

М. В. Лебедев, М. Ф. Хайруллин, А. С. Погребняк, Л. В. Торгашова

ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Монография

ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)



Общество с ограниченной ответственностью
«Тюменский нефтяной научный центр»

ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО
(СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Монография

Тюмень
2022

УДК 55
ББК 26.3
О 62

Рецензенты:
доктор геолого-минералогических наук С. Е. Агалаков,

**Опыт моделирования продуктивных резервуаров северо-востока
Непско-Ботуобинской НГО (Сибирская платформа)** : монография /
М. В. Лебедев, М. Ф. Хайруллин, А. С. Погребняк, Л. В. Торгашова. –
Тюмень : Тюменский нефтяной научный центр; ИПЦ «Экспресс», 2022. – 296 с. –
Текст: непосредственный.
ISBN 978-5-6048016-0-4

Целью написания настоящей монографии является систематическое изложение опыта сотрудников ООО «ТННЦ», полученного как в ходе региональных исследований геологии и нефтегазоносности северо-востока Непско-Ботуобинской НГО Лено-Тунгусской НГНП, так и в ходе детальных исследований расположенных там активов ПАО «НК «Роснефть».

Работа состоит из двух частей.

Первая часть является логическим продолжением монографии М. В. Лебедева «Основы фациального моделирования осадочных бассейнов» (2021) и содержит результаты апробации предложенной теоретической модели осадочного бассейна как последовательности фациальных серий. Главный практический результат: оконтуривание в Хамакинской, Улаханской, Ботуобинской фациальных сериях зон нефтегазонакопления.

Во второй части систематизирован совокупный опыт специалистов ООО «ТННЦ», полученный в результате многолетнего изучения терригенных и карбонатных резервуаров Верхнечонского и Среднеботуобинского месторождений, которые можно рассматривать как эталоны для изучаемого региона.

УДК 55
ББК 26.3

ISBN 978-5-6048016-0-4

© Коллектив авторов, 2022
© ООО «Тюменский нефтяной
научный центр», 2022
© Оформление.
ООО «ИПЦ «Экспресс», 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
----------------	---

Часть I ОПЫТ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДА СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА) (М. В. Лебедев)	9
ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ	9

Глава 1 ОСНОВЫ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ.....	16
1.1. Фациальное моделирование как часть геосистемной парадигмы в геологии.....	16
1.2. Метод фациального моделирования.....	27
1.3. Средство фациального моделирования	43
1.4. Основные выводы.....	58

Глава 2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПОСТРОЕНИЯ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА	60
2.1. Стратиграфия вендского терригенного комплекса	62
2.2. Стратиграфические несогласия в терригенном венде	66
2.3. Корреляционная схема вендского терригенного комплекса как основа фациального моделирования..	86
2.4. Закон композиции геосистемы для вендского терригенного комплекса.....	89
2.5. Основные выводы.....	101

Глава 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА.....	105
3.1. Результаты конструирования сечений фаций (фациальный анализ). Базовая модель объекта	106
3.2. Основы для распространения фаций	121
3.3. Модели фациальных серий.....	124

3.4. Сравнение полученных результатов с результатами секвенс-стратиграфического моделирования	134
3.5. Основные выводы	144

Глава 4 ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ВЕНДА.....	146
4.1. К определению зон нефтегазонакопления.....	148
4.2. Обоснование зон нефтегазонакопления	150
4.3. Основные выводы.....	163
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ.....	163

**Часть II ОПЫТ В ОБЛАСТИ ИЗУЧЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА
НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО**

(М. Ф. Хайруллин, А. С. Погребняк, Л. В. Торгашова)	167
ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ	167

Глава 5 ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ВОСТОЧНО-СИБИРСКИХ АКТИВОВ В ООО «ТННЦ».....	168
--	------------

Глава 6 ОПЫТ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	178
6.1. История становления и современное состояние петрофизической модели горизонта Вч Верхнечонского месторождения.....	178
6.2. Результаты петрофизического моделирования карбонатных резервуаров.....	187

Глава 7 ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕНДА И ОТЛОЖЕНИЙ ФУНДАМЕНТА ПЛАТФОРМЫ	195
7.1. Результаты изучения фундамента платформы	196
7.2. Результаты фациального моделирования вендского терригенного комплекса.....	201
7.3. Результаты инверсии сейсмических данных	210
7.4. Результаты исследования засоления резервуаров.....	217
7.5. Новые перспективные объекты	223

Глава 8 ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ	226
8.1. Преображенский пласт.....	226
8.2. Юряхский горизонт	230
8.3. Осинский горизонт.....	234
8.4. Новые перспективные пласты.....	247
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ	250
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	253
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	255
СПИСОК РИСУНКОВ.....	288

ВВЕДЕНИЕ

Целью настоящей монографии является систематическое изложение опыта, полученного в ООО «ТННЦ» в ходе исследования активов ПАО «НК «Роснефть», находящихся в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП).

Актуальность написания такой работы определяется следующими обстоятельствами. В последние годы под руководством академика А. Э. Конторовича была разработана новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации [Конторович, Эдер, 2015; Конторович, 2016; Эдер, Конторович, 2017]. Лено-Тунгусской НГП в ней посвящен самостоятельный раздел, в котором отмечено следующее [Конторович, Эдер, 2015, стр. 16]:

- Ее низкая степень геологической изученности определяет высокую перспективность проведения геологоразведочных работ (ГРП) и открытия новых месторождений.
- Значительная часть запасов месторождений, уже подготовленных к вводу в промышленную эксплуатацию, содержит трудноизвлекаемую нефть (ТРИЗ). Это относится и к карбонатным резервуарам венда – кембрия Непско-Ботуобинской НГО.
- В последние годы крупнейшие приросты запасов нефти в карбонатных отложениях происходили главным образом в Непско-Ботуобинской зоне в преобразженском, усть-кутском, ербогаченском, осинском горизонтах (прежде всего в Иркутской области). Здесь были открыты такие месторождения, как им. Савостьянова (2009), им. Синявского (2010), им. Лисовского (2010), Санарское (2010). В основном это запасы категории С2, которые составляют около 405 млн т.
- Эффективная разработка таких месторождений требует новых технологий и крупномасштабных

инвестиций. Однако фактором, способствующим достижению запланированного высокого уровня добычи нефти в регионе, будет интенсивная подготовка новых запасов с учетом широкого внедрения инновационных технологий в разведку и разработку месторождений.

Для решения поставленных задач необходима дальнейшая разработка научной основы поисков, разведки и эксплуатации залежей углеводородов в регионе. В этой масштабной проблеме можно выделить две задачи, имеющие непосредственное отношение к данной монографии.

Первой задачей является дальнейшее совершенствование региональных моделей резервуаров. Наиболее крупные месторождения рассматриваемого региона – Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское, Среднеботубинское – уже введены в промышленную разработку. Поэтому в дальнейшем восполнение ресурсной базы возможно как за счет вовлечения в эксплуатацию более мелких месторождений – спутников, так и за счет открытия новых залежей, вероятнее всего, неструктурного типа. А для открытия таких объектов требуется привлечение региональных фациально-стратиграфических моделей вмещающих их комплексов как априорных для интерпретации данных современной сейсморазведки. Соответственно в первой части монографии (автор М. В. Лебедев) приведена фациально-стратиграфическая модель верхней части вендского терригенного комплекса северо-востока Непско-Ботубинской НГО, основанная:

- во-первых, на авторском варианте корреляции рассматриваемых разрезов в различных фациальных зонах;
- во-вторых, на концептуальной модели садочного бассейна, созданной для решения задач прогнозирования геологического разреза ПГР.

Вторая задача, которую необходимо решить для интенсификации разработки и подготовки новых запасов

в регионе – это задача построения детальных (масштаба залежей) литологических моделей терригенных и карбонатных резервуаров, обеспечивающих эффективное проведение их эксплуатации. В последнее десятилетие специалисты ТННЦ были активно вовлечены в процессы исследования терригенных и карбонатных резервуаров Верхнечонского и Среднеботуобинского месторождений – эталонных объектов для решения этой задачи. Поэтому во второй части монографии изложен опыт изучения резервуаров на этих месторождениях как основа для проведения их доразведки и разработки. Авторы этой части работы – М. Ф. Хайруллин, А. С. Погребняк, Л. В. Торгашова.

ОПЫТ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДА СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

М. В. ЛЕБЕДЕВ

ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Первая часть данной монографии является логическим продолжением предыдущей работы автора, посвященной основам фациального моделирования осадочных бассейнов [Лебедев, 2021]. Суть ее кратко можно сформулировать в следующих тезисах:

- Фациальное моделирование – это самостоятельное направление исследований в рамках прогнозирования геологического разреза (ПГР). Цель ПГР можно определить как построение пространственной литологической модели бассейна. Для ее достижения необходимо решить следующую систему задач: выполнить идентификацию одномерных литологических тел, вскрытых скважинами; выполнить прогноз литологических тел, еще не вскрытых скважинами; построить их границы. Основными в этой триаде являются задачи литологической идентификации и литологического прогноза. Они обладают смысловым единством, решаются специальным комплексом методов и средств, результаты решения можно проверить в ходе последующих поисково-разведочных работ. Поэтому указанные задачи предложено принять как формальную постановку задачи фациального моделирования.
- Фациальное моделирование можно рассматривать как частный случай системного подхода к геологическим исследованиям. Осадочный бассейн в дан-

ном случае описывается как вертикальная последовательность систем (суперсистема), элементы каждой из которых – фации – расположены в геологическом пространстве закономерно и предсказуемо. Это свойство модели и является основой ПГР.

- Соответственно для выполнения фациального моделирования необходима особая конструкция – «модель моделей», по выражению д.т.н. С. В. Костюченко, которая определяет принципы конструирования моделей конкретных осадочных образований. Ее авторский вариант основан на следующих идеях:
 - Осадочный бассейн представляется как вертикальная последовательность фациальных серий – стратонов геосистемной природы, сформированных в периоды эволюционной миграции седиментационных систем и являющихся латеральными рядами фаций.
 - Границами фациальных серий являются фациальные несогласия – изохронные в структурном смысле геологические границы, образованные в результате революционных перестроек седиментационных систем.

Актуальная задача на сегодня – апробация предложенной конструкции путем фациального моделирования бассейнов различных генетических типов. Эта идея и стала стимулом для написания настоящего раздела. Объектом апробации был выбран вендский нефтегазоносный терригенный комплекс Сибирской платформы, играющий важную роль в поддержании уровней нефтегазодобычи в стране. Предметом исследования – его фациальная модель как вертикальная последовательность фациальных серий. В качестве района исследований определена северо-восточная часть Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) по следующим причинам:

- с одной стороны, вендский терригенный комплекс там уже является достаточно хорошо изученным

для демонстрации возможностей предлагаемой версии фациального моделирования;

- с другой стороны, нефтегазоносный потенциал объекта еще до конца не раскрыт, поэтому некоторые рекомендации, полученные в ходе фациального моделирования, могут иметь практическую значимость.

Последний тезис имеет следующее обоснование. Характерная особенность Непско-Ботуобинской НГО – дефицит структурных ловушек углеводородов (УВ). В пределах ее северо-восточной части такие ловушки сосредоточены только в зоне Вилуйско-Мархинского разлома [Непско-Ботуобинская..., 1989]. Это Среднеботуобинская, Тас-Юряхская, Нелбинская, Иреляхская, Маччобинская структуры, вмещающие различные по запасам скопления УВ. На остальной части НГО структурные ловушки в основном отсутствуют, и такие крупные месторождения УВ, как Чайндинское, Верхнечонское, Дулиминское, Ярактинское, контролируются главным образом неоднородностями содержащих их резервуаров. Поэтому задача фациального моделирования терригенного венда здесь является весьма актуальной.

Итак, цель работы – систематическое изложение опыта, полученного в ходе фациального моделирования верхней части терригенного венда, содержащей основные продуктивные горизонты района. Для ее достижения было необходимо:

- изложить суть предлагаемой геосистемной концепции;
- обосновать вариант стратиграфической схемы объекта как вертикальной последовательности осадочных серий на основе критического анализа предшествующих работ и собственного опыта;
- обобщить существующие представления по фациальному строению терригенного венда и обосновать латеральную последовательность фаций в объекте как закон композиции геосистемы;

- сконструировать и исследовать фациальную модель объекта как вертикальную последовательность фациальных серий;
- выявить полезные в практическом отношении следствия проведенного фациального моделирования – зоны нефтегазоаккумуляции.

Теоретическим базисом предлагаемой геосистемной концепции являются:

- во-первых, результаты исследования логических основ стратиграфии, фациального анализа и опыт построения формальных моделей геологических объектов, изложенные в основополагающих работах Новосибирской школы математической геологии под руководством Ю. А. Косыгина и Ю. А. Воронина;
- во-вторых, результаты работ С. В. Мейена и других исследователей в области изучения геосистемной природы стратиграфических подразделений, а также результаты работ Н. Б. Вассоевича в области исследования геосистемной природы стратиграфических границ.

В качестве базовых источников идей для фациального анализа и фациального синтеза вендского терригенного комплекса были использованы:

- во-первых, работы Д. А. Буша, Ю. А. Жемчужникова, Ч. Э. Б. Конибира, В. С. Муромцева, Д. В. Наливкина, В. И. Попова, Х. Рединга, Г.-Э. Рейнека и И. Б. Сингха, Л. Б. Рухина, Р. Ч. Селли, Н. М. Страхова, П. П. Тимофеева, Г. И. Тодоровича, Э. Хеллема и других исследователей, посвященные общим закономерностям фациального строения осадочных бассейнов и особенностям, используемым при выделении конкретных фаций;
- во-вторых, фундаментальные результаты изучения стратиграфии вендского терригенного комплекса, приведенные в трудах В. И. Авдеевой, Н. Н. Белозеровой, А. К. Боброва, В. Н. Воробьева, М. Л. Кокоули-

на, П. Н. Колосова, Н. В. Мельникова, С. А. Моисеева, В. А. Рудавской, З. Х. Файзулиной, Б. М. Фролова, Г. Г. Шемина и других исследователей;

- в-третьих, основополагающие результаты изучения литологии и фациального состава терригенного венда, опубликованные О. В. Бескровной, А. И. Герашенко, Т. И. Гуровой, В. А. Гроссгеймом, А. П. Железновой, Л. С. Черновой и другими исследователями.

В основу фациального моделирования были положены следующие фактические данные:

- результаты седиментологического описания керна более 100 скважин, по 63 из которых описание выполнено автором, а по остальным – его наставниками и коллегами, сотрудниками ФГУП «СНИИГГиМС» А. О. Ефимовым, Л. С. Черновой, А. М. Фоминым;
- данные каротажа большинства глубоких скважин на территории северо-востока Непско-Ботуобинской НГО, пробуренных в советский период интенсивного изучения объекта.

На этих данных основывалась кандидатская диссертация автора (1992). Затем они были переосмыслены, расширены и переработаны на базе вновь полученных теоретических результатов в его докторской диссертации (2015). Ее региональный раздел стал основой этой части монографии.

Работа включает раздел «Вводные замечания», четыре главы, а также раздел «Основные результаты и выводы».

В *первой главе* при помощи серии модельных примеров кратко изложена концепция фациального моделирования осадочных бассейнов, основанная на открытиях геосистемной природы стратонов и их границ.

Вторая глава посвящена методическим вопросам фациального моделирования терригенного венда.

В первой части главы обобщены существующие представления о стратиграфии терригенного венда района исследования, а также изложен собственный опыт кор-

реляции разнофациальных разрезов непского и тирского региональных горизонтов. Главным результатом стало обоснование в терригенном венде объемов осадочных серий (или секвенсов) – стратонов, ограниченных поверхностями региональных стратиграфических несогласий и соответствующих им согласий. Этот результат отражен в корреляционной схеме объекта, построенной автором в сотворчестве с С. А. Моисеевым, А. М. Фоминым, В. А. Топешко [Лебедев и др., 2014]. Предложенная схема была использована как стратиграфический каркас для последующего фациального моделирования.

Во второй части главы обобщены существующие представления по условиям формирования терригенного венда, а также собственный опыт изучения его фациального состава в разнотипных разрезах. В результате был предложен закон композиции геосистемы – латеральная последовательность фаций, образующих объект исследования. Полученный результат был использован как основа для их идентификации и прогноза.

Третья глава содержит описание фациальной модели верхней (верхненепско-тирской) части вендского терригенного комплекса, в состав которой входят основные продуктивные резервуары района. Согласно результатам моделирования, она включает Хамакинскую, Улаханскую и Ботуобинскую фациальные серии с различными трендами распространения резервуаров.

В **четвертой главе** приведены практические результаты работы: схемы нефтегазогеологического районирования основных продуктивных горизонтов, основанные на данных фациального моделирования.

Автор с глубокой благодарностью вспоминает уже ушедших от нас к.г.-м.н. А. О. Ефимова и к.г.-м.н. Л. С. Чернову, под непосредственным руководством которых в ФГУП «СНИИГГиМС» он получил первый опыт изучения терригенных отложений венда Сибирской платформы.

Автор искренне признателен своим коллегам к.г.-м.н. С. А. Моисееву, к.г.-м.н. А. М. Фомину за сотворчество,

благодаря которому родились многие разделы этой работы.

Автор горячо благодарит свою жену О. Н. Лебедеву и своих друзей Л. М. Бурштейна, П. Н. Мельникова, О. А. Мосину, И. С. Новикова в целом за поддержку при написании и защите основы данной части монографии.

Автор искренне благодарен руководству ООО «ТННЦ» за возможность ее опубликования.

Особую благодарность автор выражает своим учителям – академику А. Э. Конторовичу и профессору Н. В. Мельникову.

ОСНОВЫ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

В данной главе кратко изложены основы фациального моделирования осадочных бассейнов в понимании автора [Лебедев, Чернова, 1996; Лебедев, 1996, 2006, 2008, 2015б, 2017, 2021]:

- Фациальное моделирование как часть геосистемной парадигмы в геологии.
- Метод фациального моделирования.
- Средство фациального моделирования.

1.1. Фациальное моделирование как часть геосистемной парадигмы в геологии

Для прояснения сути фациального моделирования рассмотрим следующий гипотетический пример решения задачи ПГР (рис. 1.1).

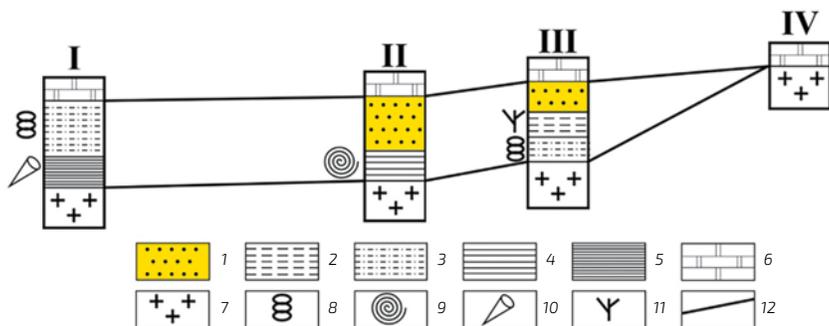


Рис. 1.1. Модельный пример решения задачи ПГР: исходные данные

Условные обозначения: 1 – песчаники от мелкозернистых до крупнозернистых, как правило, хорошо отсортированные, горизонтальнослоистые, а также с мелкой и крупной косой слоистостью ряби волнения и течения; 2 – грубое и тонкое, примерно равномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников с линзовидно-флазерной слоистостью, с интракластами глинистых пород; 3 – грубое и тонкое, примерно равномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов и мелкозернистых песчаников с градиционной структурой (штормовые прослои); 4 – тонкое, примерно равномерное переслаивание аргиллитов и алевролитов; 5 – тонкослоистые аргиллиты с немногочисленными тонкими слоями алевролитов; 6 – карбонаты; 7 – породы фундамента; 8 – фораминиферы; 9 – аммониты; 10 – белемниты; 11 – отпечатки наземных растений, корневые системы, слои углей, следы осушения; 12 – сейсмические границы

Исходные данные для решения задачи ПГР:

- четыре скважины, три из которых вскрыли между карбонатной толщей и фундаментом формации терригенного состава, четвертая скважина доказала выклинивание терригенной формации;
- сейсмические границы, соответствующие кровле и подошве терригенной формации.

Задача: построить по исходным данным литологический разрез терригенной формации с выделением песчаных резервуаров УВ как основу для построения нефтегазгеологической модели объекта.

Что для этого нужно сделать?

Во-первых, необходимо *идентифицировать* сечения однотипных литологических тел в разрезах скважин, т.е. [по Ю. А. Воронину и др., 1971], решить следующий вопрос: входят ли они в состав одного пространственного тела или нет? Результатом идентификации будут пространственные тела резервуаров, уже выявленные бурением.

Вместе с тем очевидно, что для построения пространственной модели объекта одной идентификации литологических тел недостаточно, поскольку в межскважинном пространстве могут быть еще нефтегазоперспективные песчаные тела, пока не выявленные бурением.

Поэтому, **во-вторых**, необходимо *спрогнозировать* эти еще неизвестные литологические тела.

В результате последовательного решения задач *литологической идентификации и литологического прогноза* возникнет система пространственных литотел – основа для дальнейшей оценки нефтегазоносности исследуемого объекта.

И наконец, **в-третьих**, для создания пространственной модели объекта необходимо построить границы идентифицированных и спрогнозированных литологических тел. Решение этой задачи основывается на результатах решения первых двух задач. Кроме того, она является стандартной задачей сейсмической интерпретации. Решается она, как правило, путем установления

закономерных пространственных взаимоотношений между опорными и целевыми границами – далее она в работе не рассматривается.

Первая часть настоящей монографии, как и предыдущая работа [Лебедев, 2021], целиком посвящена обсуждению различных аспектов задач литологической идентификации и литологического прогноза. Ранее было показано [Там же], что их решение является целью фациального моделирования – самостоятельного научного направления в рамках ПГР.

Продолжим рассматривать наш модельный пример. Очевидно, что по имеющимся исходным данным можно построить достаточно большое количество различных литологических разрезов, различающихся результатами решения как задачи идентификации, так и задачи литологического прогноза. Некоторые из возможных вариантов приведены на рис. 1.2.

Все они одинаково соответствуют разрезам скважин, но по-разному описывают межскважинное пространство. Соответственно возникают следующие вопросы:

- Одно или два песчаных тела вскрыли скважины? Это существенный вопрос, поскольку от его решения зависят оценка объемов ресурсов и дальнейшая стратегия ГРП.
- Есть ли в разрезе терригенной формации еще песчаные тела, не вскрытые скважинами, с которыми могут быть связаны дополнительные зоны нефтегазоаккумуляции и ресурсы УВ?
- Может ли быть в разрезе рассматриваемой формации карбонатный биогерм? Если «да», то с ним также может быть связано новое направление поисковых работ.
- Допустим, в последнем прогнозе мы ошиблись – карбонатный биогерм в намеченной точке не подтвердился! Что делать дальше? Продолжать ли его искать?

Ну и, наконец, главный вопрос: *как решать эти частные вопросы?*

Анализ многочисленных работ, посвященных как общим, так и частным проблемам ПГР, позволяет утверждать, что этот главный вопрос в настоящее время решается на основе геосистемной парадигмы: практически все исследователи рассматривают осадочные бассейны не как хаос, а как закономерно построенные *системы геологических тел*.

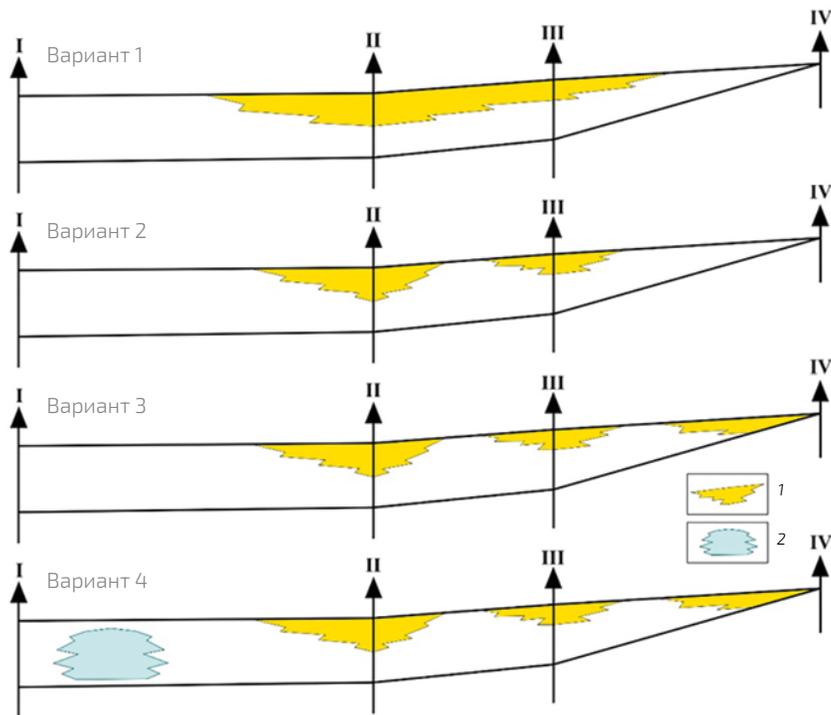


Рис. 1.2. Некоторые из возможных вариантов ПГР по данным рис. 1.1

Условные обозначения: 1 – тела песчаников, 2 – карбонатный биогерм

Для понятия «система» есть много определений. Для настоящей работы хорошо подходит определение В. Н. Садовского [Садовский]: «Система – множество элементов, находящихся в отношениях и связях друг с другом, которое образует определенную целостность, единство».

Из этого определения следует, что *то главное*, что отличает систему от просто набора элементов, – это их

связи и отношения, придающие данному набору новую суть – целостность или единство. По аналогии с живописью указанные связи и отношения можно условно называть *законом композиции системы*.

Соответственно решение задачи фациального моделирования возможно путем построения геологической системы, элементы которой должны находиться в закономерных пространственных отношениях, подчиняться закону композиции. Для наглядности в качестве аналога процедуры решения задач ПГР можно выбрать процедуру составления пазла (рис. 1.3).

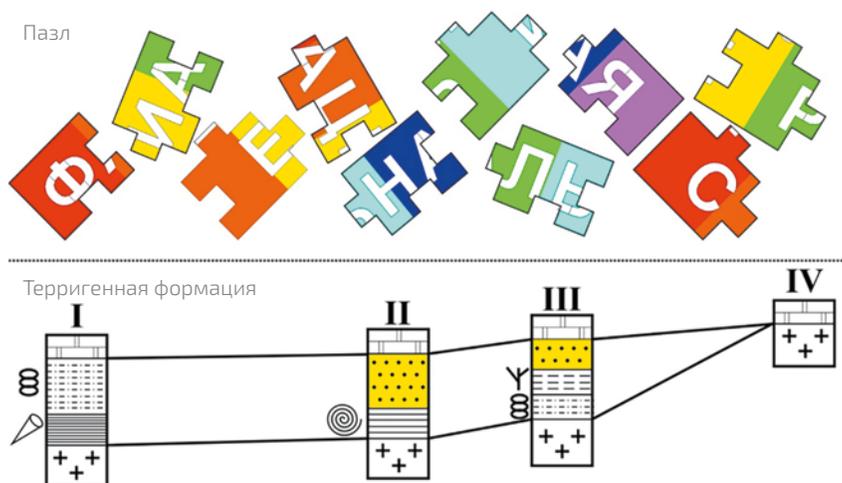


Рис. 1.3. Исходные состояния объектов – хаос

В верхней части рис. 1.3 показаны хаотически разбросанные по столу разноцветные элементы пазла с фрагментами букв. Необходимо собрать из этих фрагментов информационную систему и прочесть зашифрованную фразу. Очевидно, что:

- элементами данной информационной системы являются разноцветные фигурки с фрагментами букв;
- законом композиции – закономерная последовательность цветов, составляющих спектр солнечного света – радуго.

В нижней части рис. 1.3 приведены случайно полученные литологические разрезы терригенной формации, чередование литотипов в которых также достаточно случайно. Возникают следующие вопросы:

- Что здесь является элементами этой геосистемы?
- Что является законом их композиции?

Фации как элементы геосистемы

Рассмотрение как фундаментальных обобщений по строению осадочных толщ, так и работ, посвященных решению конкретных задач фациального моделирования, привело автора к выводу, что в качестве элементов геосистемы в данном случае рассматриваются фации. Попробуем это показать.

Л. Б. Рухин рассматривал в качестве фаций «осадки, отложенные на определенной площади в одних и тех же условиях, отличных от тех, которые господствовали в соседних районах» [Рухин, 1959, с. 71]. В своей работе «Основы общей палеогеографии» он показал, как представление осадочных объектов в виде систем фаций позволяет получить о них новые знания: «Кроме того, составление рядов фаций позволяет уточнить генезис некоторых отложений. В каждом ряду присутствует несколько фаций, условия образования которых достаточно очевидны. Опираясь на них, можно определить и обстановку формирования спорных типов. Например, если установлено, что изучаемые породы, генезис которых проблематичен, фациально замещаются, с одной стороны, делювиальными, а с другой – русловыми аллювиальными отложениями, то весьма вероятно, что исследуемые накопления сформировались в пойме реки» [Рухин, 1959, с. 71–72]. Из приведенной цитаты можно сделать вывод, что если интерпретировать разрезы скважин как вертикальные последовательности фаций, то знание общих закономерностей их латерального распространения позволяет:

- во-первых, определить условия образования некоторых типов осадков;

- во-вторых, что самое главное, выполнять по этой же логической схеме латеральный прогноз фаций между скважинами или фациальное моделирование.

Аналогичные рассуждения можно найти и в монографии Р. Ч. Селли «Древние обстановки осадконакопления» [1989, гл. 12]. Рассматривая возможные подходы к фациальному моделированию, он приводит следующий пример. Две скважины, расположенные в нескольких километрах друг от друга, вскрыли карбонатную формацию. В одной из них разрез представлен микрокристаллическими доломитами, пеллетовыми известняками, в другой – аргиллитовым кальцилютитом с мелкими пелагическими фораминиферами. Вопрос: какой тип разреза будет между этими скважинами? При одном подходе первый разрез интерпретируется как фация себхи-лагунов, второй разрез – как фация открытого моря. Поскольку в современных бассейнах между этими обстановками выделяется высокоэнергетическая обстановка формирования скелетных, оолитовых песков или рифов, то именно эти фации следует ожидать в пространстве между скважинами. При другом подходе утверждается, например, что из 100 аналогичных ситуаций в 90 случаях указанные фации были разделены рифами или фацией калькаренинов. Следовательно, вероятность вскрыть эти фации в пространстве между двумя разрезами скважин можно оценить как 0,9. Однако независимо от выбранного подхода, в основе методологии литологического прогноза, согласно представлениям Селли, лежит идея фаций.

Приведем еще два примера из современных работ по комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных.

Так, в статье С. Б. Денисова, Е. М. Бирун, В. С. Рудой, П. В. Ставинского отмечено следующее: «Одним из путей повышения разрешающей способности и достоверности геологических моделей при комплексировании данных сейсморазведки и ГИС является построение принци-

альных геологических моделей, отражающих условия седиментации обломочных пород. Подобные модели ... позволяют детализировать строение выделенных фациальных зон с детальностью ГИС, опираясь на законы седиментации...» [Денисов и др., 2005]. Иными словами, опираясь на законы седиментации или, другими словами, на закономерные латеральные ряды фаций, можно повышать эффективность решения задач ПГР.

В работе С. И. Билибина, М. В. Перепечкина, Е. А. Юкановой речь идет, в том числе, и о возможности дополнения информации при геологическом моделировании путем построения принципиальных моделей осадочных образований. «Принципиальная модель – это концептуальная гипотеза строения и осадконакопления коллекторов моделируемого объекта...» [Билибин и др., 2007, с. 192]. А связь гипотез осадконакопления и изучаемых древних осадочных разрезов, как известно, осуществляется через понятие «фация».

Таким образом, из анализа упомянутых монографий и статей, а также многих других научных трудов, по мнению автора, можно вывести однозначное заключение о том, что идея фаций как геологических тел, латеральные взаимоотношения которых контролировались законами седиментации, лежит в основе решения задач ПГР.

Сформулированный выше вывод закономерно приводит к следующему вопросу: что такое фация? Авторы фундаментального труда «Материалы по тектонической терминологии» пришли к заключению о существовании, как минимум, девяти значений понятия «фация» [Материалы по..., 1964]. Вопрос этот более подробно разбирался в [Лебедев, 2021]. Здесь же достаточно отметить следующее: позиция автора по данному вопросу в значительной степени основана на результатах работы Ю. А. Воронина и Э. А. Еганова «Фации, формации, паргенезис» [1972]. В ней убедительно обосновано, что фации – это части целостного объекта, выделенные исследователем на основе анализа его неоднородности.

Из этого тезиса далее выведены весьма важные следствия:

- Анализ фаций как *частей целого* часто позволяет выявить еще неизвестные свойства этого *целого* [Там же, с. 9], в частности, спрогнозировать наличие в нем еще неизвестных частей на основе закономерных отношений с известными – именно об этом писали в своих монографиях Л. Б. Рухин и Р. Ч. Селли (см. выше).
- Фации в задачах фациального моделирования – это конструкторы, которые исследователь собирает из литотипов на основе своих априорных представлений об отношениях их единства. Или, иными словами, фации – это сложные геологические тела, полученные в результате группирования литотипов по заранее обоснованному отношению их однородности, т.е., например, образования в одной обстановке седиментации.

К сказанному хотелось бы еще добавить, что в рамках фациального моделирования фации – это неоднородные части осадочных бассейнов, *закономерным образом упорядоченные в пространстве*. Именно это свойство фаций теоретически позволяет переходить от их вертикальных последовательностей в разрезах скважин к латеральным последовательностям в межскважинном пространстве.

Закон композиции геосистемы

Если фации – это геологические тела-конструкторы, то собирать их из литотипов можно не единственным образом. Возникает вопрос: как конструировать фации для решения задач ПГР?

В начале обсуждения данного вопроса приведем выдержки из двух фундаментальных работ.

Первая из них заимствована из капитального труда «Руководство по определению осадочных комплексов и методика фациально-палеогеографического картирования» коллектива среднеазиатских геологов под руко-

водством В. И. Попова. Фация в данной работе – это «динамически обособленная единица геологической среды, находящая свое выражение в определенных породах и их сочетаниях, т.е. в определенных формациях» [Руководство по..., 1963, с. 12]. То есть под фациями здесь понимаются обстановки седиментации, а под формациями – фации в нашем понимании. Во избежание путаницы далее будем придерживаться принятой в настоящей работе терминологии. В. И. Попов с соавторами рассматривают основные принципы выделения систем обстановок осадконакопления: петрографический, ландшафтный, динамический. При этом в работе убедительно обосновано, что наибольшей прогностической силой обладает динамический принцип, в соответствии с которым:

- обстановки седиментации – это части ландшафта, выделенные в соответствии с последовательными и *закономерными* стадиями движения осадка от области эрозии в бассейне седиментации;
- фации – это *закономерным* образом упорядоченные в геологическом пространстве осадочные тела, сформированные в этих обстановках.

Так, если мы выделяем обстановки седиментации преимущественно глинистых отложений открытого бассейна и преимущественно глинистых отложений лагун, то между ними мы *должны* выделить обстановку пляжево-барового побережья, поскольку без нее лагуна просто не могла бы существовать. Соответственно и в осадочных бассейнах между фациями глинистых отложений открытого бассейна и глинистых отложений лагун мы *должны* прогнозировать фацию пляжево-баровых песчаников, поскольку все эти отложения являются продуктом закономерно построенной системы обстановок седиментации.

В подтверждение последней мысли вновь приведем цитату из монографии Р. Ч. Селли: «Обстановки осадконакопления на земном шаре соседствуют друг с другом, причем их взаимное расположение вполне закономерно

и предсказуемо. Например, аллювиальная пойма может соседствовать с приливно-отливной отмелью, которая, в свою очередь, может постепенно переходить через лагуну к барьерному острову и далее к открытому морю» [Селли, 1989, с. 12].

Итак, если разбиение материнского бассейна на обстановки седиментации выполнено в соответствии с законами дифференциации в нем осадочного материала, то разбиение сформированного в нем комплекса осадочных пород на фации, соответствующие выделенным обстановкам, обеспечивает их закономерные латеральные отношения. Следовательно, законами композиции геосистемы для решения задач ПГР являются закономерные латеральные ряды фаций.

Выводы:

- На современном этапе развития нефтегазовой геологии прогнозирование геологического разреза по комплексу сейсмических и скважинных данных является одной из ключевых задач при подготовке запасов и ресурсов углеводородного сырья. ПГР можно рассматривать как триединую проблему, включающую идентификацию и прогноз литологических тел, а также задачу построения их границ в геологическом пространстве. Решение первых двух задач можно рассматривать как цель фациального моделирования в рамках ПГР, решение третьей задачи – соответственно, как цель структурного моделирования.
- Решение задачи литологической идентификации и литологического прогноза является не единственным в силу принципиальной ограниченности исходной информации. Для получения конкретного результата условия задачи необходимо дополнить некоторыми допущениями. В настоящее время такие допущения формулируются в рамках геосистемной парадигмы, в соответствие с которой осадочные бассейны интерпретируются не как хаос, а как системы геологических тел, закономерным об-

разом упорядоченных в пространстве.

- Определяются такие геосистемы, во-первых, их элементами, во-вторых, законами композиции, объединяющими эти элементы в единое целое.
- Элементами геосистем в задачах фациального моделирования являются фации-конструкты, представляющие собой связные в пространстве совокупности литотипов, объединенные на основе гипотезы об их однородности, т.е. образовании в пределах одной обстановки седиментации.
- Законы композиции таких геосистем – это закономерные латеральные ряды фаций, сформированные в системах обстановок седиментации, которые, в свою очередь, выделены в соответствии с законами дифференциации осадков. Закономерное распределение седиментационных обстановок обуславливает закономерные латеральные отношения фаций в осадочном бассейне. Последнее – основа решения задач фациального моделирования.

1.2. Метод фациального моделирования

Наиболее общим методом фациального моделирования является последовательное сочетание *фациального анализа* и *фациального синтеза*.

Попробуем это показать. Для этого продолжим рассматривать наш модельный пример. В предыдущем разделе мы пришли к выводу, что фациальное моделирование является частью геосистемной парадигмы. Элементы геосистемы – это фации, а законы ее композиции – это закономерные латеральные ряды фаций, позволяющие предсказывать строение изучаемого объекта в межскважинном пространстве.

В верхней части рис. 1.4 приведен закон композиции для нашего пазла. Это радуга – закономерный спектр солнечного света. Зашифрованную фразу можно будет прочесть, только если элементы пазла будут расположены в соответствии с этим законом композиции.

Каким должен быть закон композиции геосистемы для эффективного фациального моделирования терригенной формации? Ответ на него должен дать *фациальный анализ* рассматриваемых отложений.

Фациальный анализ

Фациальное моделирование в логическом плане можно рассматривать как частный случай традитивных рассуждений или выводов по аналогии. Действительно, мы имеем разрозненные вертикальные последовательности литотипов в разрезах скважин, а нам надо восстановить их латеральные последовательности в межскважинном пространстве. Откуда взять научное основание для такого восстановления?

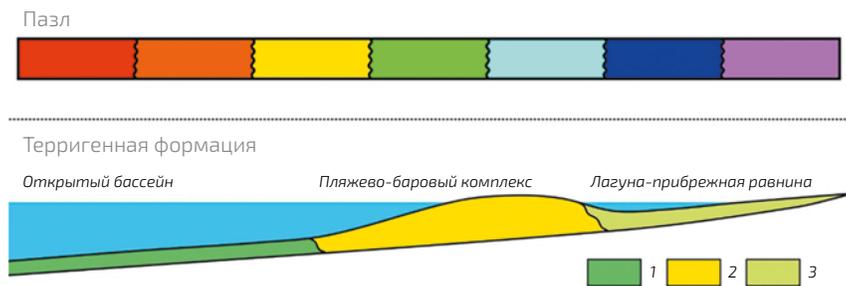


Рис. 1.4. Законы композиции систем: радуга для пазла вверх; закономерный латеральный ряд обстановок (фаций) для терригенной формации вниз

Уже не первую сотню лет геологи в качестве такого основания используют данные по современным системам обстановок седиментации, в которых латеральные взаимоотношения осадков можно наблюдать непосредственно. Если исследователь считает, что наблюдаемые им древние литотипы в разрезах скважин по своим свойствам аналогичны осадкам в какой-нибудь из современных систем седиментации, то непосредственно наблюдаемые в этой системе латеральные взаимоотношения осадочных тел он переносит на изучаемый им древний осадочный комплекс, выполняя тем самым фациальное моделирование. В этом контексте само понятие «фация»

можно рассматривать как связующее звено между погребенными осадочными формациями, современными осадками и системами их обстановок седиментации.

Из сказанного можно сделать вывод, что фациальный анализ призван решать следующую триединую задачу:

- во-первых, на основании всестороннего изучения всех свойств литотипов, выделенных в разрезах изучаемого объекта, обосновать современную ландшафтную зону, в которой формируются осадки, по своим свойствам максимально подобные исследуемым осадочным породам;
- во-вторых, выполнить разбиение современной ландшафтной зоны на обстановки седиментации с детальностью, соответствующей решаемой задаче, но так, чтобы данная латеральная последовательность обстановок имела *закономерный* характер;
- в-третьих, выполнить разбиение изучаемых разрезов на фации путем группирования литотипов в связанные геологические тела на основе представлений об их однородности – формировании в одной из заданных обстановок седиментации.

Продемонстрируем все сказанное на нашем модельном примере.

Перечисленные на рис. 1.1 свойства литотипов, образующих древнюю терригенную формацию, позволяют достаточно уверенно сформулировать гипотезу о том, что современным ландшафтным аналогом для нее является обширная часть морского бассейна, включающая прибрежную равнину, береговую зону и сопредельную с ней открытую часть акватории.

Полученное заключение дает возможность предложить в качестве закона композиции геосистемы для терригенной формации следующий закономерный ряд обстановок седиментации и соответствующих им фаций (см. рис. 1.4):

- обстановка (фация) глинистых отложений открытого бассейна;

- обстановка (фация) пляжево-баровых песчаников;
- обстановка (фация) глинистых отложений лагун – прибрежной равнины.

Данная система обстановок-фаций, *во-первых*, отвечает цели исследования: картированию песчаных резервуаров УВ, залегающих во вмещающих преимущественно глинистых отложениях. Разделение глинистых отложений на две фации, одна из которых замещается на искомые песчаники в сторону суши, а другая – в сторону моря, является эффективным средством поиска резервуаров в межскважинном пространстве.

Во-вторых, указанная последовательность фаций имеет закономерный характер, обусловленный динамикой бассейна седиментации:

- В глубоководной части ниже волнового базиса накапливаются преимущественно глинистые отложения морского бассейна.
- В его прибрежной части выше волнового базиса – прибрежно-морские пески, формирующие барьерные острова.
- Наличие барьерных островов – это причина формирования преимущественно глинистых отложений лагун и прибрежной равнины.

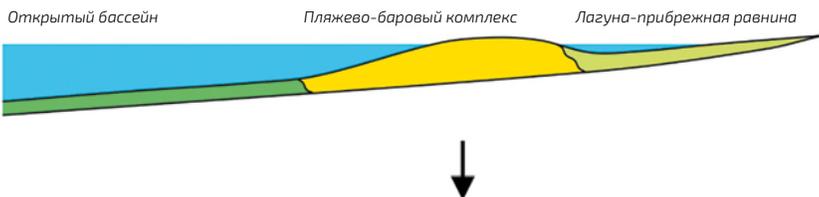
Принятый закон композиции геосистемы открывает возможность разбиения разрезов на фации. При этом к фации открытого бассейна отнесены глинистые литотипы с морской фауной, а также залегающие среди них слои алевролитов и песчаников с градационной структурой – штормовые прослои. К пляжево-баровой фации отнесены все разновидности хорошо отсортированных песчаников с характерным для нее набором текстур. К фации лагун – прибрежной равнины – глинистые литотипы с отпечатками наземных растений, корневыми системами, слойками углей, следами осушения, а также залегающие среди них слои песчаников с линзовидно-флазерной слоистостью, с интракластами глинистых пород.

Результат фациального анализа терригенной формации приведен на рис. 1.5:

- разрез скважины I интерпретирован как фация глинистых отложений открытого бассейна;
- разрез скважины II – как вертикальная последовательность фаций глинистых отложений открытого бассейна и пляжево-баровых песчаников;
- разрез скважины III – как вертикальная последовательность фаций глинистых отложений открытого бассейна, глинистых отложений лагун – прибрежной равнины и пляжево-баровых песчаников.

Итак, мы выполнили разбиение разрезов терригенной формации на элементы – фации – в соответствии с принятым законом композиции геосистемы. Вопрос: достаточно ли полученного результата для построения литолого-фациального разреза терригенной формации? Для ответа на него имеет смысл вернуться к рассмотрению нашей второй модели – пазлу.

Закон композиции геосистемы



Результат фациального анализа

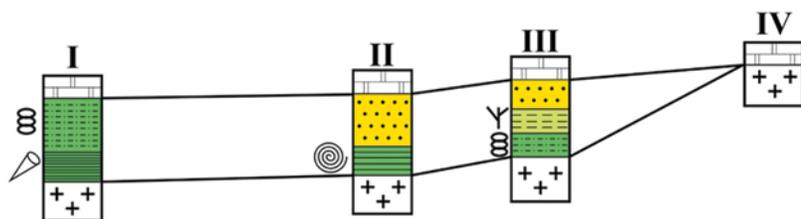


Рис. 1.5. Результат фациального анализа для терригенной формации

Условные обозначения см. на рис. 1.1, 1.4

На рис. 1.6 приведена неудачная попытка его сборки: элементы расположены в строгом соответствии с принятым законом композиции, но они не образуют информационную систему – зашифрованная фраза не читается! Данный пример был призван показать, что определение элементов и закона композиции системы еще не позволяет построить ее должным образом – нужно что-то еще! В своих предшествующих работах [Лебедев, 2006, 2008, 2015б, 2017, 2021] автор пытался показать, что этим «что-то» является базовая модель геосистемы.

Базовая модель осадочного бассейна

Базовая модель – в рассматриваемых примерах это матрица, в которую в соответствии с законом композиции укладываются элементы системы. Пример с пазлом особенно хорош именно для иллюстрации этой идеи. Его базовая модель приведена в верхней части рис. 1.7.

Она состоит из двух рядов, в каждом из которых имеется шесть ячеек. Для сборки информационной системы необходимо для каждого элемента пазла, во-первых, определить его принадлежность к одному из двух рядов, во-вторых, определить его положение в ряду в соответствии с законом композиции – радугой.

Закон композиции



Неудачная попытка сборки пазла: элементы расположены в соответствии с законом композиции, но не образуют информационную систему

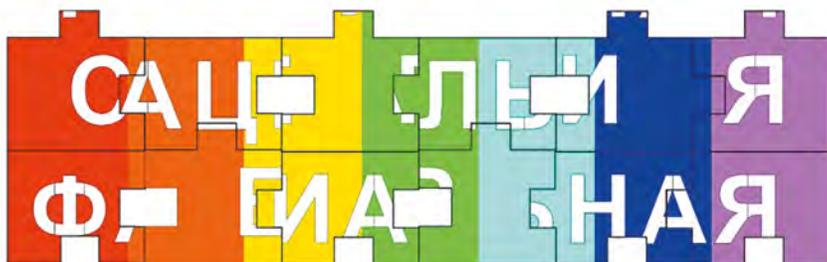
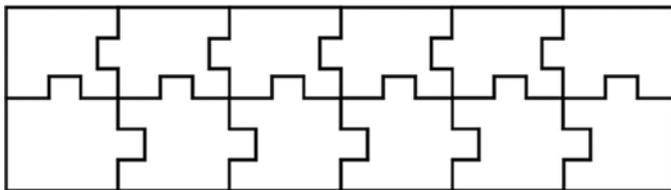


Рис. 1.6. Неудачная попытка сборки пазла

Базовая модель пазла



Базовая модель осадочного бассейна

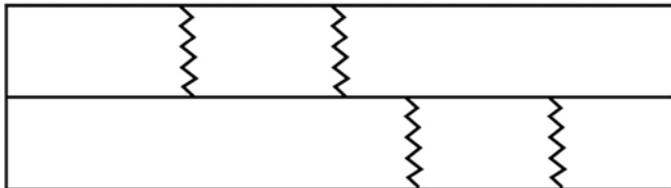


Рис. 1.7. Базовые модели пазла (вверху) и осадочного бассейна (внизу)

Базовая модель геологической системы для фациального моделирования приведена в нижней части рис. 1.7. Она также состоит из двух рядов, в каждом из которых имеется три ячейки. Для построения фациального разреза необходимо для каждого элемента-фации, во-первых, определить его принадлежность к одному из двух рядов, во-вторых, определить его положение в ряду в соответствии с законом композиции – закономерным латеральным рядом фаций.

Возникают следующие два вопроса:

- Что это за ряды?
- Что за поверхности являются их границами?

Ответы на эти вопросы содержатся в результатах открытия геосистемной природы стратонов (В. А. Красилов, И. В. Круть, С. В. Мейен и многие другие геологи), а также в результатах открытия мутационных границ (Н. Б. Вассоевич). Более подробно они разбираются в [Лебедев, 2021]. Здесь же необходимо отметить следующее.

Из работы С. В. Мейена «Введение в теорию стратиграфии» следует, что ее автор интерпретировал стратоны как пространственные следы эволюционного развития древних бассейнов седиментации, а стратиграфические

границы – как следы их перестроек, которые являются стратиграфическими событиями [Мейен, 1988, стр. 27, 56]. В результате стратиграфическая корреляция – суть прослеживание в разных разрезах различных следов одного стратиграфического события. В этом заключается принцип хронологической взаимозаменяемости стратиграфических признаков, носящий в настоящее время имя С. В. Мейена.

Представления о существовании в осадочных бассейнах изохронных литологических границ, обусловленных резкими перестройками системы обстановок седиментации, были разработаны Н. Б. Вассоевичем [1948, 1949]. Он показал необходимость установления двух основных типов слоистости в зависимости от изменчивости фаций по латерали и по вертикали: миграционной и мутационной. Миграционные границы обусловлены эволюционной миграцией системы обстановок седиментации в геологическом пространстве – они являются диахронными. Мутационные границы обусловлены резкими перестройками структуры бассейна седиментации – соответственно они изохронны. «Мутационная слоистость обязана своим возникновением не перемещению (колебанию) в пространстве с течением времени определенного «набора» фаций, а коренным существенным изменениям общих условий седиментации, влекущим за собой появление *новых* типов осадков, *не отлагавшихся в предшествующую стадию*» [Вассоевич, 1949, с. 131].

Теперь на основании проанализированных источников попробуем ответить на поставленные выше вопросы:

- Стратоны фациального моделирования следует выделять как пространственные следы эволюционной миграции систем седиментационных обстановок – автор назвал их фациальными сериями.
- Границы между фациальными сериями – это следы резких перестроек структуры бассейна седиментации – развивая представления Н. Б. Вассоевича, автор назвал их фациальными несогласиями.

Из сказанного можно вывести два следствия:

- Базовая модель должна представлять осадочный бассейн как вертикальную последовательность фациальных серий, ограниченных изохронными (гладкими) поверхностями – фациальными несогласиями.
- Поскольку фациальные серии – это пространственные следы *эволюционной* миграции систем обстановок седиментации, то внутри них возможны только диахронные (зубчатые) границы. Поэтому фациальные серии являются закономерными латеральными рядами фаций, определяемыми последовательностью породивших их обстановок седиментации.

Прояснив понятие базовой модели геосистемы для фациального моделирования, можно переходить к этапу синтеза.

Фациальный синтез

Как уже отмечалось выше, конечным результатом фациального анализа является разбиение разрезов на одномерные сечения фаций путем группирования литотипов в соответствии с заранее обоснованным законом композиции (см. рис. 1.5).

Соответственно, задачу фациального синтеза можно определить как конструирование геосистемы на основе ранее определенных сечений фаций и закона композиции в рамках принятой базовой модели осадочного бассейна. Из предшествующего изложения следует, что фациальный синтез должен включать три этапа:

1. Построение базовой модели объекта как вертикальной последовательности фациальных серий.
2. Объединение внутри каждой фациальной серии одномерных сечений фаций в пространственные тела на основе заданного закона композиции – решение задачи идентификации фаций.
3. Восстановление внутри каждой фациальной серии еще не вскрытых бурением фаций опять же на ос-

нове заданного закона композиции – решение задачи прогноза фаций.

После фациального синтеза возможна окончательная литологическая интерпретация результирующего фациального разреза с учетом состава литотипов, образующих каждую фацию.

Проведем последовательно синтез для обоих исследуемых нами объектов – пазла и терригенной формации. Начнем с построения базовой модели.

Базовая модель

Очевидно, что в пазле все элементы, имеющие выступ на верхней кромке, относятся к нижнему ряду, а имеющие соответствующий паз на нижней кромке – к верхнему ряду. Предварительно разделив все элементы пазла в соответствии с этим принципом на две совокупности, можно приступить к составлению из них двух рядов в соответствии с законом композиции системы – радугой.

Теперь перейдем к фациальному разрезу. Отметим, что в скв. III фация глинистых отложений лагун – прибрежной равнины непосредственно залегает на фации глинистых отложений открытого бассейна (см. рис 1.5). В принятом для терригенной формации законе композиции указанные фации не соседствуют по латерали, поэтому они не могут контактировать друг с другом по вертикали при эволюционном развитии бассейна седиментации. Их контакт в скв. III – фациальное несогласие, которое возникло в результате стратиграфического события – резкой (событийной по А. Л. Бейзелю [2011]) регрессии береговой линии. Проследим данную границу в разрезах оставшихся скважин на основе принципа Мейена. В скв. II она, вероятно, совпадает с резкой границей, отделяющей песчаную прибрежно-морскую фацию от глинистой фации открытого бассейна. В скв. I она, скорее всего, совпадает с резкой границей, отделяющей аргиллиты открытого бассейна от песчано-алеврито-глинистых отложений переходной зоны.

Кроме того, стратиграфическое несогласие между терригенной формацией и фундаментом платформы можно рассматривать как частный случай фациального несогласия. Аналогично дело обстоит и с кровлей терригенной формации: смена в районе терригенной седиментации карбонатной говорит о коренной перестройке седиментационной системы и формировании изохронной границы, разделяющей не замещающиеся друг на друга отложения – просто по той причине, что во время терригенной седиментации накопление карбонатов в районе отсутствовало.

Таким образом, мы построили базовую модель терригенной формации, которая включает в себя две фациальные серии, ограниченные фациальными несогласиями (рис. 1.8).

Задача идентификации

Построив базовые модели пазла и терригенной формации, можно переходить к решению задач идентификации.

Собрав верхний ряд пазла, мы смогли установить, что буквы «ф», «а», «ц», «и», «а», «л», «ь», «н», «а», «я» входят в состав одного слова «фациальная», т.е. мы решили задачу идентификации букв. Собрав нижний ряд пазла, мы увидели, что буквы «с», «е», «р» образуют фрагмент слова, у которого нет окончания – *его необходимо найти!*

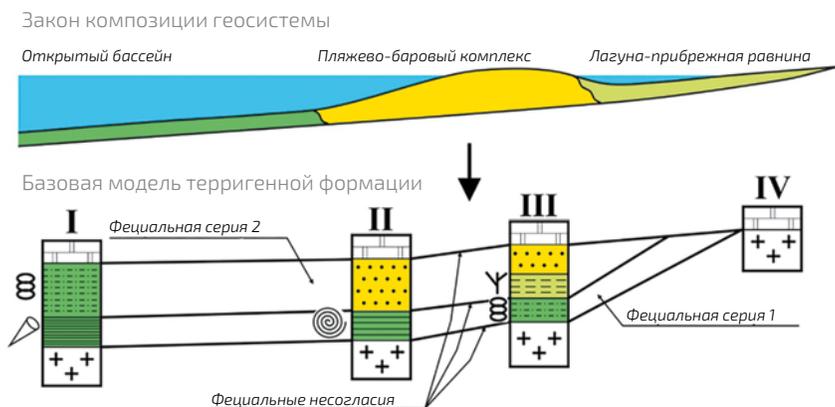


Рис. 1.8. Базовая модель терригенной формации

Условные обозначения см. на рис. 1.1, 1.4

По аналогии с пазлом на основании имеющихся сечений фаций и принятого закона композиции решим задачу идентификации сечений фаций для терригенной формации (рис. 1.10).

Основой для этого является замечательное свойство фацialsных серий. Их *латеральная структура тождественна структуре материнского бассейна, или, иными словами, определяется законом композиции геосистемы:*

- Если, например, обстановка седиментации глинистых отложений открытого бассейна встречается в структуре бассейна *только один раз*, то в составе фацialsной серии соответствующая фация также встречается *только один раз*.
- Если, например, обстановка пляжево-баровых песчаников *соседствует по латерали* с обстановками глинистых отложений открытого бассейна и лагун, то фация пляжево-баровых песчаников *замещается по латерали* на соответствующие глинистые фации.

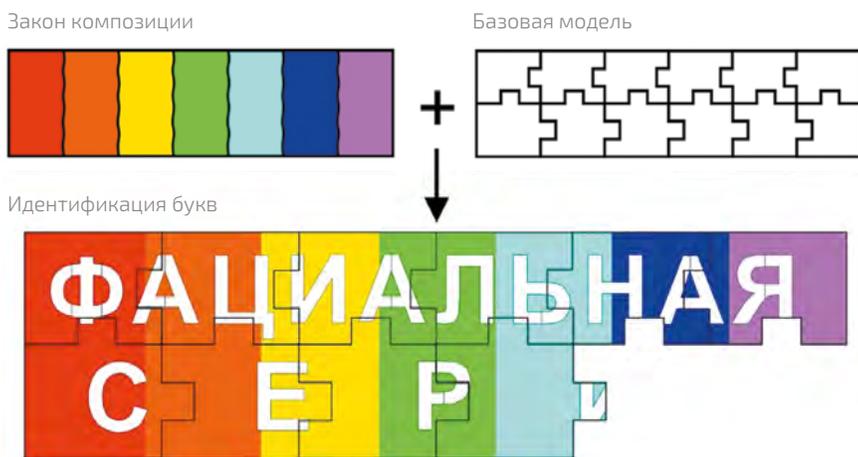


Рис. 1.9. Пазл – задача идентификации букв

На этом свойстве основано правило идентификации одномерных сечений фаций в фацialsных сериях: *если*

обстановка встречается в бассейне только один раз, то все сечения фаций в составе фацальной серии, соответствующих данной обстановке, идентифицируются.

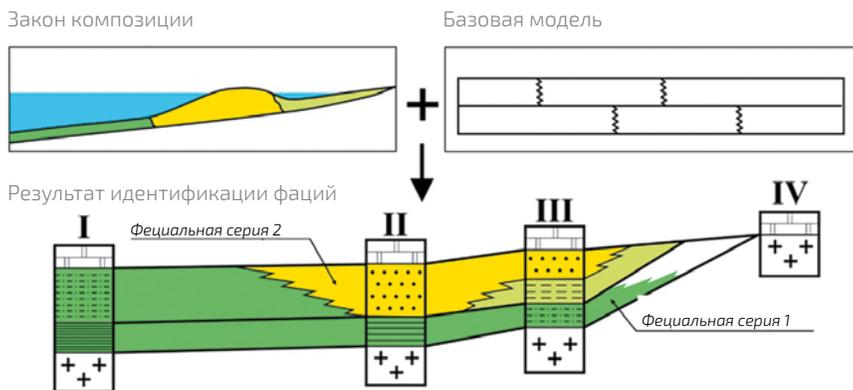


Рис. 1.10. Терригенная формация – задача идентификации фаций

Условные обозначения см. на рис. 1.1, 1.4

Начнем с верхней фацальной серии:

- Поскольку обстановка седиментации пляжево-баровых песчаников в законе композиции геосистемы только одна, то соответствующие сечения фаций в скв. II и III следует идентифицировать (см. рис. 1.10).
- Также в соответствии с законом композиции фация прибрежно-морских песчаников влево должна замещаться фацией глинистых отложений открытого бассейна, а вправо – фацией иловых осадков лагун – прибрежной равнины (см. рис. 1.10).
- Из закона композиции следует, что скв. I–III выявлены все фации, образующие геосистему. Поэтому верхняя фацальная серия сконструирована полностью.

Нижняя фацальная серия:

- Поскольку обстановка седиментации глинистых отложений открытого бассейна в законе композиции

геосистемы только одна, то соответствующие сечения фаций в скв. I–III следует идентифицировать (см. рис. 1.10).

- Из закона композиции следует, что скв. I–III выявлены не все фации, образующие геосистему. Поэтому для нижней фациальной серии необходимо решить задачу прогноза фаций.

Таким образом, решив задачу идентификации фаций, мы смогли ответить на один из вопросов, поставленных в начале главы: одномерные сечения прибрежно-морской песчаной фации в разрезах скв. II и III входят в состав одного пространственного тела.

Решение задачи прогноза фаций

Продолжим рассматривать обе наши модели.

Рассортировав элементы пазла на две совокупности, соответствующие нижнему и верхнему рядам и собрав их в закономерном порядке, соответствующем закону композиции информационной системы, мы выяснили, что в нижнем ряду не хватает двух элементов. По-видимому, ранее это было не так заметно.

Для решения загадки их необходимо найти! Внутренняя логика информационной системы позволяет предположить, что это буквы «и» и «я», соответствующие элементам частично голубого, синего и фиолетового цветов. Иными словами, системный подход позволил нам выполнить прогноз недостающих букв (рис. 1.11).

Аналогично выполняется прогноз фаций в терригенной формации. Основой его также является ранее отмеченное замечательное свойство фациальной серии, связывающее ее латеральную структуру со структурой материнского бассейна седиментации. Если, например, пляжево-баровая обстановка локализована между открытым бассейном и лагуной, то фация пляжево-баровых песчаников в составе фациальной серии локализована между скважинами, вскрывшими указанные фации-соседи.

Упорядочив сечения faciй в нижней faciальной серии, мы выяснили, что в соответствии с принятым законом композиции в ее составе не хватает faciи пляжево-баровых песчаников и faciи иловых осадков лагун – прибрежной равнины. Поскольку в соответствии с законом композиции геосистемы указанные faciи должны находиться между faciей открытого бассейна и областью эрозии, то в составе нижней faciальной серии их следует прогнозировать в пространстве между скважинами III и IV (рис. 1.12).

Таким образом, мы выполнили прогноз faciй и ответили еще на один вопрос, поставленный в начале главы. Здесь же следует отметить, что поскольку в ранее обоснованном законе композиции геосистемы отсутствуют карбонатные биогермы, у нас не было оснований для их прогноза.

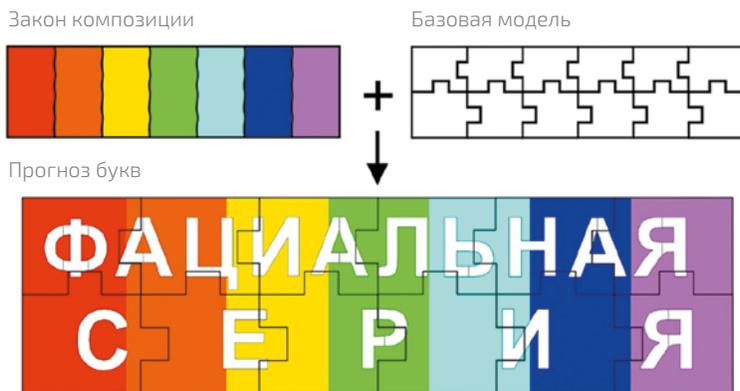


Рис. 1.11. Пазл – задача прогноза букв

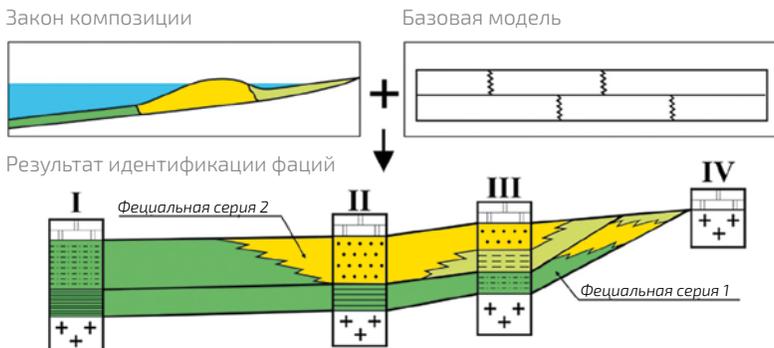


Рис. 1.12. Терригенная формация – задача прогноза faciй

Выводы:

- Метод фациального моделирования можно представить как единую процедуру фациального анализа и фациального синтеза.
- В ходе фациального анализа геолог на основе исходных данных о литотипах, слагающих исследуемые разрезы, и общих представлений о структурах современных бассейнов седиментации обосновывает причину образования объекта – закономерно построенную систему осадочных обстановок, или, иными словами, закон композиции геосистемы. Определив причину образования объекта, далее геолог выводит из нее следствия:
 - выполняет разбиение имеющихся литологических колонок на сечения фаций, соответствующих принятому закону композиции;
 - определяет структуру базовой модели геосистемы: выделяет фациальные несогласия – границы фациальных серий.
- В ходе фациального синтеза исследователь внутри выделенных фациальных серий выполняет идентификацию и прогноз фаций на основе имеющихся фациальных колонок и ранее обоснованного закона композиции.
- Результаты идентификации и прогноза фаций проверяемы. Поэтому в случае их опровержения последующим бурением всегда существует возможность уточнить на основе новых данных структуру базовой модели, закон композиции геосистемы и повторить фациальное моделирование.
- Фациальное моделирование в общем случае поливариантно. Однако многолетний опыт изучения осадочных бассейнов позволяет, как правило, свести неопределенность к немногим (часто двум) альтернативным вариантам. В этом случае наличие нескольких вариантов фациальной модели объекта, заведомо включающих истинный результат,

создает основу для разработки оптимальной стратегии ГРП, направленной на максимальный прирост информации при минимальной затрате средств.

1.3. Средство фациального моделирования

В предыдущем разделе путем разбора модельных примеров автор пытался показать, что основным средством или инструментом фациального моделирования является базовая модель осадочного бассейна (модель моделей), описывающая его как вертикальную последовательность фациальных серий – закономерных латеральных рядов фаций, ограниченных фациальными несогласиями.

Более подробно этот вопрос рассмотрен в [Лебедев, 2021]. Здесь же имеет смысл остановиться на следующих моментах:

- содержание понятия «фациально-согласное залегание слоев»;
- определение, классификация и способ выделения в разрезах фациальных несогласий;
- определение и свойства фациальных серий.

Фациально-согласное залегание слоев

По-видимому, одним из самых продуктивных понятий в осадочной геологии является понятие о генетически взаимосвязанных последовательностях отложений:

- Оно входит в определение полного литоцикла: комплекс различных отложений, генетически связанных направленностью изменения их признаков сначала в одном, а затем в противоположном направлении [Ботвинкина, Алексеев, 1991, стр. 139].
- На нем основана генетическая модель бассейна Д. А. Буша: GIS (genetic increment of strata) – это один седиментационный цикл, в котором каждый литологический компонент генетически связан со всеми другими [1977, стр. 41].
- Это понятие широко используется в секвенс-стратиграфии: секвенсы и системные тракты интерпретируются как генетически взаимосвязан-

ные тела [Posamentier et al., 1988, p. 110; Sequence stratigraphy..., 2011].

Но генетические взаимосвязи слоев невозможно наблюдать непосредственно в разрезах осадочных толщ. Их можно устанавливать только теоретическим путем: в ходе интерпретации результатов наблюдений на основе заранее принятой концепции. Из приведенных выше определений можно сделать вывод, что этой концепцией является цикличность осадконакопления: генетически взаимосвязанными считаются слои, образованные в ходе одного седиментационного цикла. В настоящее время об этом прямо говорится в работах ведущих секвенс-стратиграфов [Towards the standartization..., 2009, p. 19; Catuneanu, 2019, p. 349].

Однако такая трактовка понятия «генетически взаимосвязанная последовательность слоев» не является единственной. В качестве генетически взаимосвязанных могут также рассматриваться слои, образованные в ходе одного этапа эволюционной миграции седиментационной системы – это, по мнению автора, напрямую следует из признания геосистемной природы стратонов. Для экспликации такого понимания генетической взаимосвязи было предложено понятие фациально-согласного залегания слоев [Лебедев, 2006, 20156, 2017, 2021].

Пусть осадочный бассейн описан как последовательность слоев с известной структурой (рис. 1.13). Структура слоя – это латеральная последовательность элементарных фаций. Такая модель аналогична осадочным бассейнам в существенных для фациального моделирования свойствах: слоистость и латеральная упорядоченность.

Будем говорить, что слои залегают фациально-согласно, если каждая элементарная фация нижнего слоя подстилает аналогичную элементарную фацию верхнего слоя, и наоборот, каждая элементарная фация верхнего слоя перекрывает аналогичную элементарную фацию нижнего слоя. Иными словами, между соседними слоями имеется генетическое родство: каждая элементарная

фа́ция нижнего слоя имеет своего «потомка», каждая элементарная фа́ция верхнего слоя – своего «предка».

Анализируя рис. 1.13, можно заметить важнейшее свойство фа́циально-согласных последовательностей отложений: *в литологических колонках по вертикали могут контактировать только те фа́ции, которые в слоях соседствуют по латерали.*

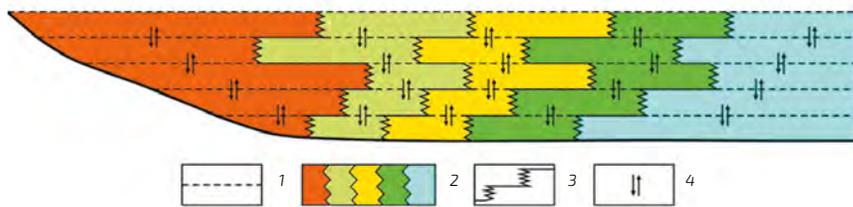


Рис. 1.13. Фа́циально-согласное залегание слоев

Условные обозначения: 1 – границы слоев; 2 – фа́ции; 3 – диахронные границы фа́ций; 4 – генетическое родство фа́ций

В работе [Лебедев, 2021] было показано, что понятия фа́циально-согласного залегания слоев и генетической взаимосвязи слоев в пределах одного цикла седиментации в общем случае не являются тождественными:

- в одних случаях они могут совпадать;
- в других случаях фа́циально-согласные последовательности отложений могут быть частями литоциклов. Так, например, внутри литоциклов I порядка на рис. 1 в классической монографии [Ботвинкина, Алексеев, 1991] наблюдаются непосредственные контакты континентальных углей и нормально-морских аргиллитов и известняков. Это не противоречит принципу выделения полного литоцикла как регрессивно-трансгрессивной последовательности осадков, но нарушает принцип фа́циально-согласного залегания слоев;
- в некоторых случаях литоциклы могут быть частями фа́циально-согласных последовательностей осадков.

По мнению автора, различные понимания генетической взаимосвязи отложений отражают различные свойства осадочных бассейнов и, соответственно, служат для решения различных задач:

- литоциклы – это средство вертикальной упорядоченности осадочных образований;
- а фациально-согласные последовательности – это средство их латеральной упорядоченности.

Соответственно, между указанными понятиями возможна синергия.

Однако продолжим дальше рассматривать нашу концептуальную модель. Если бы осадочные бассейны представляли собой целиком фациально-согласные последовательности отложений, то они имели бы вид, аналогичный продемонстрированному на рис. 1.14: один диахронный резервуар прибрежно-морских песчаников зигзагообразно протягивался бы через весь осадочный бассейн сверху донизу. Задача фациального моделирования в этом случае была бы крайне простой.

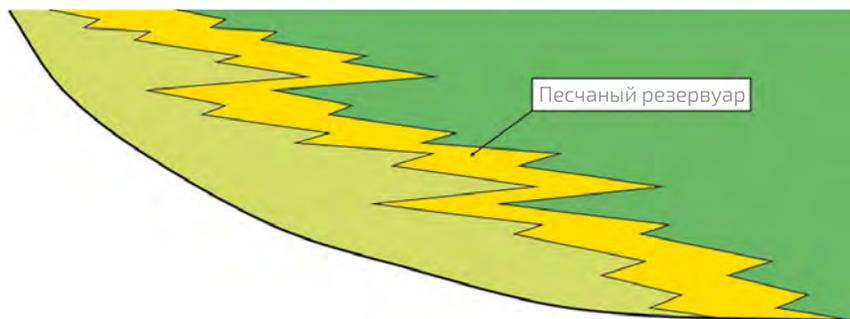


Рис. 1.14. Гипотетическая фациальная модель осадочного бассейна – единая фациально-согласная последовательность отложений

В реальности осадочные бассейны выглядят примерно так, как изображено на рис. 1.15: резервуары являются изолированными геологическими телами различного генезиса. Отсюда следует вывод: фациально-согласные взаимоотношения слоев являются далеко не единственным типом стратификации осадочных толщ. Возникает

вопрос: что это за поверхности, которые ограничивают вертикальное распространение резервуаров и обеспечивают формирование неантиклинальных ловушек УВ?

В первую очередь, к таким границам относятся стратиграфические несогласия – геологические границы, на которых происходит разрыв стратиграфически согласной последовательности отложений. Они являются общепризнанными изохронными в структурном смысле (гладкими) границами, поскольку разделяют более молодые и более древние отложения. Благодаря стратиграфическим несогласиям резервуары имеют ограниченный стратиграфический диапазон.

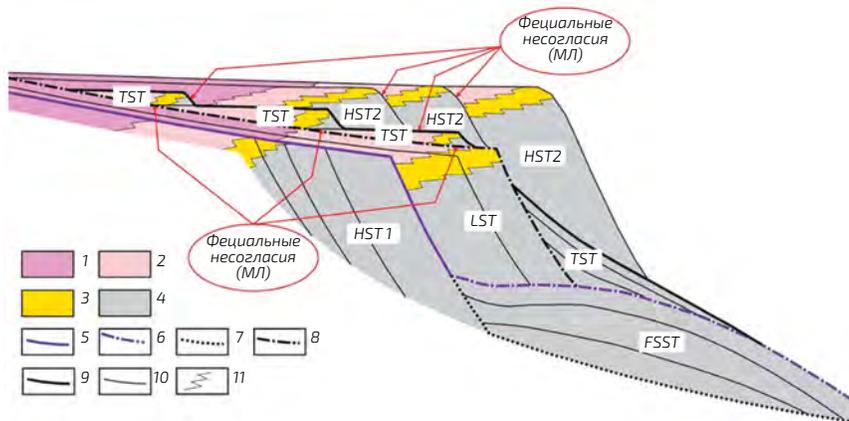


Рис. 1.15. Секвенс-стратиграфическая модель реального осадочного бассейна (фрагмент рис. 7.11 из [Catuneanu, 2006] с изменениями и дополнениями автора)

Фации: 1 – проксимальная флювиальная; 2 – дистальная флювиальная или дельтовой равнины; 3 – прибрежная; 4 – мелководно- и глубоководноморская.

Границы: 5 – стратиграфическое несогласие, 6 – коррелируемая с несогласием согласная граница в смысле (Hunt, Tucker, 1992); 7 – базальная поверхность формирующей регрессии; 8 – поверхность максимальной регрессии; 9 – поверхность максимального затопления; 10 – границы пара-секвенсов; 11 – диахронные границы.

Системные тракты: FSST – стадии падения уровня моря, LST – нижний, TST – трансгрессивный, HST – верхний.

Но в модели осадочного бассейна на рис. 1.15 присутствует только одно стратиграфическое несогласие, а разобценных резервуаров – множество. Отсюда следует, что в осадочных бассейнах, кроме стратиграфических несогласий, имеются еще поверхности, на

которых происходит нарушение фациально-согласных последовательностей осадков. Выше уже неоднократно отмечалось, что этими границами являются фациальные несогласия – стратиграфически согласные изохронные поверхности, разделяющие литологические образования, не замещающиеся друг на друга по латерали. Об их существовании еще в 1948–49 годах писал Н. Б. Вассоевич.

Фациальные несогласия

Общие представления

Для обсуждения понятия «фациальное несогласие», прежде всего, необходимо разобраться с понятиями диахронности и изохронности литологических границ. Вопрос этот достаточно непростой. Классики секвенс-стратиграфии под границами, имеющими хроностратиграфическое значение (т.е. изохронными границами – М. Л.), понимали поверхности, отделяющие более молодые литологические тела от более древних [An over view..., 1988, стр. 44]. O. Catuneanu рассматривал в качестве изохронных границы, сформированные везде в одно и то же время [2006, стр. 308].

Однако время в осадочных образованиях не наблюдается, поэтому для прояснения рассматриваемых понятий необходимо ввести наблюдаемый или структурный критерий изохронности:

- Будем говорить, что литологическая граница является *диахронной в структурном смысле*, если она разделяет литологические тела, замещающиеся друг на друга по латерали – на литологических разрезах такие границы обычно рисуют в виде зубчатых линий.
- Будем говорить, что литологическая граница является *изохронной в структурном смысле*, если она разделяет литологические тела, не замещающиеся друг на друга по латерали – на литологических разрезах такие границы обычно рисуют в виде гладких линий.

Условие диахронности литологических границ было установлено еще Н. А. Головкинским: диахронные границы возникают в результате постепенных (эволюционных) смещений системы обстановок седиментации, в пространстве они разделяют литологические тела или фации, замещающиеся друг на друга по латерали. Очевидно, что замещаться друг на друга могут только те литологические тела или фации, обстановки седиментации которых соседствовали по латерали.

Итак, можно сформулировать следующую аксиому в виде логической импликации (если..., то...): *если граница между литологическими телами или фациями диахронна в структурном смысле, то их обстановки седиментации соседствовали по латерали.*

А теперь допустим, что в литологической колонке мы наблюдаем границу между фациями, обстановки седиментации которых заведомо не соседствовали по латерали, например, между континентальными углями и морскими известняками. Для ее интерпретации применим к сформулированной выше аксиоме правило *Modus tollens* (отрицание следствия ведет к отрицанию причины): если обстановки седиментации углей и известняков не соседствовали по латерали, то граница между ними не является диахронной. А поскольку в нашей концептуальной модели присутствуют только диахронные и изохронные границы, то граница между углями и известняками является изохронной в структурном смысле.

Да и в самом деле: не могут замещаться друг на друга фации, которые не соседствуют по латерали! Именно таким образом мы рассуждали при выделении изохронной в структурном смысле границы – фациального несогласия в разрезе скв. III (см. рис. 1.8).

Итак, наличие фациальных несогласий – это неотъемлемое свойство осадочных образований. Именно благодаря им резервуары в нефтегазоносных осадочных бассейнах представляют собой изолированные тела, с которыми могут быть связаны неструктурные ловушки

УВ (см. рис. 1.15). В подтверждение этой мысли приведем несколько примеров из работ ведущих специалистов отрасли.

Как уже отмечалось выше, о существовании фациальных несогласий (мутационных границ) писал еще Н. Б. Вассоевич [1948, 1949].

На рис. 1.16 приведен фрагмент рис. 1 из классической работы [An over view..., 1988], иллюстрирующий ретроградационный (трансгрессивный) тип вертикальной последовательности парасикквенсов. На нем видно, что границей парасикквенсов 3 и 4 является фациальное несогласие, возникшее в результате резкой трансгрессии береговой линии. Ее результатом является непосредственный контакт субконтинентальных и морских фаций, которые не могут замещаться друг на друга по латерали. Эта поверхность, в отличие от других, может рассматриваться как результат стратиграфического события – как граница стратона геосистемной природы, которая на основе принципа Мейена может быть прослежена по территории. Кроме того, следует особо отметить, что указанная поверхность ограничивает вертикальное распространение прибрежно-морского резервуара, следовательно, она может контролировать зону структурно-литологических ловушек УВ.

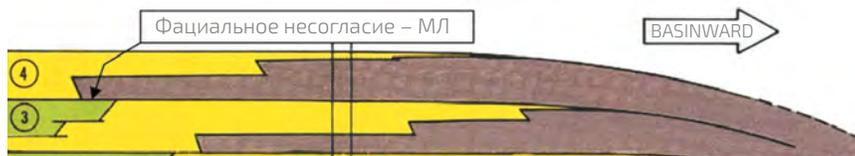


Рис. 1.16. Фрагмент рис. 1 из [An over view..., 1988] с добавлениями автора – граница парасикквенсов 3 и 4 является фациальным несогласием

Выше уже рассматривался фрагмент рисунка 7.11 из известной работы О. Catuneanu "Principles of sequence stratigraphy" [2006]. На рисунке видно, что системный тракт TST включает в себя три латеральных ряда фаций. Эти ряды ограничены поверхностями фациальных

несогласий, обусловленных событийными трансгрессиями. Системный тракт HST2 также включает в себя три латеральных ряда фаций, ограниченных поверхностями фациальных несогласий – результатами событийных регрессий береговой линии. Отметим, что и в этом случае фациальные несогласия ограничивают вертикальное распространение прибрежно-морских резервуаров, следовательно, контролируют зоны структурно-литологических ловушек УВ.

На рис. 1.17 приведен фрагмент рис. 10 из работы [Catuneanu, Zecchin, 2013]. На нем видно, что фрагмент описываемой части осадочного бассейна представляет собой вертикальную последовательность латеральных рядов фаций, ограниченных трансгрессивными фациальными несогласиями. «Светло-зеленые» фации залегают непосредственно на «темно-зеленых», с которыми они не соседствуют по латерали, ограничивая по вертикали распространение фиолетовых резервуаров, с которыми могут быть связаны неструктурные ловушки УВ.

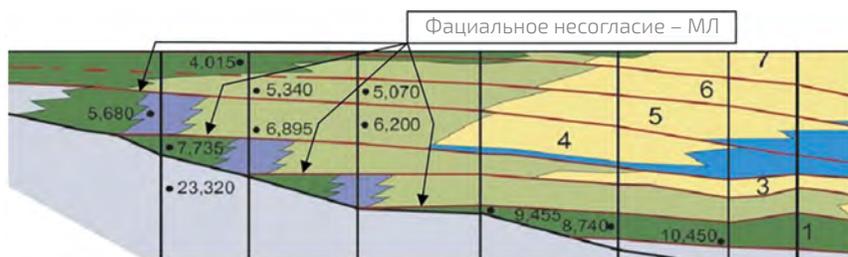


Рис. 1.17. Фрагмент рис. 10 из [Catuneanu, Zecchin, 2013] с добавлениями автора

О существовании событийных трансгрессий и регрессий, приводящих к образованию изохронных литологических границ, неоднократно писал в своих работах А. Л. Бейзель, например [2010, 2011]. На рис. 1.18 приведен фрагмент рис. 2 из его работы [2010], где показано, что в составе границ васюганской свиты присутствуют поверхности событийных трансгрессий. Из рисунка можно сделать вывод, что васюганская свита Западно-Сибир-

ского осадочного бассейна ограничена трансгрессивными фациальными несогласиями. В этом случае фациальные несогласия также ограничивают вертикальное распространение прибрежно-морских резервуаров Ю₂ и Ю₁.

Из приведенных рисунков можно сделать следующие выводы:

- во-первых, современные ведущие геологи видят фациальные несогласия в изучаемых ими объектах;
- во-вторых, фациальные несогласия часто служат границами продуктивных резервуаров, что создает условия для формирования в них зон неструктурных ловушек УВ. Следовательно, картирование фациальных несогласий – это задача, имеющая высокую практическую значимость.

Последний вывод делает весьма актуальной разработку классификации фациальных несогласий и способов картирования их в осадочных разрезах.

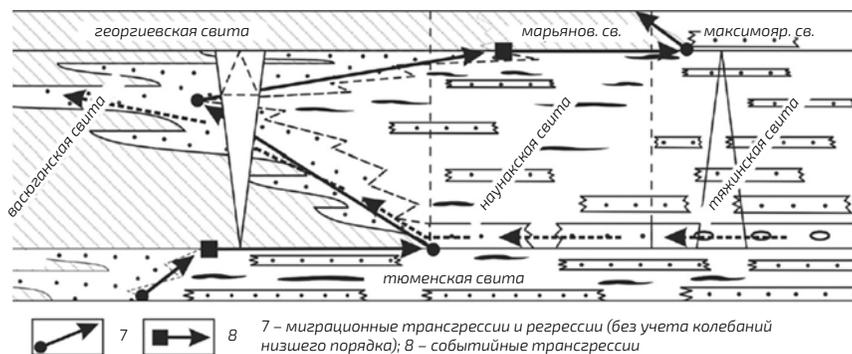


Рис. 1.18. Фрагмент рис. 2 из [Бейзель, 2010]

По мнению автора (М. Л.), событийные трансгрессии соответствуют описанным в настоящей работе трансгрессивным фациальным несогласиям

Классификация фациальных несогласий

Анализ рис. 1.13 показывает, что для фациально-согласного залегания слоев необходимо и достаточно соблюдение следующих двух условий [Лебедев, 2006, 20156, 2017, 2021]:

- Слои должны иметь одинаковую фациальную структуру – латеральную последовательность элементарных фаций.
- Каждая *i*-я элементарная фация верхнего слоя должна перекрывать *i*-ю элементарную фацию нижнего слоя.

Фациальные несогласия возникают при нарушении сформулированных выше условий фациально-согласного залегания слоев.

Нарушение первого условия приводит к возникновению *фациальных несогласий I рода*. Вследствие чего может измениться фациальная структура слоя? По-видимому, только вследствие двух причин:

- либо изменится набор элементарных фаций, составляющих слой, например, из-за изменений условий седиментации возникнут новые фации, отсутствовавшие в предшествующее время;
- либо набор элементарных фаций сохранится, но изменится порядок их следования в слое.

В результате изменения набора элементарных фаций возникают генетические фациальные несогласия. По-видимому, именно их имел в виду Н. Б. Вассоевич, говоря о мутационном типе напластования. На рис. 1.19 приведен модельный пример генетического фациального несогласия I рода: очевидно, что смена типа бассейна седиментации с терригенного на солеродный приведет к образованию изохронной в структурном смысле стратиграфической границы, поскольку вновь возникшие эвапоритовые фации не могут замещаться на ранее существовавшие терригенные. Возникновение генетического фациального несогласия, во-первых, приводит к ограничению стратиграфического объема терригенного резервуара – пласта прибрежно-морских песчаников, во-вторых, обеспечивает его надежной покрывкой, что необходимо для образования зоны структурно-литологических ловушек УВ.

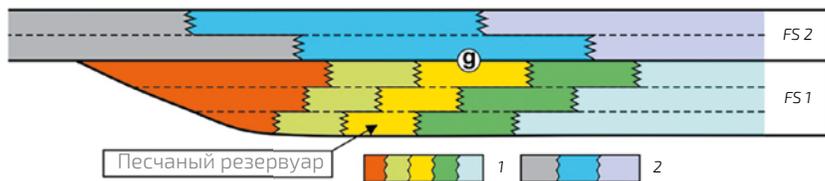


Рис. 1.19. Генетическое фациальное несогласие I рода

Условные обозначения: 1 – фаши терригенного бассейна; 2 – фаши солеродного бассейна; g – генетическое фациальное несогласие; FS 1, FS 2 – фациальные серии

В результате изменения порядка следования элементарных фаций в слое возникают инверсионные фациальные несогласия. В качестве их наиболее характерного примера можно привести границы, возникающие в результате авульсий аллювиальных русел (рис. 1.20).

Из рисунка видно, что возникновение инверсионного фациального несогласия, как и в предыдущем случае:

- во-первых, приводит к вертикальному контакту фаций, не соседствующих по латерали;
- во-вторых – к формированию изолированных резервуаров и ловушек УВ.



Рис. 1.20. Инверсионное фациальное несогласие I рода

Условные обозначения: 1 – фаши аллювиального бассейна; i – инверсионное фациальное несогласие; FS 1, FS 2 – фациальные серии

Нарушение второго условия фациально-согласного залегания слоев обеспечивает возникновение *фациальных несогласий II рода*, которые разделяют слои, имеющие одинаковую структуру. Условием возникновения фациального несогласия в этом случае являются резкие

смещения системы обстановок седиментации, например (рис.1.21):

- в сторону суши – трансгрессии;
- в сторону бассейна – регрессии;
- как в сторону бассейна, так и в сторону суши.

В первом случае формируется трансгрессивное фациальное несогласие II рода, во втором случае – регрессивное, в третьем случае – комбинированное фациальное несогласие. Очевидно, что резкое смещение фациальных зон также приводит к образованию изохронной в структурном смысле стратиграфической границы, поскольку, например, глинистые отложения морского бассейна не могут замещаться на фации прибрежной равнины, так как не соседствуют с ними по латерали (см. рис. 1.21). И в этих случаях возникновение трансгрессивных и регрессивных фациальных несогласий, во-первых, приводит к ограничению стратиграфического объема терригенного резервуара – пласта прибрежно-морских песчаников, во-вторых, может обеспечить его покрывкой, что необходимо для образования зоны структурно-литологических ловушек УВ.

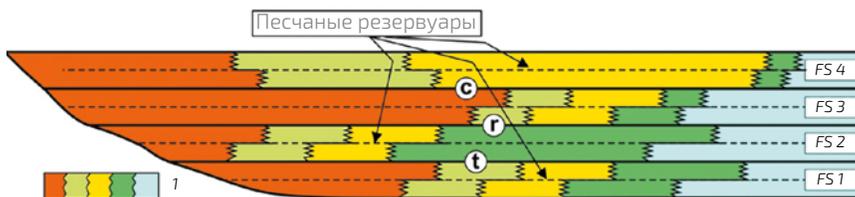


Рис. 1.21. Фациальные несогласия II рода

Условные обозначения: 1 – фации терригенного морского бассейна; t – трансгрессивное фациальное несогласие; r – регрессивное фациальное несогласие; с – комбинированное фациальное несогласие; FS 1–4 – фациальные серии

Выделение фациальных несогласий в осадочных бассейнах

Как уже отмечалось выше, фациальные несогласия возникают при нарушении условия фациально-согласного залегания слоев. Но при решении практических за-

дач картировать фациальные несогласия по этому определению, как правило, невозможно: для этого уже нужно иметь готовую фациальную модель объекта. Однако из приведенных на рис. 1.19–1.21 фациальных моделей следует, что существует достаточное условие выделения фациальных несогласий в осадочном разрезе – *соседство по вертикали фаций, не соседствующих по латерали*. Очевидно, что данное явление свидетельствует о революционной перестройке седиментационного бассейна. Картирование ее следов в других разрезах осуществляется на основе принципа Мейена.

Определение и свойства фациальных серий

Фациальные серии – геологические тела, ограниченные фациальными несогласиями. Соответственно, это стратоны геосистемной природы, сформированные в периоды эволюционной миграции систем обстановок седиментации и ограниченные следами революционных перестроек их структуры.

Из определения можно вывести следующие свойства фациальных серий [Лебедев, 2008, 20156, 2017, 2021], которые показаны на помещенных выше фациальных моделях (см. рис. 1.19–1.21).

Фациальные серии являются латеральными рядами фаций, причем закономерная латеральная последовательность фаций в фациальной серии полностью определяется закономерной последовательностью обстановок в их материнском бассейне. На этом замечательном свойстве было основано решение задачи фациального моделирования в предыдущем разделе.

Фациальная серия по определению содержит внутри себя только диахронные (миграционные по Н. Б. Вассовичу) литологические границы. Это свойство фациальных серий дает возможность предложить следующую формулировку закона Головкинского – Вальтера: *если входящие в состав одной фациальной серии сечения фаций соседствуют по вертикали, то соответствующие им фации (парвафации) соседствуют по лате-*

рали. Отличие приведенной формулировки от всех предшествующих заключается в том, что в ней присутствует обозначение стратона, в котором данный закон выполняется с необходимостью.

Выводы:

- Средство фациального моделирования – базовая модель осадочных образований, интерпретирующая их как вертикальные последовательности фациальных серий.
- В основу концепции положено понятие «фациально-согласное залегание слоев», которое является одним из возможных вариантов экспликации генетической взаимосвязи отложений. Можно утверждать, что слои залегают фациально-согласно, если они имеют одинаковую фациальную структуру и *i*-я элементарная фация верхнего слоя перекрывает *i*-ю элементарную фацию нижнего слоя.
- Нарушение условия фациально-согласного залегания слоев приводит к возникновению фациальных несогласий – изохронных в структурном смысле стратиграфических границ, разделяющих фации, не замещающиеся друг на друга по латерали. В зависимости от причины нарушения фациального согласия фациальные несогласия бывают I рода и II рода:
 - фациальные несогласия I рода порождаются смесной внутренней структуры бассейна седиментации и подразделяются на генетические и инверсионные;
 - фациальные несогласия II рода обусловлены резкими (событийными) смещениями фациальных зон, они подразделяются на трансгрессивные, регрессивные и комбинированные.
- Фациальные несогласия расчленяют осадочную толщу на фациальные серии – закономерные латеральные ряды фаций, обусловленные закономерными последовательностями обстановок в

материнском бассейне. Закономерное внутреннее строение фациальных серий – основа для решения задач фациального моделирования.

- Введение в геологическую практику понятия «фациальная серия» позволяет предложить новую формулировку основного закона фациального моделирования – закона Головкинского – Вальтера: *если входящие в состав одной фациальной серии сечения фаций соседствуют по вертикали, то соответствующие им фации (парвафации) соседствуют по латерали.*

1.4. Основные выводы

Решение задач литологической идентификации и прогноза – цель фациального моделирования. Его можно рассматривать как неотъемлемую часть системной парадигмы в геологии. Стратоны при таком подходе интерпретируются как следы эволюции древних геосистем, а границы стратонов – как следы их революционных перестроек. При этом закономерное внутреннее строение стратонов определяется закономерной структурой древних геосистем.

Метод фациального моделирования в общем случае – это двуединая процедура фациального анализа и фациального синтеза. В ходе фациального анализа исследователь обосновывает причину образования объекта – закономерную систему обстановок. В ходе фациального синтеза – выводит из нее следствия: идентифицирует и прогнозирует фации.

Средство фациального моделирования – концептуальная модель бассейна, интерпретирующая его как последовательность фациальных серий. Вся конструкция основана на понятии фациально-согласного залегания слоев. Нарушение фациального согласия приводит к фациальным несогласиям – изохронным в структурном смысле стратиграфическим границам. Фациальные несогласия расчленяют бассейн на фациальные серии –

пространственные следы эволюционной миграции древних систем обстановок, ограниченные следами их мутации или событийной миграции. Соответственно, закономерное внутреннее строение фациальных серий – основа фациального моделирования.

Представляется, что важная задача на сегодняшний день – это апробация предложенной конструкции на материалах по осадочным бассейнам различного возраста и генезиса. Поэтому далее изложен опыт фациального моделирования вендского терригенного комплекса северо-восточной части Непско-Ботубинской НГО – одного из самых древних нефтегазоносных комплексов планеты.

Глава 2

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПОСТРОЕНИЯ
ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО
КОМПЛЕКСА**

В первой главе настоящей работы были кратко изложены представления о теоретических основаниях фациального моделирования осадочных бассейнов. В частности, описана их концептуальная модель, предназначенная для решения задач идентификации и прогноза фаций. Для этого был использован гипотетический пример осадочной толщи прибрежно-морского генезиса.

Теперь необходимо уже на реальном геологическом объекте показать прогностические возможности предложенной конструкции. Решению этой задачи и посвящены главы 2–4 первой части работы. В качестве реального геологического объекта была выбрана терригенная формация венда северо-востока Непско-Ботуобинской НГО по следующим причинам.

Во-первых, в настоящее время она рассматривается как один из надежных источников, обеспечивающих работу нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». В результате интенсивных геологоразведочных работ, проведенных еще в советский период, в терригенных резервуарах венда здесь были открыты Среднеботуобинское, Чаяндинское, Тас-Юряхское и другие нефтегазоконденсатные месторождения, содержащие значительные запасы УВ [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986]. Причем нефтегазовый потенциал комплекса считается еще далеко не исчерпанным [Подольский, Маргулис, 2013]. Поэтому проведение новых геологоразведочных работ весьма актуально, а для их планирования нужна современная нефтегазогеологическая модель.

Во-вторых, именно при изучении геологии вендского терригенного комплекса в рассматриваемом районе были сформированы представления автора об осадочном бассейне как о вертикальной последовательности фациальных серий. С 1985 по 1992 год под руководством профессора Н. В. Мельникова, к.г.-м.н. А. О. Ефимова, к.г.-м.н. Л. С. Черновой он имел возможность ознакомиться с обширным геологическим материалом, включая коллекции керн поисковых и разведочных скважин в Среднеленской и Вилюйской нефтегазоразведочных экспедициях ПГО «Ленанефтегазгеология». Полученные при его обработке результаты стали основой нефтегазогеологических моделей продуктивных горизонтов терригенного венда – предметом кандидатской диссертации [Лебедев, 1992]. Переосмысленные на новом уровне и расширенные материалы по терригенному венду были использованы для иллюстрации технологии фациального моделирования в докторской диссертации автора [Лебедев, 2015б]. Ее вторая часть стала основой для этого раздела.

Из первой главы следует, что для построения фациальной модели объекта необходимо решить ряд методических вопросов:

- Выявить, а затем проследить в разнофациальных разрезах терригенного венда поверхности стратиграфических несогласий, или, иными словами, обосновать расчленение объекта на осадочные серии по В. П. Казаринову, или секвенсы в понимании Л. Л. Слосса.
- Обосновать закон композиции геосистемы – закономерный латеральный ряд фаций как основу их идентификации и прогноза.
- Сформулировать правила взаимно-однозначного соответствия между литотипами, слагающими вендский терригенный комплекс (объектами наблюдения), и фациями, входящими в закон композиции (теоретическими объектами).

Этим вопросам и посвящена настоящая глава.

2.1. Стратиграфия вендского терригенного комплекса

Основные закономерности строения терригенного венда изложены в трудах Сибирской школы геологов, возглавляемой академиком А. Э. Конторовичем [Конторович и др., 1975, 1982; Геология нефти и газа..., 1981; Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986; Тектоника венд-силурийского..., 2004; Тектоническая карта..., 2009 и многие другие], а также в работах ведущих исследователей геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы [Предпосылки ускоренной..., 1988; Бакин и др., 1978; Бакин, 1980; Ситников, 1982, 2005; Колотущенко, 1984; Ефимов, 1985; Бакин и др., 1988; Копылов, 1989; Мельников и др., 1989; Мельников, 1996; Моисеев, 1997; Базанов, 1999; Исаев и др., 2002; Нефтегазоносность и перспективы..., 2002; Нефтегазоносность докембрийских..., 2004; Нефтегазовая геология..., 2004; Берзин и др., 2006; Нефть и газ..., 2006; Шемин, 2007; Постникова, 2008; Арчегов, 2010; Обобщение результатов..., 2010; Основные результаты..., 2011; О состоянии..., 2012; Фортунатова и др., 2010; Ситников и др., 2011; Мельников и др., 2014 и многие другие].

Как следует из литературных данных, определение границ вендской системы в регионе представляет собой значительную проблему. В настоящее время уверенно включен в состав венда непский горизонт, а в состав рифея – толща конгломератов в низах осадочного чехла Пеледуйской и Ньюиской зон [Решения..., 1989]. Залегающие между ними хоронохская и бетинчинская свиты отнесены к венду весьма условно, главным образом по находкам в них микрофоссилий II комплекса [Там же].

Сопоставление местных стратиграфических подразделений разных районов в принятой стратиграфической схеме основано на трех региональных горизонтах: непском, тирском, даниловском. Рассматриваемые отложения входят в состав непского и в нижнюю часть тирского горизонтов. В таком понимании объект исследования представляет собой клин осадочных пород

различного литологического состава, мощность которого меняется примерно от 500 м в зоне сочленения Непско-Ботубинской и Предпатомской НГО и практически до 0 м в ее центральных районах. Официальная точка зрения на стратиграфию рассматриваемых отложений приведена на рис. 2.1.

Условно объект исследования можно разделить на три уровня: нижний, средний, верхний.



Рис. 2.1. Фрагмент Региональной стратиграфической схемы венд-кембрийских отложений [Решения..., 1989] с изменениями и дополнениями автора

Стратиграфические несогласия: 1 – преднепское, 2 – предтирское, 3 – предданиловское

Нижний уровень представляет собой базальный покров непского горизонта. В различных зонах он обособляется как талахская свита, нижняя (лонхинская) пачка курсовской свиты, базальная пачка непской свиты. В нижней части это разнозернистые песчаные гравелиты, выше – гравелитовые, плохо отсортированные глинистые песчаники, раслененные прослоями песчаных алевролитов. Мощность покрова достигает 135–160 м. В нижнем уровне терригенного венда выделяется талахский продуктивный горизонт.

Средний уровень образует верхнюю часть непско-го горизонта. Мощность его меняется от нескольких сотен метров в Предпатомском прогибе до 0 м на северо-западе. В юго-восточной части района – в Вилючанской седловине (Вилючанско-Ыгыаттинская зона) в нем выделяются преимущественно карбонатная бесюряхская свита, глинисто-карбонатная ынахская свита, преимущественно глинистая харыстанская свита. Северо-западнее, в пределах Мирнинского выступа на среднем уровне обособлена преимущественно алеврито-глинистая арылахская пачка курсовской свиты (Ботуобинская зона). Наличие в ней единичных пластов карбонатных пород позволяет сопоставлять ее с упомянутыми выше бесюряхской и ынахской свитами. В северо-западном направлении, там, где мощность арылахской пачки сокращается примерно до двух десятков метров, в ее составе появляется пласт мелкозернистых, хорошо отсортированных песчаников, известный как улаханский продуктивный горизонт.

Западнее описанных разрезов, в районе сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО (Нюйская зона) и на Непском своде (Пеледуйская зона) средний уровень терригенного венда представлен паршинской свитой, которая имеет трехчленное строение. Нижняя ее часть (нижнепаршинская подсвита) образована алеврито-глинистыми отложениями с единичными прослоями карбонатов – этот признак позволяет сопоставлять ее с арылахской пачкой курсовской свиты, а также с бесюряхской и ынахской свитами. Средняя часть (базальная пачка верхнепаршинской подсвиты) сложена песчаниками в различной степени сортированными, часто гравелитистыми. С этими отложениями ассоциируется хамакинский продуктивный горизонт. Верхняя часть (терминальная пачка верхнепаршинской подсвиты) вновь выполнена алеврито-глинистыми отложениями.

И, наконец, в юго-западной части Непско-Ботуобинской НГО (Приленско-Непская зона) в среднем уровне терригенного венда выделены:

- верхняя глинисто-алевритовая пачка нижненепской подсвиты;
- базальная гравелито-песчаная пачка верхненепской подсвиты (продуктивный горизонт Вч-I, марковский, ярактинский);
- терминальная преимущественно глинистая пачка верхненепской подсвиты.

Верхний уровень терригенного венда отнесен уже к базальным отложениям залегающего выше тирского горизонта и на рассматриваемой территории выделяется как нижняя (ботуобинская) подсвита бюкской свиты. В пределах Вилючанско-Ыгыаттинской зоны ботуобинская подсвита образована в нижней части разнотернистыми гравелитовыми песчаниками с галькой подстилающих карбонатов (харыстанский продуктивный горизонт), в верхней части – алеврито-глинистыми отложениями. На Мирнинском выступе и в пределах Непского свода – телами хорошо отсортированных кварцевых песчаников (ботуобинский продуктивный горизонт).

Очевидно, что корреляция столь разных по литологическому составу разрезов представляет собой серьезную проблему. Как уже отмечалось выше, для ее решения на последнем Стратиграфическом совещании [Решения..., 1989] был предложен следующий инструмент: непский и тирский региональные стратиграфические горизонты комплексного обоснования. В основу их выделения были положены следующие основные признаки:

- стратиграфические несогласия, которым многие исследователи придают региональный характер;
- циклическое строение вендских толщ.

Однако, как следует из литературных данных, именно по ключевому вопросу выделения и корреляции в разре-

зах венда стратиграфических несогласий исследователи не смогли прийти к единому мнению. Разбору данной проблемы посвящен следующий раздел.

2.2. Стратиграфические несогласия в терригенном венде

Как уже отмечалось выше, первым шагом на пути фациального моделирования любого осадочного бассейна является выявление и прослеживание в нем поверхностей стратиграфических несогласий, расчленяющих разрез на осадочные серии.

В этом разделе:

- во-первых, кратко обобщен многолетний опыт исследования данного вопроса для вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской НГО;
- во-вторых, предложено обоснование авторского варианта выделения и корреляции стратиграфических несогласий.

Краткое обобщение предшествующего опыта

Стратиграфические модели терригенного венда для северо-востока Непско-Ботуобинской НГО разрабатывались многими ведущими геологами [Колосов, 1975, 1977, 1982; Бобров, 1976, 1979; Стратиграфия позднедокембрийских..., 1978; Детальная корреляция..., 1978, 1981; Файзулина, Трещетникова, 1979; Стратиграфия верхнедокембрийских..., 1980; Индексация..., 1981; Кокоулин, Рудавская, 1982; Корреляция нефтегазоносных..., 1982; Колотущенко, 1984; Вендская система..., 1985; Мельников, 1985, 2009, 2018; Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986; Шемин, 2007]. Однако анализ этих работ показывает, что проблема выделения и прослеживания поверхностей стратиграфических несогласий была и остается одной из самых дискуссионных. Попробуем это показать.

Результаты геологоразведочных работ 60–70-х годов прошлого века нашли свое отражение в Решениях Всесоюзного стратиграфического совещания по до-

кембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири, утвержденных МСК в 1981 году. Фрагмент соответствующей рабочей стратиграфической схемы, заимствованный из [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986], приведен на рис. 2.2.

В соответствии с ней объект исследования настоящей работы локализован в основном в пределах Среднеботуобинской зоны и входит в состав курсовской свиты и нижней подсвиты иктехской свиты (ботуобинская пачка песчаников). В Приленской зоне аналог курсовской свиты – непская свита, состоящая из двух подсвит. Аналог нижнеиктехской подсвиты – тирская свита, в нижней части которой также местами выделяется пачка песчаников, называемая здесь парфеновской. В Верхневилучанской зоне изучаемый разрез подразделялся на борулахскую свиту преимущественно терригенного состава и карбонатно-терригенную бочугунорскую свиту.

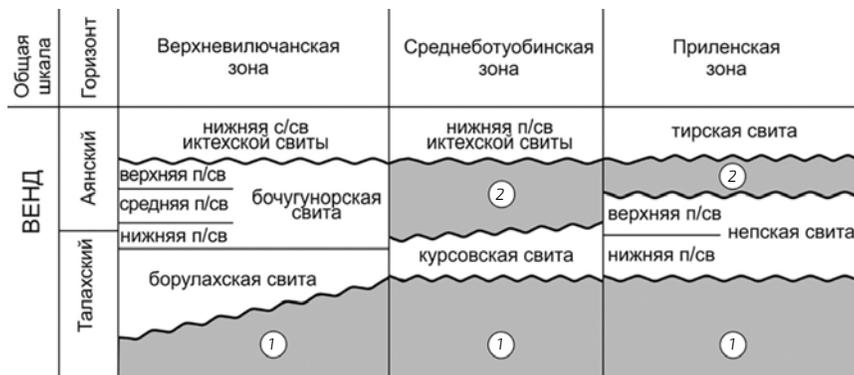


Рис. 2.2. Фрагмент Региональной стратиграфической схемы верхнепротерозойских отложений Непско-Ботуобинской НГО, 1981 г. (фрагмент рис. 4 из [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986] с изменениями и дополнениями автора)

Стратиграфические несогласия: 1 – преднепское, 2 – предтирское

В рассматриваемых отложениях выделено два региональных стратиграфических несогласия:

- преднепское – разделяющее на большей части территории осадочный чехол и фундамент платформы;

- предтирское – отделяющее курсовскую, непскую свиты и нижнеиктехскую подсветиту от тирской свиты. В районах распространения ботуобинской и парфеновской пачек песчаников поверхность данного стратиграфического несогласия помещалась в его подошву.

Результаты геологоразведочных работ первой половины 80-х годов отражены в Решениях Четвертого межведомственного стратиграфического совещания по венду и кембрию Сибирской платформы (1986), утвержденных МСК в 1988 году. Фрагмент из них приведен на рис. 2.1. Как и в предшествующей схеме, в рассматриваемом комплексе было выделено два стратиграфических несогласия: преднепское и предтирское.

Однако анализ литературных данных показывает, что официальные стратиграфические схемы являются компромиссом весьма разных точек зрения. По-видимому, можно выделить две группы стратиграфических моделей, принципиально отличающихся от официальной в подходе к рассматриваемому вопросу.

Первая группа. Рассмотрим фрагмент схемы индексации продуктивных горизонтов из [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986], приведенный на рис. 2.3. В отличие от официальной схемы на рис. 2.1, в упомянутой модели выделено четыре региональных перерыва в осадконакоплении: преднепский, два внутринепских (предхамакинский и предхарыстанский), предтирский.

Следовательно, терригенный венд отнесен к четырем осадочным сериям: нижненепской, верхненепской, харыстанской, тирской.

Еще одним моментом, имеющим значение для фациального моделирования терригенного венда, является гипотеза о стратиграфическом положении продуктивных горизонтов, отраженная в их индексации:

- Самый нижний из них – продуктивный горизонт V_{13} , местные названия которого на разных место-

рождениях – чонский-2, талахский.

- Далее следует продуктивный горизонт V_{12} – улаханский, который согласно схеме входит в состав аналога нижненепской подсвиты.
- Выше залегает продуктивный горизонт V_{10} – $V_{ч1}$, хамакинский – стратиграфический аналог нижней части среднебочугунорской подсвиты или ынахской свиты согласно действующей схеме.
- Продуктивный горизонт V_6 – харыстанский – залегает стратиграфически выше хамакинского, локализован только в пределах Верхневилючанского района вследствие интенсивного предтирского размыва отложений.
- Продуктивный горизонт V_5 – ботубобинский – венчает разрез терригенного венда и с глубоким размывом залегает на различных уровнях подстилающих отложений.

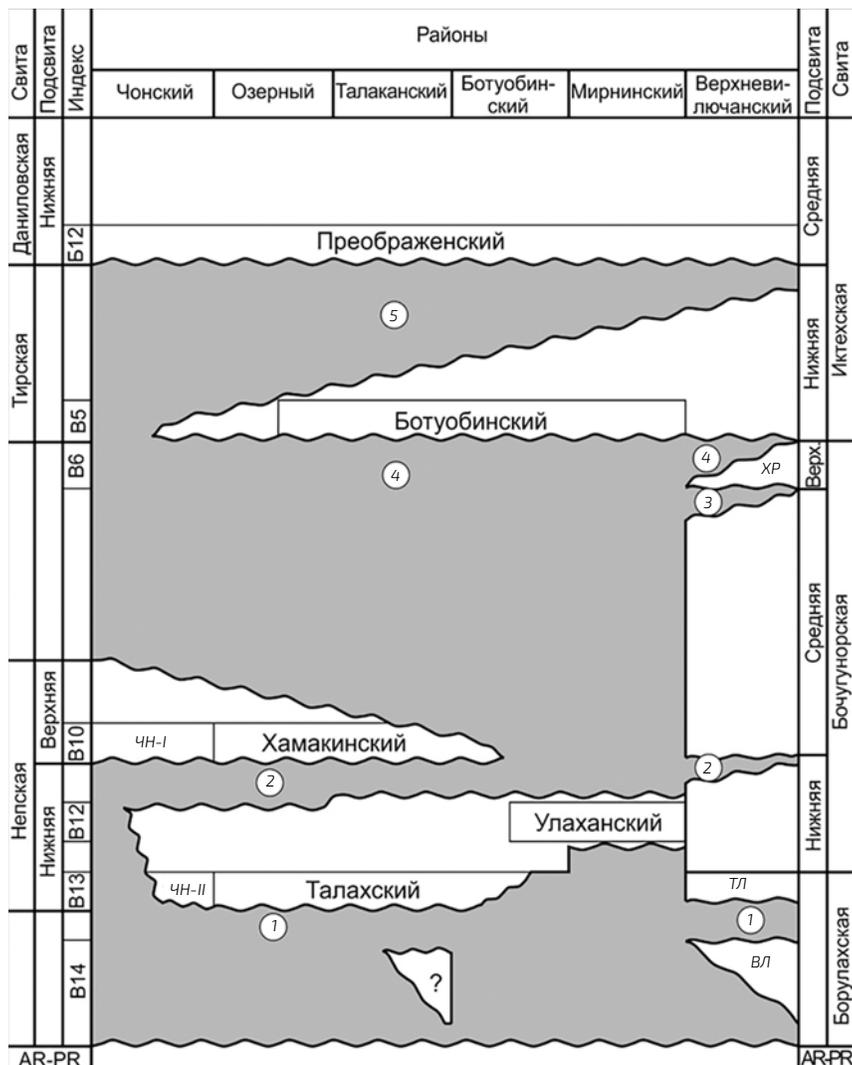


Рис. 2.3. Фрагмент схемы индексации продуктивных горизонтов венд-кембрия Непско-Ботубинской НГО (фрагмент рис. 18 из [Непско-Ботубинская антеклизация..., 1986] с изменениями и дополнениями автора)

Стратиграфические несогласия: 1 – преднепское, 2 – внутринепское, 3 – предхарыстанское, 4 – предтирское, 5 – предданиловское.

Продуктивные горизонты: ВЛ – вилючанский, ЧН-2 – чонский-2, ЧН-1 – чонский-1, ТЛ – талахский, ХР – харыстанский.

Дальнейшее развитие описанная модель получила в работах Г. Г. Шемина, например [2007]: в стратигра-

фической схеме на рис. 1.69 показаны преднепское, внутринепское (предхаммакинское), постхаммакинское, предтирское региональные стратиграфические несогласия. Но для цели настоящей работы необходимо отметить следующее:

- при сопоставлении разрезов терригенного венда Пеледуйской и Ботуобинской зон Г. Г. Шеминым показано, что в Ботуобинской зоне аналог верхнепаршинской подсвиты (верхненепский регоциклит) может с размывом залегать на курсовской свите (на нижненепском регоциклите);
- улаханский горизонт на описываемой схеме показан в составе нижненепского регоциклита.

Вторая группа. Стратиграфические модели второй группы опубликованы в [Корреляция нефтегазоносных..., 1982; Фролов, Белозерова, 1985; Моисеев, 1997]. В них в вендском терригенном комплексе выделяется два региональных стратиграфических несогласия: преднепское и внутринепское. Соответственно объект исследования включен в состав двух осадочных серий: нижненепской и верхненепско-тирской. К этой группе можно отнести и работы [Лебедев, 1988а, б, 1992; Лебедев и др., 2014].

Очень интересный вариант синтеза вышеизложенных подходов к стратификации вендского терригенного комплекса изложен в монографии учителя автора – Н. В. Мельникова [2018]. Фрагмент помещенной там Региональной стратиграфической схемы венда Тунгусского региона приведен на рис. 2.4.

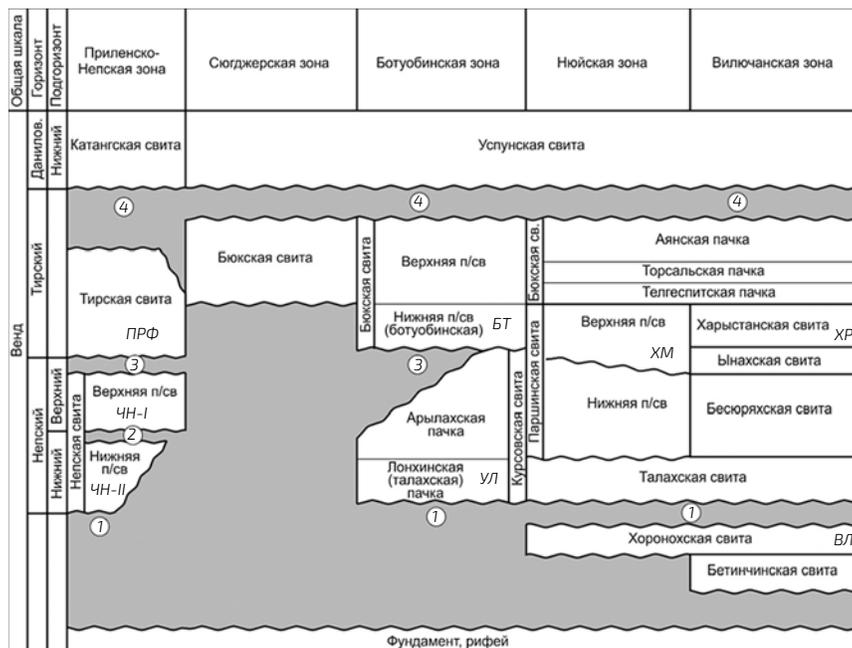


Рис. 2.4. Фрагмент Региональной стратиграфической схемы венда Тунгусского региона Сибирской платформы из [Мельников, 2018] с изменениями и дополнениями автора

Стратиграфические несогласия: 1 – преднепское, 2 – внутринепское, 3 – предтирское, 4 – предданиловское.

Продуктивные горизонты: ВЛ – вилючанский, ЧН-II – чонский II, УЛ – улаханский, ЧН-I – чонский I, ХМ – хамакский, ХР – харыстанский, ПФ – парфеновский, БТ – ботуобинский.

После ее анализа необходимо отметить следующее:

- В пределах Ботуобинской зоны в вендском терригенном комплексе выделены только преднепское и предтирское стратиграфические несогласия, что роднит рассматриваемую модель с официальной стратиграфической схемой [Решения..., 1989].
- Как и в схеме из [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1989], в пределах Приленско-Непской зоны в разрезах терригенного венда выделены все три стратиграфических несогласия: преднепское, внутринепское и предтирское.
- И, наконец, в пределах Нюйской зоны поверхность предтирского размыва проведена в подошве верхнепаршинской подсвиты! Это позволяет проводить

определенные параллели с упомянутой выше идеей выделения верхненепско-тирской осадочной серии.

Подведем итог обобщению опыта выделения в разрезах терригенного венда стратиграфических несогласий:

- Разбиение изучаемых объектов на геологические тела, ограниченные стратиграфическими несогласиями и соответствующими им согласными границами, всегда считалось эффективным инструментом корреляции разнофациальных разрезов.
- В настоящее время бесспорным считается только наличие преднепского стратиграфического несогласия.
- Наличие внутринепского стратиграфического несогласия отрицается в официальной стратиграфической схеме, но в настоящее время признается большинством исследователей. Вместе с тем положение этой поверхности в разрезах венда Мирнинского выступа (Ботуобинский район, Ботуобинская зона) представляется неочевидным.
- Предтирское стратиграфическое несогласие присутствует в официальной схеме и в настоящее время признается большинством исследователей. Однако некоторые специалисты выступают против его регионального характера и даже самого его существования. По мнению автора, для того чтобы разобраться с его статусом, вначале необходимо проследить в разрезах терригенного венда Мирнинского выступа внутринепскую эрозионную поверхность.

Из изложенного следует, что для выполнения фациального моделирования вендского терригенного комплекса, прежде всего, необходимо обосновать авторский взгляд на положение в нем региональных эрозионных поверхностей. Этому посвящен следующий раздел работы.

Результаты корреляции

Ключевая проблема стратиграфии терригенного венда в северо-восточной части Непско-Ботубинской НГО – это проблема корреляции поверхности внутринепского регионального стратиграфического несогласия в разрезах Мирнинского выступа и прилегающих территорий. Без ее решения невозможно определиться со статусом предтирского стратиграфического несогласия. Ранее данная проблема обсуждалась в статье [Лебедев и др., 2014].

Внутринепское стратиграфическое несогласие

В ряде основополагающих статей В. Н. Воробьева с соавторами [1981, 1982] было показано, что в пределах Непского свода в направлении от Талаканской к Верхнечонской площади глинистая пачка, залегающая между талахским и хамакинским продуктивными пластами, постепенно сокращается в мощности вплоть до полного выпадения из разреза. Поскольку на Верхнечонском месторождении аналог хамакинского пласта ЧН-I имеет базальный облик, данное явление было объяснено существованием в его подошве региональной внутринепской эрозионной поверхности. П. Н. Мельников [1987] привел дополнительное обоснование его существования: в результате детальной корреляции рассматриваемых отложений автором было показано, что мощность упомянутой глинистой пачки сокращается вследствие размыва ее кровли. Такие же данные содержатся в работах многих других ведущих исследователей геологии района, например [Корреляция нефтегазоносных..., 1982; Моисеев, 1997; Шемин, 2007 и др.]. Иными словами, наличие и региональный масштаб внутринепского стратиграфического несогласия можно считать надежно обоснованным.

Главная задача на данный момент – *закартировать* *внутринепскую эрозионную поверхность* в разрезах не только Непского свода, но и Мирнинского выступа. Для ее решения была выполнена детальная корреляция рас-

смаатриваемых отложений [Лебедев и др., 2014], результаты которой приведены на пяти корреляционных профилях, включающих скважины с различным строением терригенного венда, максимально охарактеризованные керном (рис. 2.5).

Первый корреляционный профиль проведен через скважины Озерной и Чаяндинской площадей (рис. 2.6). Терригенный венд здесь представлен снизу вверх:

- талахской свитой гравелито-песчаного состава;
- нижнепаршинской подсвитой алевроито-глинистого состава, в которой надежно выделяется карбонатно-глинистый маркирующий пласт, названный ar-2;
- верхнепаршинской подсвитой, представленной в нижней части хамакинским гравелито-песчаным пластом, в верхней части – алевроито-глинистыми отложениями;
- ботуобинской подсвитой бюкской свиты преимущественно песчаного состава.

На профиле благодаря маркеру ar-2 хорошо видно, что резкое сокращение мощности нижнепаршинской подсвиты, наблюдаемое между скв. Озерная-761 и скв. Чаяндинская-3211, происходит за счет размыва ее верхних уровней в предхамакинское время. Поверхность стратиграфического несогласия в скв. Озерная-761 перекрыта базальным слоем гравелито-песчаников с аномально высоким уровнем радиоактивности. К западу от скв. Озерная-761 глубина внутринепского размыва отложений продолжает возрастать. К востоку от скв. Чаяндинская-3211 его интенсивность затухает. Таким образом, на границе Непского свода и Мирнинского выступа наличие и положение в разрезе поверхности внутринепского регионального размыва отложений можно считать установленным.

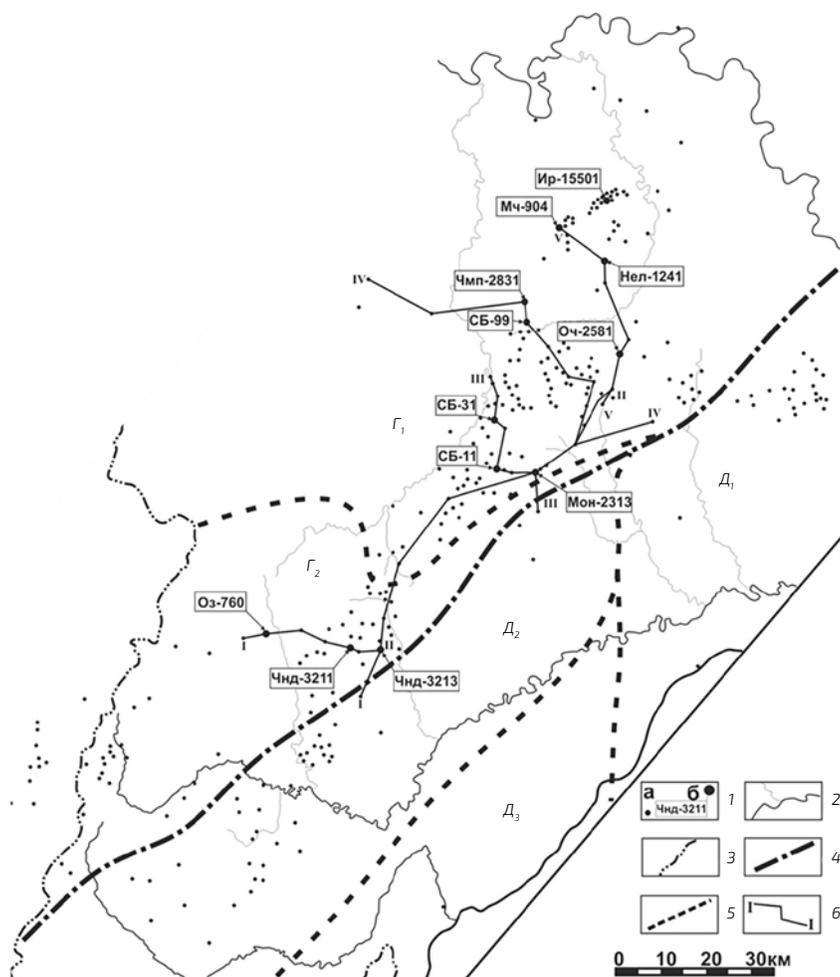


Рис. 2.5. Схема фациального районирования района работ

Условные обозначения: 1 – скважины, используемые при моделировании (а), скважины, по которым построены литолого-фациальные разрезы (б); 2 – гидросеть; 3 – граница Республики Саха (Якутия); 4 – граница структурно-фациальных районов; 5 – границы структурно-фациальных зон; 6 – линии корреляционных профилей (I–I – скв. Пеледуйская-750 – скв. Верхне-Сюльдюкерская-2281; II–II – скв. Чаяндинская-3213 – скв. Бес-Юряхская-3401; III–III – скв. Среднеботуобинская-24 – скв. Хотого-Мурбайская-733; IV–IV – Кубалахская-705 – Иктехская-14401; V–V – скв. Маччобинская-904 – скв. Бес-Юряхская-3401). Г – Сюджера-Непский район: Г1 – Ботуобинская зона, Г2 – Хамакинская зона; Д – Предпатомско-Вилойский район: Д1 – Вилучанско-Ыгыаттинская зона, Д2 – Пеледуйская зона, Д3 – Нюйская зона.

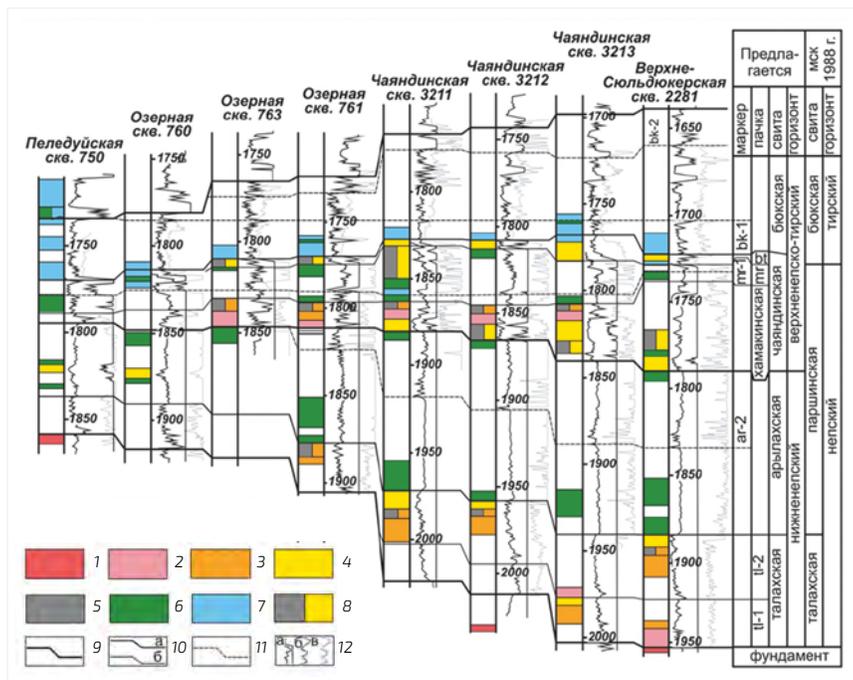


Рис. 2.6. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Пеледуйская-750 – скв. Верхне-Сюльдюкерская-2281

Условные обозначения: 1 – породы фундамента; 2 – разнозернистые песчанистые гравелиты; 3 – песчаники разнозернистые гравелитовые; 4 – песчаники хорошо отсортированные от мелко- до крупнозернистым; 5 – алевролиты; 6 – аргиллиты; 7 – преимущественно карбонатные отложения; 8 – переслаивание различных литотипов; границы: 9 – осадочных серий (эрозийные поверхности), 10 – свит (а), пачек (б), 11 – маркирующих пластов; 12 – каротажные кривые: а – ГК, б – АК, в – НГК; тг – мирнинская пачка, bt – ботуобинская пачка

На втором профиле показано сопоставление только что описанных разрезов талахской и паршинской свит с наиболее полными разрезами курсовской свиты Мирнинского выступа (рис. 2.7). Последняя, согласно работам П. Н. Колосова [Стратиграфия верхнедокембрийских..., 1980; Колосов, 1982], подразделяется снизу вверх на две пачки:

- лонхинскую, преимущественно песчаного и гравелито-песчаного состава;
- арылахскую, преимущественно алевроито-глинистого состава, в которой в некоторых разрезах присутствуют карбонатные маркеры, названные аг-1 и аг-2.

го пласта гравелито-песчаников на внутринепской эрозионной поверхности;

- во-вторых, в данной скважине подсвиты паршинской свиты четко различаются по уровню радиоактивности: более глинистый аналог верхнепаршинской подсвиты имеет более высокую радиоактивность, чем алеврито-глинистый аналог нижнепаршинской подсвиты. В результате на кривой ГК имеется характерная «ступенька», являющаяся стратиграфическим признаком для разделения глинистых аналогов подсвит паршинской свиты на большей части территории Мирнинского выступа. Нижний глинистый пласт с повышенной радиоактивностью в аналоге верхнепаршинской подсвиты обозначен как маркер *mr-1*.

Наличие упомянутой «ступеньки» позволяет надежно разбивать арылахскую пачку курсовской свиты на подразмывные нижненепские и надразмывные верхненепские отложения в скв. Курунгская-2771, Монулахская-2313, Верхнемурбайская-2651, Бес-Юряхская-3401. Дополнительные доказательства наличия поверхности внутринепского размыва в полных разрезах арылахской пачки курсовской свиты были получены автором при изучении керна скв. Монулахская-2313: в ней было выявлено налегание базального высокордиоактивного пласта гравелито-песчаников с галькой «хамакинского» облика на эрозионную поверхность нижненепских образований. Таким образом, положение внутринепской эрозионной поверхности в полных разрезах курсовской свиты юго-восточной части Мирнинского выступа можно считать установленным.

Следующая задача – картирование внутринепской эрозионной поверхности в сокращенных разрезах курсовской свиты северо-западных районов Мирнинского выступа. Для ее решения были построены остальные корреляционные профили.

Третий профиль начинается на Хотого-Мурбайской площади (скв. Хотого-Мурбайская-733), затем проходит через скв. Монулахская-2313 и далее по хорошо изученной глубоким бурением Среднеботуобинской площади (рис. 2.8).

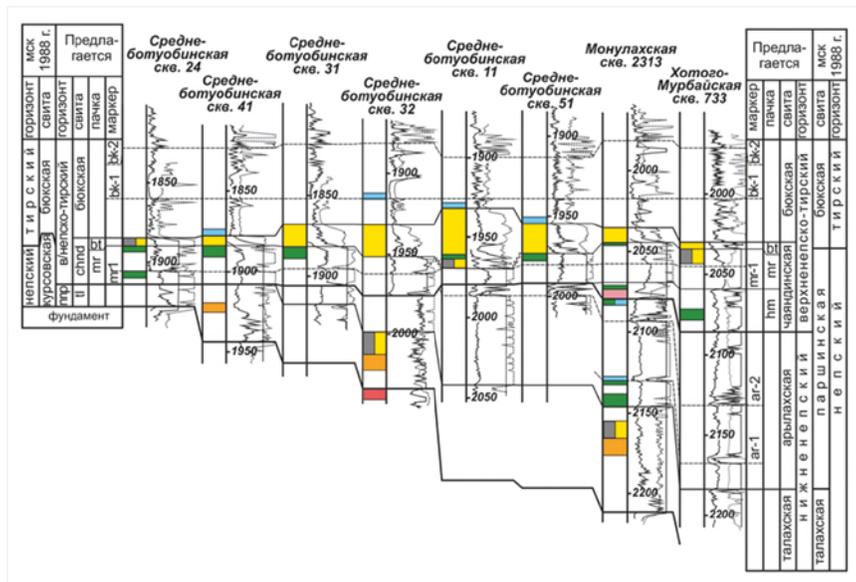


Рис. 2.8. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Среднеботуобинская-24 – скв. Хотого-Мурбайская-733

Условные обозначения: npr – нижненепский горизонт, tl – талахская свита, chnd – чаяндинская свита, ht – хамакинская пачка, tr – мирнинская пачка, bt – ботуобинская пачка. Остальные условные обозначения см. на рисунке 2.6

Разрез терригенного венда в скв. Хотого-Мурбайская-733 представлен талахской свитой, обеими подсвитами паршинской свиты и нижней (ботуобинской) подсвитой бюкской свиты. Особенностью его является наличие в нижнепаршинской подсвите двух карбонатных маркеров ar-1, ar-2. Благодаря указанным маркерам хорошо видно, что между скважинами Хотого-Мурбайская-733 и Монулахская-2313 мощность нижнепаршинской посвиты резко уменьшается вследствие эрозии ее кровли – в последней скважине предпозднепепская эрозионная поверхность перекрывается пластом граве-

лито-песчаников базального облика. Указанный базальный пласт, в свою очередь, перекрывается ранее упомянутым трансгрессивным глинистым маркером $mr-1$ с повышенной радиоактивностью. Как уже отмечалось выше, повышенная радиоактивность аргиллитов аналога верхнепаршинской подсвиты является стратиграфическим признаком, позволяющим проследивать его в разрезах курсовской свиты:

- в скв. Среднеботуобинская-51, 11 маркер $mr-1$ залегает непосредственно на маркере $ar-2$ аналога нижнепаршинской подсвиты;
- в скв. Среднеботуобинская-32, 31 он перекрывает уже самые нижние уровни аналога нижнепаршинской подсвиты, сохранившиеся от размыва в период внутринепского перерыва осадконакопления. Причем в скв. 31, судя по данным ГИС, эрозионная поверхность перекрыта метровым слоем базальных гравелитов с аномально высокой радиоактивностью;
- в скв. Среднеботуобинская-41, 24 аналог нижнепаршинской подсвиты уже полностью уничтожен внутринепской эрозией: маркер $mr-1$ залегает непосредственно на отложениях талахской свиты.

Таким образом, в пределах хорошо изученной бурением Среднеботуобинской площади, как и на Непском своде, аналог верхнепаршинской подсвиты перекрывает внутринепскую эрозионную поверхность, срезающую различные уровни нижненепского горизонта.

Следует также отметить, что в скв. Среднеботуобинская-24 улаханский продуктивный горизонт залегает внутри аналога верхнепаршинских глинистых отложений, перекрывающих в более южных районах хамакинский продуктивный горизонт. Следовательно, первый моложе второго, а не древнее, как считалось ранее (см. рис. 2.3, 2.4).

Четвертый профиль проходит от Иктехской площади, расположенной на границе Ботуобинской и Вилючан-

ской зон, через хорошо изученные бурением Тас-Юряхскую площадь и северную часть Среднеботуобинской площади, и далее к Кубалахской площади – в зону отсутствия терригенного венда. Как и в предыдущих случаях, совместная корреляция подперерывных маркеров ar-1, ar-2 и надперерывного маркера tr-1 показала следующее:

- надперерывный маркер tr-1 залегает на внутринепской эрозионной поверхности, последовательно срезающей в северо-западном направлении сначала различные уровни аналога нижнепаршинской подсвиты, а затем – аналог талахской свиты;
- в северной части Среднеботуобинского месторождения на Чемпурекской и Хайской площадях происходит фациальное замещение трансгрессивного глинистого маркера tr-1 на песчаные отложения улаханского продуктивного горизонта;
- на Кубалахской площади рассматриваемые отложения отсутствуют вследствие их прилегания к фундаменту платформы.

И, наконец, на последнем профиле сопоставлены разрезы терригенного венда большой и малой мощности по скважинам в северо-восточной части Мирнинского выступа (рис. 2.10). На данном профиле также видно:

- во-первых, что основной причиной сокращения мощности терригенного венда является внутринепский размыв отложений: аналог верхнепаршинской подсвиты в скв. Северо-Юрегинская-1591, Очугейская-2581, Бес-Юряхская-3401, 3402 залегает на разных уровнях аналога нижнепаршинской подсвиты, в скв. Восточно-Хотурская-2332 – на аналоге талахской свиты, в скв. Маччобинская-904, Нелбинская-1241 – на фундаменте платформы;
- во-вторых, улаханский пласт представляет собой стратиграфический аналог маркера tr-1, т.е. входит в состав верхненепского, а не нижненепского горизонта.

ская пачка образована наложением глинистых отложений аналога верхнепаршинской подсвиты на глинистый аналог нижнепаршинской подсвиты.

- В более сокращенных разрезах курсовской свиты, там, где аналог нижнепаршинской подсвиты полностью размыт, рассматриваемая поверхность отделяет аналог талахской свиты от глинистых отложений аналога верхнепаршинской подсвиты.
- В разрезах курсовской свиты минимальной мощности внутринепская эрозионная поверхность сливается с фундаментом платформы. Соответственно, весь терригенный венд представлен аналогом верхнепаршинской подсвиты и ботуобинской подсвитой бюксской свиты.

Об отсутствии предтирского стратиграфического несогласия

Сформулированные выше выводы позволяют по-новому взглянуть на проблему предтирского или предботуобинского размыва отложений. Поскольку установлено, что резкое сокращение мощности терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО происходит вследствие внутринепской эрозии, гипотеза о существовании предботуобинской эрозии просто лишается своего первоначального смысла. Более того, по всей территории района под ботуобинскими песчаниками всегда залегают глинистые отложения аналога верхнепаршинской подсвиты. Причем резкое уменьшение мощности песчаной ботуобинской подсвиты практически всегда сопровождается увеличением мощности подстилающих глинистых отложений – характерный признак фациального замещения. Все это позволяет сделать вывод о стратиграфически согласном залегании ботуобинских песчаников на верхнепаршинских отложениях.

В заключение еще раз отметим, что в наличии регионального предботуобинского размыва сомневались питерские и московские геологи [Фролов, Белозерова, 1985; Копылов, 1989]. Он отсутствует в стратиграфической схеме С. А. Моисеева [1997]. Новые данные, подтверждающие эту

идею, имеются в работах [Вараксина и др., 2012; Следина, 2010; Фомин, Моисеев, 2012, 2014]. По мнению А. В. Плюснина [2019а, рис. 9], аналог хамакинского горизонта, вышележащая глинистая пачка и ботубинский горизонт в южной части Мирнинского выступа, входят в состав одного секвенса.

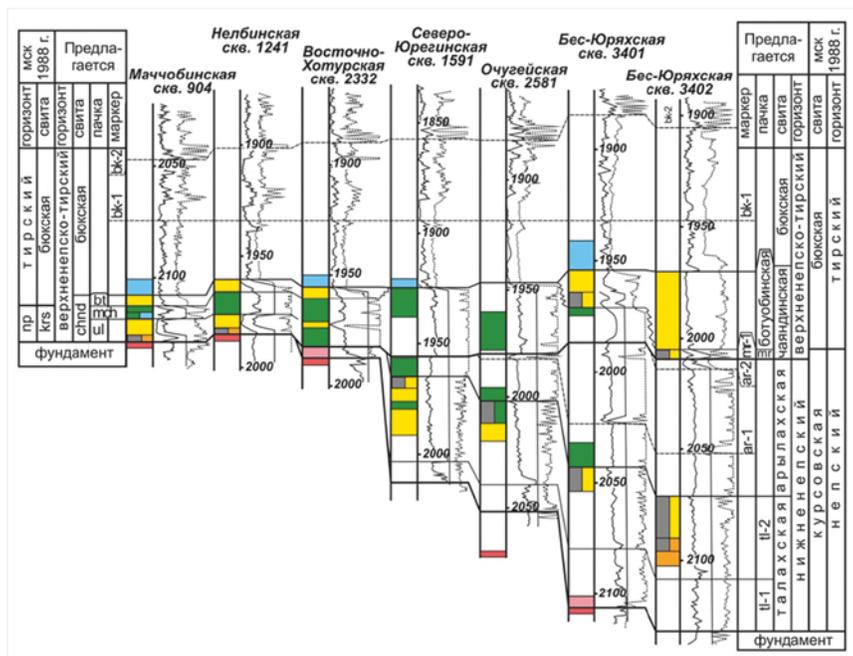


Рис. 2.10. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Маччобинская-904 – скв. Бес-Юрская-3402

Условные обозначения: пр – непский горизонт, krs – курсовская свита, chnd – чаяндинская свита, ul – улаханская пачка, mch – маччобинская пачка, tr – мирнинская пачка, bt – ботубинская пачка. Остальные условные обозначения см. на рисунке 2.6

Таким образом, в результате корреляционных построений было установлено, что рассматриваемая часть терригенного венда входит в состав двух осадочных серий (секвенсов), условно названных нижненепской и верхненепско-тирской.

Полученные выводы, по мнению автора, требуют коренного пересмотра стратиграфической схемы вендского терригенного комплекса района исследований. Обсуждению этого вопроса посвящен следующий раздел.

2.3. Корреляционная схема вендского терригенного комплекса как основа фациального моделирования

В результате выполненной корреляции было установлено следующее:

- Нижненепская осадочная серия снизу ограничена преднепским стратиграфическим несогласием, сверху – внутринепским стратиграфическим несогласием и соответствующей ему согласной поверхностью. Она включает талахскую свиту, нижнепаршинскую подсвиту и их стратиграфические аналоги.
- Верхненепско-тирская осадочная серия ограничена внутринепским и предданиловским стратиграфическими несогласиями и соответствующими им согласными поверхностями. Она включает верхнепаршинскую подсвиту и ее аналоги, нижнебюкскую (ботуобинскую) и верхнебюкскую подсвиты бюкской свиты.

С учетом этого, соблюдая традиции, в нижней части вендского комплекса следует выделять донепские отложения, нижненепский и верхненепско-тирский региональные стратиграфические горизонты.

Внутри паршинской и курсовской свит залегает региональная эрозионная поверхность, срезающая десятки метров подстилающих отложений. Следовательно, выделение этих стратонов на значительной территории района исследования вступает в конфликт с представлением о стратиграфическом подразделении как о совокупности горных пород, «составляющих определенное единство» [Стратиграфический кодекс..., 2006, стр. 14]. Поэтому в области развития предверхненепско-тирского стратиграфического несогласия следует рассмотреть новый вариант посвитного расчленения разрезов.

И, наконец, отсутствие предтирского регионального размыва отложений делает нелогичным отделение пачки ботуобинских песчаников от нижележащих

глинистых отложений, на которые они замещаются по латерали.

Изложенные соображения были положены в основу нового варианта стратиграфической схемы терригенного венда района исследования, которая была составлена автором в содружестве с С. А. Моисеевым, А. М. Фоминым, В. А. Топешко [Лебедев и др., 2014]. Ее краткое описание приведено ниже (рис.2.11).

Схема фациального районирования района исследований помещена на рис. 2.5. Квалификационные признаки районирования: интенсивность предверхненепско-тирского размыва, мощности и литологический состав отложений. В схеме выделены Сюгджерско-Непский (Г) и Предпатомско-Вилюйский (Д) районы. Предпатомско-Вилюйский район подразделен на Вилючанско-Ыгыаттинскую (Д₁), Пеледуйскую (Д₂) и Нюйскую (Д₃) зоны. Сюгджеро-Непский – на Ботуобинскую (Г₁) и Хамакинскую (Г₂) зоны.

Принципиальные отличия предлагаемой схемы от ранее опубликованных вариантов заключаются в следующих положениях:

- В Сюгджеро-Непском районе в составе нижненепского горизонта предлагается выделять талахскую и арылахскую свиты. Последняя соответствует нижней подсвите паршинской свиты соседней Пеледуйской зоны.
- В Сюгджеро-Непском районе все терригенные отложения, входящие в состав верхненепско-тирского горизонта, предлагается объединить в чаяндинскую свиту. В Хамакинской зоне она включает в себя три пачки: хамакинскую, мирнинскую, ботуобинскую. На юге Ботуобинской зоны – мирнинскую и ботуобинскую, на севере – улаханскую, маччобинскую и ботуобинскую. Включение улаханского пласта в состав верхненепско-тирского горизонта коренным образом меняет представления об области его распространения.

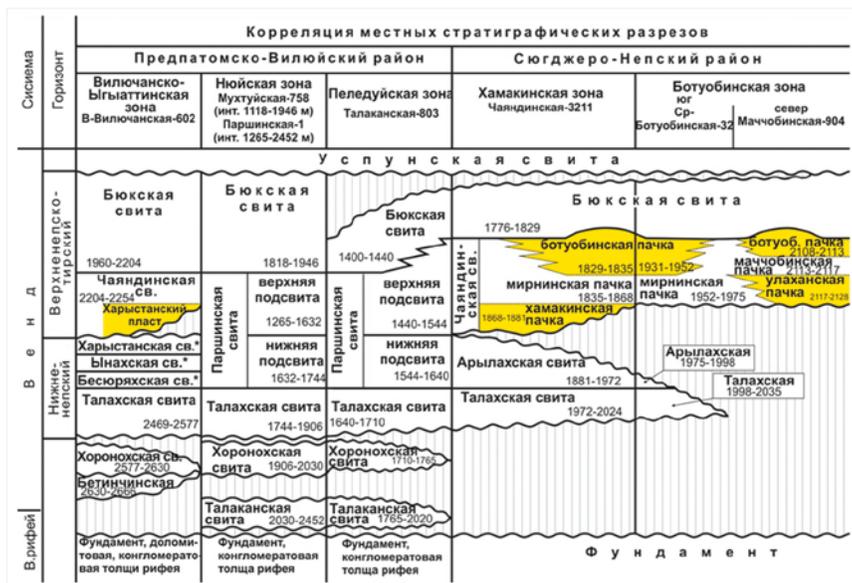


Рис. 2.11. Стратиграфическая модель терригенного венда северо-восточной части Непско-Ботуобинской НГО

Условные обозначения: * – интервалы залегания свит: бесюряхская свита (2366–2469); ынахская свита (2298–2366); харыстанская свита (2254–2298)

Еще один принципиальный момент – выделение чаядинской свиты в разрезах Вилючанско-Выгыаттинской зоны (рис. 2.12).

Для этого имеются следующие основания:

- Как и хамакинский, харыстанский пласт представляет собой базальное образование новой осадочной серии – это отмечено и в [Решения..., 1989]. По свидетельствам геологов, изучавших эти разрезы, в харыстанском пласте присутствуют многочисленные обломки нижележащих карбонатов, попавшие в базальные отложения в результате масштабной эрозии подстилающих терригенно-карбонатных толщ нижненепского горизонта.
- В кровле терригенного комплекса залегает глинистый маркер m_r-1, выделяющийся на кривых ГК своей повышенной радиоактивностью. В Вилючанской

седловине он перекрывает харыстанский продуктивный горизонт, на Непском своде – хамакинский продуктивный горизонт.

Следовательно, харыстанский продуктивный горизонт является стратиграфическим аналогом хамакинского продуктивного горизонта, поскольку они занимают одинаковое положение в разрезе между предверхненепско-тирской региональной эрозионной поверхностью и региональным маркером *mr-1* [Лебедев, 1988б]. Данный вывод открывает новые возможности для картирования литолого-стратиграфических ловушек в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО.

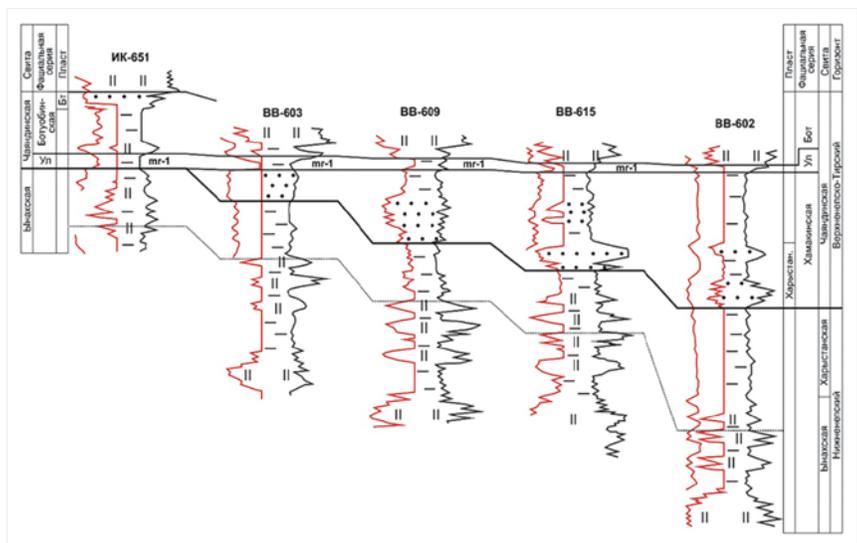


Рис. 2.12. Обоснование выделения чаяндинской свиты в Вилучанской седловине

Фациальные серии: Ул – Улаханская, Бот – Ботуобинская. Пласты: Харыстан – харыстанский, Бт – ботуобинский

2.4. Закон композиции геосистемы для вендского терригенного комплекса

Как уже отмечалось в главе 1, под законом композиции геосистемы понимается закономерный латеральный ряд фаций, позволяющий выполнять фациальное моде-

лирование объекта, т.е. решать задачи идентификации и прогноза фаций. Также отмечалось, что закономерные отношения фаций обусловлены закономерным характером системы обстановок седиментации в материнском бассейне, которая, в свою очередь, определяется законами дифференциации в нем осадочного материала.

Поэтому в настоящем разделе:

- во-первых, проанализированы опубликованные данные об условиях формирования вендского терригенного комплекса в исследуемой области;
- во-вторых, на основе полученных результатов сформулирован закон композиции геосистемы как основа для фациального моделирования терригенного венда.

Опубликованные данные об условиях формирования вендского терригенного комплекса

Впервые, насколько известно автору, интерпретация ботубинского продуктивного горизонта как пляжево-барового комплекса обосновывалась в фондовых работах А. П. Железновой с соавторами (ВостСибНИИ ГГиМС, 1980) и Т. И. Гуровой, Л. С. Черновой с соавторами (СНИИГГиМС, 1980).

Дальнейшее развитие эта идея получила в работе [Методы палеогеографических..., 1984], посвященной изучению условий формирования ботубинского продуктивного горизонта в пределах Среднеботубинской и Тас-Юряхской площадей. Согласно полученным результатам, район исследования тогда представлял собой мелководье морского побережья. Песчаное тело повышенной мощности было сформировано в вытянутой параллельно береговой линии зоне подводных валов, в которую с северо-запада вливался древний водоток, сформировавший конус выноса.

В монографии [Литология и условия..., 1988] приведены результаты изучения литологического строения ботубинского продуктивного горизонта на Тас-Юряхском месторождении. Авторы пришли к выводу, что ботубин-

ский резервуар в целом был образован в обстановках морского мелководья с активной гидродинамикой среды. Детальные исследования показали, что в южной части территории он представляет собой вдольбереговой песчаный вал, а в северной части – конус выноса древнего водотока.

Условия формирования талахского продуктивного горизонта на Верхнечонской и Тас-Юряхской площадях восстановлены в работе [Гурова и др., 1986]. Согласно изложенным данным, отложения накапливались в зоне сочленения прибрежной равнины и морского мелководья, возможно, в обстановках конусов выноса временных потоков.

Хамакинский продуктивный горизонт, вероятно, также формировался в зоне сочленения прибрежной равнины и морского мелководья: как в субконтинентальных условиях временных потоков, так и в условиях пляжа [Литология и условия..., 1988; Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986].

Вывод о формировании терригенных отложений венда в континентальных и морских обстановках был подтвержден результатами новых исследований.

Так, в работе [Постникова и др., 2008] показано, что в ранневендское время на территории исследования присутствовал практически весь комплекс седиментационных обстановок: дельтовая равнина, крайнее мелководье, мелководный и глубоководный шельфы. При изучении фациального строения безымянного и марковского пластов на Марковской площади, а также Ярактинской пачки на одноименной площади была установлена направленная смена фаций от аллювиально-пролювиальных к дельтовым [Природные резервуары..., 2010]. Там же обоснована баровая природа ботуобинского продуктивного горизонта.

В работе [Пушкарева и др., 2013], посвященной сравнению литологии парфеновского и ботуобинского продуктивных горизонтов, отмечено, что первый из них

является комплексом аллювиальных и прибрежно-морских фаций, а второй – морским баровым комплексом.

В работе [Коновальцева, 2014] сделан вывод о формировании рассматриваемых отложений в условиях континентальных и прибрежно-морских обстановок. При этом наилучшие коллекторы связаны с перегляциальным аллювием, флювиогляциальными и аллювиальными отложениями, фациями временных потоков и конусов выноса.

В работе [Туровская, Еремин, 2014], посвященной седиментационному моделированию пластов V_{13} , V_{10} Чонской группы месторождений, обосновано, что оба объекта представляют собой комплексы фаций приливно-отливной равнины и берегового склона.

Далее следует остановиться на цикле статей, автором и соавтором которых является известный сибирский геолог А. М. Фомин. В работе [Фомин, Данькина, 2010] показано, что резервуары ботуобинского и улаханского продуктивных горизонтов связаны с телами пляжевых песчаников, сформированными вдоль береговой линии. В работе [Фомин и др., 2012] в составе талахского горизонта выделены следующие фации: аллювиально-пролювиальные с низкой, средней и высокой скоростью переноса материала, мелководно-морские, пляжа и приливно-отливных равнин, мелкого шельфа. Работы [Фомин, Моисеев, 2012, 2014] посвящены ботуобинскому продуктивному горизонту. Отмечено, что он в целом представляет собой седиментационную систему, состоящую из трех баровых тел. Кроме того, сделано весьма важное предположение, что в объекте могут быть встречены алеврито-глинистые фации заполнения промоин разрывных течений с пониженными коллекторскими свойствами. В работе [Фомин и др., 2017] тема внутреннего строения ботуобинского продуктивного горизонта получила дальнейшее развитие: были найдены закономерности распределения индивидуальных песчаных тел в объекте, что весьма важно при планировании эксплуатационного бурения.

И в заключение этого раздела необходимо отметить серию статей, автором и соавтором которых является А. В. Плюснин. Так, в работе [2019а] им на основании анализа практически полностью охарактеризованного керном разреза терригенного венда была предложена следующая развернутая система обстановок, фациальных ассоциаций и фаций:

1. Континентальные:

- аллювиальные – проксимальная, медианная и дистальная части аллювиальных фендов;
- флювиальные – флювиальные каналы и флювиальные каналы с приливным влиянием;

2. Переходные:

- приливно-отливные – себха, литораль, приливно-отливный канал, смешанная приливно-отливная равнина, илистая приливно-отливная равнина, транзитная зона;
- лагунные – шельфовая лагуна, шельфовая лагуна с повышенной соленостью, шельфовая лагуна с наложенной себхой;
- дельтовые – распределительный канал, береговой вал/пляж, верхний склон фронта дельты, устьевой бар, нижний склон фронта дельты, оползни фронта дельты, продельта;

3. Мелководно-морские:

- пляжевые – верхняя и нижняя предфронтальные зоны пляжа;
- морские – мелководная сублитораль с активной и спокойной гидродинамикой, относительно глубоководная сублитораль.

В работе [Плуснин, 2019б] предложена концепция образования ботубинского продуктивного горизонта на Среднеботубинском месторождении: объект был сформирован в условиях флювиальной (речной) дельты с последующей трансформацией ее в волновую. Кроме того, в ходе секвенс-стратиграфического моделирования разрезов на основе детального седиментологического

анализа керна А. В. Плюсниным был выделен целый ряд секвенс-стратиграфических поверхностей, имеющих значение как для понимания особенностей седиментации терригенного венда, так и для его детальной корреляции [Плюснин, 2019б, Секвенс-стратиграфическая..., 2019].

Автор настоящей работы также в свое время пришел к выводу, что в изучаемом объекте присутствует весь спектр фаций, сформированных в обстановках, начиная от границы области эрозии и заканчивая открытым бассейном [Лебедев, 1992, 2013; Лебедев, Чернова, 1996; Зверев, Лебедев, 2012].

Изложенные в этом разделе данные были использованы для построения закона композиции вендской преимущественно терригенной осадочной системы.

Закон композиции вендской преимущественно терригенной геосистемы

Выше автор пытался показать (см. главу 1), что к закону композиции геосистемы следует предъявлять такие требования:

Во-первых, фации, входящие в латеральный ряд, должны представлять собой *закономерную* пространственную последовательность. Иными словами, в идеальном случае фация «А» должна быть причиной существования фации «Б», фация «Б», в свою очередь, – причиной существования фации «В» и т.д.

Во-вторых, закон композиции геосистемы должен соответствовать цели исследования. Если, например, резервуары УВ в районе связаны с телами песчаников пляжево-барового и аллювиального генезиса, то такие фации должны входить в закон композиции геосистемы.

В-третьих, закон композиции геосистемы:

- с одной стороны, должен быть достаточно схематичным, чтобы иметь закономерный характер, а также для обоснованной формулировки соответствий между теоретическими объектами – фациями и объектами наблюдения – литотипами;

- с другой стороны, он должен быть достаточно подробным для того, чтобы не утратить практический смысл.

Наиболее крупными обобщениями по фаціальным структурам современных и древних осадочных бассейнов являются следующие работы: [Твенхофел, 1936; Шрок, 1950; Наливкин, 1955; Атлас литогенетических типов..., 1956; Тодорович, 1958; Рухин, 1959; Страхов, 1960; Зенкович, 1962; Руководство по..., 1963; Тимофеев, 1969; Буш, 1977; Бруссард, 1979; Конибир, 1979; Муромцев, Петрова, 1979; Сонненфелд, 1980; Седиментология, 1980; Селли, 1981, 1989; Петиджен, 1981; Рейнек, Сингх, 1981; Хеллем, 1983; Муромцев, 1984; Лидер, 1986; Романовский, 1988; Обстановки..., 1990]. Опираясь, с одной стороны, на упомянутые исследования, с другой стороны – на ранее приведенные данные по фаціальному составу терригенного венда, автор предложил следующий закон композиции геосистемы для вендского комплекса:

- фация аллювиальных песчаников,
- фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины,
- фация прибрежно-морских песчаников,
- фация иловых отложений открытого бассейна.

Приведем ее обоснование.

Во-первых, существование в бассейне двух обстановок седиментации песков и двух обстановок формирования иловых осадков есть закономерность, определяемая динамикой среды. В глубоководной спокойной зоне бассейна накапливаются карбонатные и глинистые илы, в прибрежной зоне с активной гидродинамикой – прибрежно-морские пески. Далее за барьерными островами, в спокойной зоне лагун и прибрежной равнины – вновь преимущественно карбонатные и глинистые илы. И, наконец, еще далее, на склонах поднятий – аллювиальные песчаники.

Во-вторых, в композицию геосистемы входят фации аллювиальных и прибрежно-морских песчаников, вклю-

чающие резервуары УВ, – второе требование к закону композиции также выполнено.

В-третьих, данное разбиение объекта на фации есть попытка найти «золотую середину» между «грубостью», позволяющей установить однозначные отношения между литотипами и фациями, и детальностью, обеспечивающей практический смысл моделирования.

И еще одна ремарка. При обосновании базовой конструкции фациального моделирования мы рассматривали двумерный случай – разрез. Поэтому закон композиции геосистемы представлял собой одномерную функцию: Фация = $f(X)$. Она позволила выявить основной принцип фациального моделирования: представление осадочного бассейна как вертикальной последовательности фациальных серий. Но при моделировании конкретного объекта, как правило, уже необходима трехмерная конструкция, описывающая распределение фаций в пространстве. Соответственно закон композиции для такой системы уже должен быть двумерным: Фация = $f(X, Y)$. Иными словами, закон композиции для реального фациального моделирования должен быть схематической палеогеографической картой.

Вариант такой модели приведен на рис. 2.13. В нем предусмотрены сочетания фаций и субфаций для побережья как линейного типа, так и для лопастного.

Соответствие между фациями и литотипами

Как уже отмечалось в главе 1, фации – это теоретические объекты – сложные геологические тела, получаемые в результате группирования литотипов в соответствии с принятым законом композиции геосистемы. В этом разделе приведены соответствия между фациями (теоретическими объектами) и литотипами, выделенными в разрезах терригенного венда (объектами наблюдения).

В основу генетической интерпретации структурно-текстурных характеристик горных пород венда положены следующие обобщения ведущих седиментологов мира [Шрок,

1950; Наливкин, 1955; Атлас литогенетических типов..., 1956, 1970; Рухин, 1959; Атлас текстур..., 1962; Ботвинкина, 1962, 1965; Руководство по..., 1963; Тимофеев, 1969; Карбонатные породы..., 1970; Седиментология, 1980; Чернова, 1980, 1984, 2004; Петиджен, 1981; Рейнек, Сингх, 1981; Селли, 1981, 1989; Муромцев, 1984; Бакиров, Мальцева, 1985; Обстановки..., 1990; Алексеев, 2002; Барабошкин, 2007].

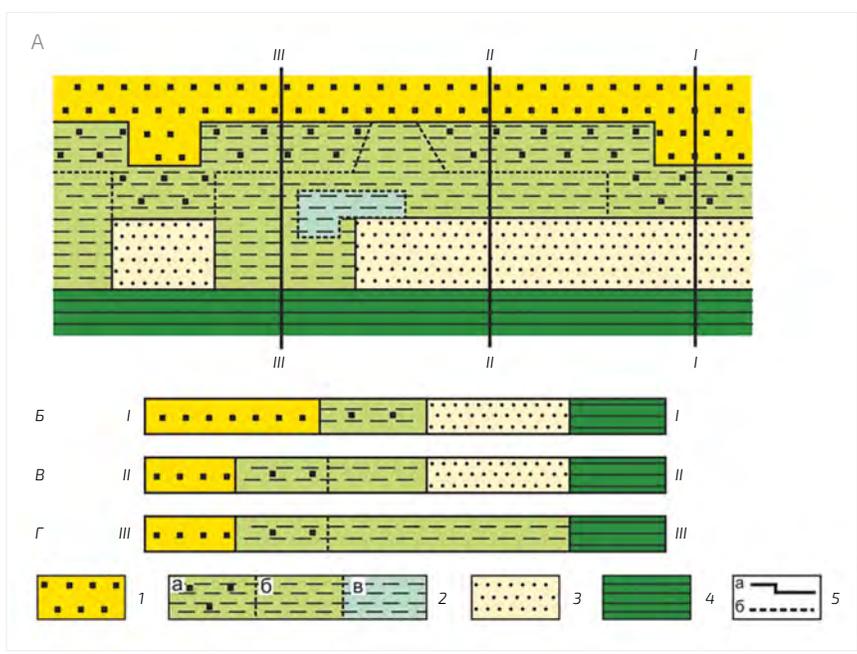


Рис. 2.13. Закон композиции геосистемы для вендского терригенного комплекса

Основные обозначения: А – в плане, Б – в разрезе по линии I-I, В – в разрезе по линии II-II, Г – в разрезе по линии III-III. 1 – фация аллювиальных песчаников; 2 – фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины, а – субфация гравелито-песчано-глинистых отложений, б – субфация песчано-алеврито-глинистых отложений, в – субфация сульфатно-карбонатных отложений; 3 – фация прибрежно-морских песчаников; 4 – фация иловых отложений открытого бассейна; 5 – границы фаций (а), субфаций (б)

Генетическая интерпретация таких литотипов, как желваковые ангидриты, строматолиты, основана на изучении современных седиментационных обстановок в Персидском заливе и Австралии [Карбонатные породы..., 1970; Wearer, 1958; Logan, 1961; Logan et al., 1964; Butler, 1969; Gebelein, 1969; Kendall, d'E. Skripwith, 1969; Kinsman,

1969; West et al., 1979; Ali, West, 1983; Warren, Kendall, 1985; Lowenstein, 1987].

Подробное описание литотипов, слагающих ранее перечисленные фации, приведено в статье [Лебедев, 2013]. Чтобы избежать повторов, здесь приводится их краткая характеристика.

Фация аллювиальных песчаников

- Разнозернистые песчанистые гравелиты проксимальных частей конусов выноса временных потоков.
- Разнозернистые гравелитовые песчаники дистальных частей конусов выноса временных потоков.

Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины
Эту фацию можно разделить на три субфации:

1. субфацию гравелито-песчано-глинистых отложений,
 2. субфацию алеврито-глинистых отложений,
 3. субфацию сульфатно-карбонатных отложений.
- Грубое чередование разнозернистых гравелитовых песчаников и глинисто-алевритовых пород, сформированное в краевых частях вышеописанных аллювиальных конусов выноса – субфация гравелито-песчано-глинистых отложений.
 - Переслаивание алевритовых аргиллитов и разнозернистых песчаных алевролитов с приливной текстурой, со знаками ряби, следами размыва, трещинами усыхания, формами оползания и т.д., сформированное в обстановках верхней части приливо-отливной зоны – субфация песчано-алеврито-глинистых отложений.
 - Грубое переслаивание вышеописанных литотипов с хорошо отсортированными, мелко- и крупнокослоистыми (перекрестный тип) песчаниками, для которых характерны глинистые флазеры и интракласты, обильный хемогенный цемент – субфация песчано-алеврито-глинистых отложений, вероятно, приуроченная к средней части приливо-отливной равнины.
 - Волнисто-линзовидное чередование алеврито-глинистых разностей и песчаников с хорошей сорти-

ровкой, с глинисто-карбонатным и ангидритовым цементом – субфация песчано-алеврито-глинистых отложений прибрежных частей лагун, мелководных заливов.

- Преимущественно глинистые отложения с плавающими окатанными зернами кварца (до крупного размера) и их присыпками на границах слойков. Последняя особенность рассматривается в работе как важный интерпретационный признак лагунных отложений, поскольку эти зерна, вероятно, были снесены в лагуну ветром с соседнего барьерного острова. Также присутствуют слойки микритовых и пеллетовых карбонатов, желваки ангидрита – субфация песчано-алеврито-глинистых отложений внутренних частей лагун, мелководных заливов.
- Строматолитовые доломиты в различной степени ангидритовые, часто с колоннообразными постройками высотой до 30–50 см и до 8–10 см в диаметре, с примесью плавающих песчаных зерен (см. выше), с прослоями внутрiformационных конгломератов – субфация сульфатно-карбонатных отложений приливо-отливной равнины.
- Ангидритовые, порой известковистые, глинистые доломиты с пеллетовой и обломочной структурой, с прослоями песчаников, обогащенных ангидритовым цементом и интракластами – субфация сульфатно-карбонатных отложений приливо-отливной равнины, лагуны.
- Ангидритовые, тонкослоистые, горизонтально слоистые микритовые и пеллетовые доломиты с желваками ангидритов, с примесью плавающих песчаных зерен – субфация сульфатно-карбонатных отложений внутренних частей лагун, мелководных заливов.

Фацция прибрежно-морских песчаников

- Среднезернистые и крупно-среднезернистые кварцевые отсортированные песчаники, иногда с примесью зерен гравийной размерности, мелко- и крупнокосо-

слоистые, с флазерной слоистостью, с послойным ангидрит-доломитовым цементом, многочисленными гальками вмещающих пород – обстановка приливно-отливных протоков и их конусов выноса.

- Средне-мелкозернистые, крупно-среднезернистые отсортированные кварцевые песчаники, тонкослоистые, субгоризонтальнослоистые – обстановка верхнего пляжа.
- Среднезернистые, крупно-среднезернистые кварцевые отсортированные песчаники, в основном с крупной косою слоистостью, слабо сцементированные – обстановка верхней части предфронтальной зоны пляжа.
- Среднезернистые отсортированные кварцевые песчаники, послойно с мелкой перекрестной косою слоистостью с интегралообразной формой слойков, послойно субгоризонтальнослоистые, слабо сцементированные – обстановка средней части предфронтальной зоны пляжа.
- Мелкозернистые алевритовые кварцевые песчаники очень тонкослоистые, субгоризонтально слоистые (слоистость проявляется через отдельность пород) – обстановка нижней части предфронтальной зоны пляжа.

Фация иловых отложений открытого бассейна

- Грубое чередование глинистых пород, алевролитов и мелкозернистых алевритовых песчаников с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с известковым цементом – обстановка переходной зоны.
- Тонкое чередование аргиллитов и алевролитов – обстановка ближней зоны открытого бассейна.
- Аргиллиты тонкоплитчатые с немногочисленными слоями алевролитов и доломитов – обстановка средней зоны открытого бассейна.
- В различной степени известковистые микритовые доломиты, иногда с мелкозубчатыми стилолитовыми швами – обстановка дальней зоны открытого бассейна.

2.5. Основные выводы

- Разбиение изучаемых объектов на осадочные серии является важным инструментом корреляции разнофациальных разрезов. Однако именно по вопросу выделения в вендской терригенной формации региональных стратиграфических несогласий у ведущих исследователей региона нет единства. Бесспорным является только выделение преднепской эрозионной поверхности. Внутринепское стратиграфическое несогласие отсутствует в официальной схеме, но в настоящее время признается большинством исследователей. Однако положение его в разрезах курсовской свиты неочевидно. Предботуобинский (предтирский) размыв отложений включен в официальную схему, в настоящее время признается большинством исследователей. Вместе с тем некоторые специалисты отрицают его региональный характер, другие – само его наличие.
- Результаты работ В. Н. Воробьева, Г. Г. Шемина и других исследователей по Непскому своду, по мнению автора, не оставляют сомнений в наличии внутринепского регионального стратиграфического несогласия. Главная задача – проследить его поверхность во всех разрезах терригенного венда северо-восточной части Непско-Ботуобинской НГО. Результаты ее решения сводятся к следующему:
 - В северных сокращенных разрезах паршинской свиты внутринепская эрозионная поверхность перекрывается хамакинскими гравелито-песчаниками. В южных, более полных разрезах данного стратона внутринепский размыв затухает.
 - В южных, более полных разрезах курсовской свиты поверхность внутринепского размыва залегает внутри арылахской пачки. Соответственно, она образована наложением глинистого аналога верхнепаршинской подсвиты на глинистый аналог нижнепаршинской подсвиты. В разрезах, где аналог

нижнепаршинской подсвиты полностью размыт, рассматриваемая поверхность разделяет аналогично талахской свиты и верхнепаршинской подсвиты. Там, где курсовская свита имеет сокращенную мощность, поверхность внутринепского стратиграфического несогласия сливается с фундаментом платформы.

- Полученный результат позволяет по-новому взглянуть на проблему предботуобинского размыва отложений. Поскольку установлено, что резкое сокращение мощности вендского терригенного комплекса происходит вследствие внутринепской эрозии, гипотеза о существовании предботуобинской эрозии лишается своего смысла. Проведенный анализ показал, что между ботуобинскими песчаниками и подстилающими их глинистыми отложениями существуют отношения фациального замещения. Полученные выводы потребовали коренного пересмотра стратиграфической схемы терригенного венда района исследований.
- Ключевые положения новой стратиграфической модели сводятся к следующему:
 - В нижней части вендского комплекса предлагается выделять донепские отложения, нижненепский и верхненепско-тирский региональные стратиграфические горизонты.
 - В Сюдджеро-Непском районе в составе нижненепского горизонта предлагается выделять талахскую и арылахскую свиты. Последняя соответствует нижнепаршинской подсвите соседней Пеледуйской зоны.
 - В Сюдджеро-Непском районе все терригенные отложения, входящие в состав верхненепско-тирского горизонта, предлагается объединить в чаяндинскую свиту. В Предпатомско-Вилюйском районе чаяндинскую свиту предлагается выделять в Вилючанско-Ыгыаттинской зоне.

- Обосновано, что хамакинский и харыстанский пласты представляют собой базальные единицы Верхненепско-тирской осадочной серии. Отсюда следует, что они формируют единый комплекс песчаных резервуаров, распространенный вдоль всей зоны сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО. Данное положение открывает новые возможности для картирования в данной зоне литолого-стратиграфических ловушек УВ.
- Обосновано, что улаханский пласт входит в состав Верхненепско-тирской осадочной серии, а не нижненепских отложений, как считалось ранее. Этот результат принципиально меняет подход к прогнозу его распространения в еще неизученной части Непско-Ботуобинской НГО.
- Обобщение существующих представлений об обстановках седиментации терригенной формации венда позволяет сделать вывод об их образовании как в морских, так и в субконтинентальных условиях. Поэтому в закон композиции геосистемы – латеральный ряд фаций – включены две песчаные и две иловые фации, что обусловлено закономерным изменением гидродинамики среды:
 - фация аллювиальных песчаников,
 - фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины,
 - фация прибрежно-морских песчаников,
 - фация иловых отложений открытого бассейна.

Выделенные фации закономерно связаны как с коллекторами, так и с вмещающими их непроницаемыми отложениями, что допускает, во-первых, нефтегазогеологическую интерпретацию фациальных реконструкций, во-вторых, прогноз резервуаров на основе их закономерных пространственных отношений с вмещающими отложениями.

- В результате фациального анализа выделено 19 групп литотипов, относящихся к четырем фациям:

- Преимущественно гравелито-песчаный состав, плохая сортировка, обилие сульфатно-глинистого цемента, крупная и мелкая косая слоистость ряби течения, а также залегание на эрозионных поверхностях позволяют надежно ассоциировать группы литотипов 1 и 2 с высокоэнергетической фацией аллювия ветвящихся русел, аналогичной современным пустынным отложениям.
- Многочисленные следы аэрации осадков, прослои разнозернистых гравелитовых песчаников и песчаников с интракластами вмещающих пород и базально-поровым сульфатно-карбонатным цементом, наличие строматолитовых пластов и прослоев желваковых ангидритов, присыпки крупных, хорошо окатанных зерен кварца на плоскостях напластования также позволяют надежно ассоциировать группы литотипов 3–10 с низкоэнергетической фацией иловых отложений лагун – прибрежной равнины.
- Хорошая сортировка осадков, наличие текстур ряби волнения, характерное увеличение зернистости вверх по разрезу, высокая пористость и проницаемость отложений являются основой для ассоциации групп литотипов 11–15 с фацией прибрежно-морских песчаников.
- Преимущественно глинистый и карбонатный состав, тонкая субгоризонтальная слоистость, отсутствие признаков мелководности стали основой для отнесения групп литотипов 16–19 к фации иловых отложений открытого бассейна.

Особое внимание в данном разделе уделено описанию литотипов, образующих иловые фаций лагун – прибрежной равнины и открытого бассейна, так как их распознавание дает возможность правильно прогнозировать расположение субконтинентальных и прибрежно-морских резервуаров в межскважинном пространстве.

Глава 3

РЕЗУЛЬТАТЫ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА

В первой главе было показано, что процесс построения фациальной модели объекта предполагает следующие этапы:

- Конструирование в изучаемых колонках сечений фаций путем группирования литотипов в соответствии с ранее обоснованным законом композиции геосистемы и установленными соответствиями между фациями и литотипами.
- Построение базовой модели осадочного бассейна на основе полученных фациальных колонок и закона композиции геосистемы путем выделения и картирования фациальных несогласий. Выделение фациальных несогласий приводит к разбиению осадочного бассейна на фациальные серии – стратоны геосистемной природы – латеральные ряды фаций, сформированные в этапы эволюционной миграции обстановок древнего бассейна седиментации.
- Конструирование внутреннего строения фациальных серий на основе принятого закона композиции и данных по распределению фаций в колонках скважин.

Конечный результат исследования – фациальная модель объекта как вертикальная последовательность фациальных серий с известной структурой.

В качестве непосредственного объекта фациального моделирования автором была выбрана чаяндинская свита – комплекс отложений, образующий верхнюю часть терригенного венда района исследования (см. главу 2). Ее изучение является важной практической задачей, потому что в соответствии с принятой стратиграфической моделью чаяндин-

ская свита включает в себя основные продуктивные горизонты района работ – хамакинский, улаханский, ботуобинский.

Вопросы фациального моделирования чаяндинской свиты уже рассматривались в работах [Зверев и др., 2012; Лебедев, 2013].

3.1. Результаты конструирования сечений фаций (фациальный анализ). Базовая модель объекта

В настоящем разделе изложены:

- результаты конструирования сечений фаций в опорных разрезах чаяндинской свиты,
- результаты выделения в объекте фациальных несогласий.

Здесь, по мнению автора, еще раз необходимо остановиться на основном принципе выделения фациальных несогласий в осадочных образованиях:

- Диахронные в структурном смысле (зубчатые) геологические границы могут разделять только соседствующие по латерали (замещающиеся друг на друга) фации в комплексах, сформированных в периоды эволюционной миграции обстановок седиментации. Следствием этого в миграционных сериях осадков является вертикальное соседство в колонках фаций, соседствующих по латерали, – иными словами, закон Головкинского – Вальтера внутри фациальных серий выполняется безусловно [Лебедев, 2015в].
- Если же в колонке мы наблюдаем вертикальное соседство фаций, не соседствующих по латерали, то такая граница не может быть диахронной – не может быть границей фациального замещения. Следовательно, такая граница является изохронной в структурном смысле (гладкой) – фациальным несогласием.

Таким образом, основной принцип выделения в осадочных разрезах фациальных несогласий – вертикальное со-

седство фаций, не находящихся в отношении латерального соседства, например, морских известняков и углей – пример взят из монографии [Ботвинкина, Алексеев, 1991].

После сделанных замечаний можно перейти к фациальному анализу опорных разрезов чаяндинской свиты. Они были собраны в три профиля.

Первый профиль характеризует строение чаяндинской свиты в северо-восточной части Непского свода (рис. 3.1). Район является примерным латеральным аналогом Пеледуйской и Верхнечонской площадей, где В. Н. Воробьевым с коллегами было обосновано внутринепское стратиграфическое несогласие. Положение профиля приведено на рис. 2.5.

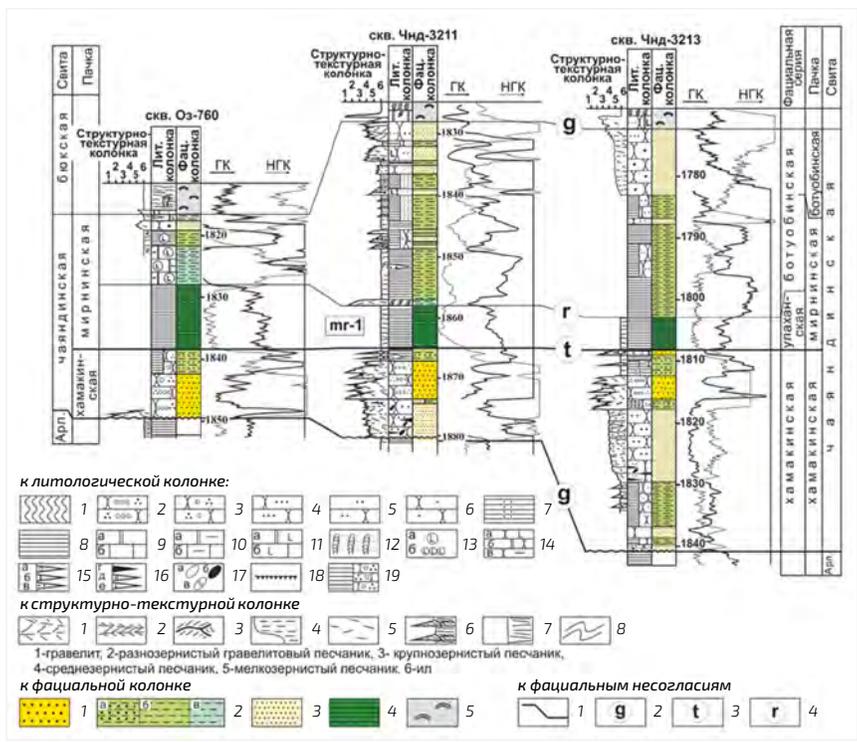


Рис. 3.1. Фациальные модели чаяндинской свиты в скважинах Озерная-760, Чаяндинская-3211, Чаяндинская-3213

Условные обозначения к литологической колонке: 1 – отложения фундамента; 2 – гравелиты разнозернистые песчанистые; 3 – песчаники разнозернистые гравелитовые; 4 – песчаники крупнозернистые; 5 – песчаники среднезернистые; 6 – песчаники мелкозернистые; 7 – алевролиты;

8 – аргиллиты; 9 – доломиты (а), известняки (б); 10 – глинистые доломиты (а), глинистые известняки (б); 11 – ангидритовые доломиты (а), ангидритовые известняки (б); 12 – строматолитовые доломит-ангидриты; 13 – желваки ангидрита (а), прослои желваковых ангидритов (б); 14 – песчаники с ангидритовым (а), доломитовым (б), глинистым (в) цементом; 15–16 – прослои гравелита (а), песчаника (б), алевролита (в), аргиллита (д), доломита (д), ангидрита (е); 17 – гальки пород фундамента (а), аргиллита (б), карбонатов (в); 18 – трещины усыхания; 19 – переслаивание различных литотипов.

Условные обозначения к структурно-текстурной колонке (в интервалах отбора керн): 1 – крупная косая слоистость; 2 – мелкая косая слоистость; 3 – флазерная слоистость; 4 – субгоризонтальная слоистость; 5 – неясная слоистость; 6 – волнисто-линзовидная слоистость; 7 – субгоризонтальная слоистость преимущественно глинистых отложений; 8 – текстуры смятия.

Условные обозначения к фациальной колонке: 1 – фацيا аллювиальных песчаников; 2 – фацيا иловых отложений лагун – прибрежной равнины: а – субфацيا гравелито-песчано-глинистых отложений, б – субфацيا песчано-алевритно-глинистых отложений, в – субфацيا сульфатно-карбонатных отложений; 3 – фацيا прибрежно-морских песчаников; 4 – фация иловых отложений открытого бассейна; 5 – фация доломит-ангидритов солеродного бассейна.

Условные обозначения к фациальным несогласиям: 1 – поверхности фациальных несогласий; фациальное несогласие: 2 – генетическое, 3 – трансгрессивное, 4 – регрессивное.

Свита: Арл. – арылахская.

Статотипическим разрезом чаяндинской свиты в районе является разрез скв. Чаяндинская-3211. Рассматриваемые отложения здесь залегают на предпоздне-непско-тирской эрозионной поверхности. Чаяндинская свита в нем представлена следующей вертикальной последовательностью сечений фаций (снизу вверх):

- Фация прибрежно-морских песчаников, образованная в данном случае приливно-отливными отложениями. Об этом говорят хорошая сортировка осадков, крупная косая разнонаправленная слоистость, глинистые катуны.
- Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины – прослой песчаника с обилием глинистых слоев – вероятно, нижняя часть приливно-отливной равнины.
- Фация аллювиальных песчаников – гравелиты и разнотернистые гравелитовые песчаники – отложения аллювиальных конусов выноса.
- Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины. Судя по наличию слоев гравелитовых песчаников, трещин усыхания, это отложения терминальных частей аллювиальных конусов выноса.
- Фация иловых отложений открытого бассейна (маркер m_г-1) – очень тонкое волнистое чередование аргиллитов и алевролитов. Ранее уже отмечалось, что этот трансгрессивный покров морских

отложений распространен на огромной территории северо-востока Непско-Ботуобинской НГО.

- Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины, представленная двумя субфациями: базальной субфацией сульфатно-карбонатных отложений (1 м седиментационных сульфатно-карбонатных брекчий) и перекрывающей ее субфацией песчано-алеврито-глинистых отложений – об этом свидетельствуют содержащиеся в ней прослои песчаников с интракастами и базально-поровым ангидрит-доломитовым цементом.
- Фация прибрежно-морских песчаников – средне-зернистые, средне-крупнозернистые, хорошо сортированные крупнокослоистые (перекрестный тип) песчаники.
- Фация доломит-ангидритов солеродного бассейна.

С точки зрения разрабатываемой концепции, описанный разрез можно интерпретировать следующим образом.

Его нижняя граница представляет собой стратиграфическое несогласие, которое есть частный случай генетического фациального несогласия. Далее следует фациально-согласная последовательность отложений, включающая фацию прибрежно-морских песчаников, фацию иловых отложений прибрежной равнины, фацию аллювиальных песчаников и вновь фацию иловых отложений прибрежной равнины.

Прерывается данная фациально-согласная последовательность в подошве фации иловых отложений открытого бассейна – непосредственный контакт гравелито-глинистых отложений терминальных частей аллювиальных конусов выноса и глинистых отложений открытого бассейна, несомненно, является трансгрессивным фациальным несогласием. Результаты корреляции показывают, что породившее его стратиграфическое событие имеет региональный характер и может быть использовано как одна из основ корреляции терригенного венда по всей Непско-Ботуобинской НГО.

Кровля фации иловых отложений открытого бассейна также является фаціальным несогласием, но уже регрессивным. Об этом говорит вертикальное соседство упомянутой фации с фацией иловых отложений лагун – прибрежной равнины – в рамках приемлемой для данного района модели побережья линейного типа указанные фации не могут соседствовать по латерали, их должна разделять фация прибрежно-морских песчаников.

На упомянутом регрессивном фаціальном несогласии залегает еще одна фаціально-согласная последовательность, включающая фацию иловых отложений лагун – прибрежной равнины и фацию прибрежно-морских песчаников.

Она, в свою очередь, прерывается генетическим фаціальным несогласием, связанным с глобальной перестройкой вендской седиментационной системы – сменной нормально-морского бассейна на солеродный.

Итак, в рассматриваемом объекте выделено четыре фаціальных несогласия:

- генетическое фаціальное несогласие I рода в подошве чаяндинской свиты;
- трансгрессивное фаціальное несогласие II рода в подошве пласта m_{r-1} – фации иловых отложений открытого бассейна;
- регрессивное фаціальное несогласие II рода в кровле пласта m_{r-1} ;
- генетическое фаціальное несогласие I рода в кровле чаяндинской свиты.

Эти фаціальные несогласия расчленяют объект исследования на три фаціальные серии: Хамакинскую, Улаханскую, Ботуобинскую.

Хамакинская фаціальная серия на рассматриваемом профиле характеризуется существенной изменчивостью.

В направлении в сторону бассейна, в скв. Чнд-3213, ее мощность значительно увеличивается. Охарактеризо-

ванный керном разрез представлен следующей последовательностью фаций (снизу вверх):

- Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины, образованная грубым волнисто-линзовидным переслаиванием алевроитовых аргиллитов и мелкозернистых песчаников. Эти отложения, вероятно, формировались в обстановках мелководных заливов между депоцентрами прибрежно-морских песчаников.
- Фация прибрежно-морских песчаников – об этом говорит их хорошая сортировка, неясная и мелкая перекрестная косая слоистость ряби волнения.
- Субфация субконтинентальных гравелито-песчано-глинистых осадков – терминальная часть конусов выноса временных потоков.
- Фация аллювиальных песчаников – гравелитовые песчаники и гравелиты.
- Субфация субконтинентальных гравелито-песчано-глинистых осадков – терминальная часть конусов выноса временных потоков.

Следует особо отметить, что описанный разрез представляет собой регрессивную последовательность отложений, в целом аналогичную современному дельтовому комплексу:

- Начинается он с песчано-глинистых отложений мелководных заливов или, возможно, переходной зоны.
- Далее следует фация прибрежно-морских песчаников – фронт дельты.
- Венчает разрез пачка отложений прибрежной равнины.

В направлении в сторону континента, в скв. Оз-760, мощность Хамакинской фациальной серии существенно сокращается.

Судя по имеющимся данным керна, разрез начинается с пачки разнозернистых песчанистых гравелитов аллювиального генезиса, непосредственно залегаю-

щих на предверхненепско-тирской эрозионной поверхности.

Судя по данным геофизических исследований скважин (ГИС), венчает разрез пачка переслаивания разномызернистых гравелитовых песчаников и алевроито-глинистых пород, аналогичная описанным выше. Также по аналогии с вышеописанными разрезами она интерпретирована как фация иловых осадков лагун – прибрежной равнины, накопившаяся в обстановке терминальных частей конусов выноса временных потоков.

Сопоставление разреза скв. Оз-760 с разрезом скв. Чнд-3211 с уверенностью позволяет предполагать замещение прибрежно-морских отложений в сторону суши на субконтинентальные аналоги в полном соответствии с принятым законом композиции геосистемы.

Улаханская фациальная серия в рассматриваемых разрезах целиком представлена фацией илов открытого бассейна – маркер *mr-1*. Подошвой ее является трансгрессивное фациальное несогласие – результат событийной трансгрессии, приведшей к непосредственному перекрытию континентальных отложений глинистыми осадками шельфа.

По закону композиции геосистемы (см. рис. 2.13) в сторону континента должно происходить замещение фации иловых отложений открытого бассейна на прибрежно-морские песчаники.

Ботуобинская фациальная серия в рассматриваемых разрезах имеет существенно полифациальное строение.

В более мористом разрезе скв. Чнд-3213 уже отсутствует нижний карбонатный пласт лагунного генезиса. Граница фациальной серии – регрессивное фациальное несогласие – проведена по характерному изменению формы кривой гамма-каротажа. В нижней части она представлена преимущественно глинистыми и песчано-глинистыми отложениями лагун, в верхней части – монолитным пластом хорошо отсортированных, преимущественно мелкозернистых внизу, крупнозернистых

вверху песчаников с неясной и мелкой косой перекрестной слоистостью ряби волнения – фацией прибрежно-морских песчаников.

Наименее мористый разрез Ботуобинской фациальной серии на данном профиле вскрыт скв. Оз-760. Сопоставление его с разрезом скв. Чнд-3211 показывает, во-первых, существенное сокращение мощности фациальной серии, во-вторых, практическое замещение прибрежно-морских песчаников лагунными аналогами. Разрез серии в скв. Оз-760 начинается с примерно семиметрового пласта глинистых доломитов с желваками ангидритов лагунного генезиса. То есть мощность ангидрито-карбонатной субфации существенно возрастает. Его перекрывает примерно двухметровый глинистый пласт с желваками ангидритов также лагунного генезиса. Выше залегает метровый пласт прибрежно-морских хорошо отсортированных мелкозернистых песчаников, вероятно, сформированный в обстановке приливно-отливных протоков. Венчает разрез метровый пласт ангидритовых песчанистых доломитов лагунно-приливно-отливного генезиса.

Верхняя граница Ботуобинской фациальной серии проведена по подошве базального песчаного прослоя фации доломит-ангидритов солеродного бассейна.

Второй профиль включает типовые скважины, характеризующие разрез чаяндинской свиты в центральной части Мирнинского выступа (рис. 3.2). Положение профиля см. на рис. 2.5.

Хамакинская фациальная серия

Эти отложения охарактеризованы керном только в скв. Монулахская-2313. На предверхненепско-тирской эрозионной поверхности залегают (снизу вверх):

- Фация аллювиальных песчаников – разнозернистые песчанистые гравелиты и разнозернистые гравелитовые песчаники.
- Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины – глинисто-алевритовые осадки.

Как и в описанных выше разрезах, рассматриваемые отложения с трансгрессивным фаціальным несогласием перекрываются морскими аргиллитами Улаханской фаціальной серии.

На север, в направлении скв. Среднеботуобинская-11, Хамакинская фаціальная серия выклинивается вследствие трансгрессивного прилегания к обозначенной эрозионной поверхности. На юг, в районе Хотого-Мурбайской площади, происходит значительное увеличение ее мощности – там она включает мощные песчаные пачки, вероятно, прибрежно-морского генезиса.

Кроме того, по данным ГИС, аналог Хамакинской фаціальной серии можно выделить и в скв. Среднеботуобинская-31, где, скорее всего, она представлена субконтинентальными гравелито-глинистыми отложениями, заполняющими локальную палеогеоморфологическую депрессию.

Улаханская фаціальная серия

Вскрыта всеми скважинами. Как уже отмечалось выше:

- В скв. Мон-2313, СБ-31 она фаціально-несогласно перекрывает Хамакинскую фаціальную серию.
- В скв. СБ-11, 99, Чмп-2831 подошвой ее является предверхненепско-тирская эрозионная поверхность.

Улаханская фаціальная серия на рассматриваемом профиле уже имеет полифаціальное строение.

Судя по данным геофизических исследований скважин (ГИС), в южных скважинах Мон-2313, СБ-11, СБ-31 она представлена фацией иловых отложений открытого бассейна – маркер m_1 . Причем в разрезе скв. СБ-31, как и в скв. Чнд-3211, фация открытого бассейна непосредственно перекрыта метровым пластом доломитов лагунного генезиса: в данной зоне он вскрыт с керном только в скв. Тас-Юряхская-559.

В скв. СБ-99 между упомянутым пластом известковистых сульфатизированных доломитов мощностью около

3 м и пластом аргиллитов открытого бассейна залегает шестиметровая фация прибрежно-морских песчаников. Об этом говорят их мелкозернистая структура и очень хорошая сортировка, а также неясная субгоризонтальная и перекрестная косая слоистость ряби волнения. Это улаханский продуктивный горизонт.

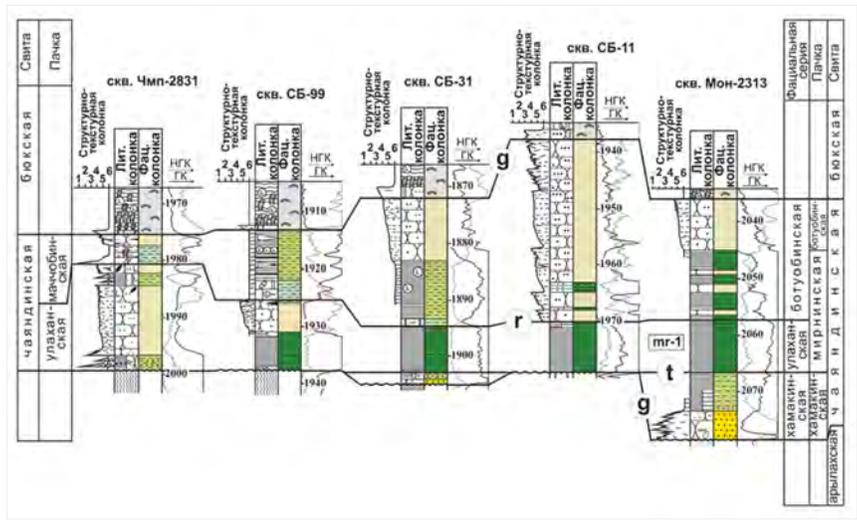


Рис. 3.2. Фациальные модели чайандинской свиты в скважинах Чемпурекская-2831, Среднеботуобинская-99, -31, -11, Монулахская-2313

Условные обозначения см. на рис. 3.1

В скв. Чемпурекская-2831 весь разрез Улаханской фациальной серии между кровлей фундамента и пластом лагунных карбонатов представлен в основном фацией прибрежно-морских песчаников.

Описанные изменения фациального состава разрезов позволяют с высокой степенью уверенности предполагать замещение фации иловых отложений открытого бассейна (маркера *mr-1*) на фазию прибрежно-морских песчаников, известную как улаханский резервуар, в полном соответствии с принятым законом композиции геосистемы.

Ботуобинская фациальная серия

Также вскрыта всеми входящими в профиль скважинами. Подошвой ее является регрессивное фациальное несогласие. В северных скважинах – это подошва сульфатно-карбонатного пласта лагунного генезиса, перекрывающего разные фации Улаханской фациальной серии. В скв. СБ-11 указанное регрессивное фациальное несогласие скоррелировано с кровлей маркера *mr-1*, в скв. Мон-2313 оно проведено уже внутри фации иловых отложений открытого бассейна по кровле маркера *mr-1*, отделяющей монолитные морские аргиллиты от песчано-алеврито-глинистых отложений переходной зоны. Верхняя граница Ботуобинской фациальной серии повсеместно совпадает с подошвой фации доломит-ангидритов солеродного бассейна – с генетическим фациальным несогласием.

Ботуобинская фациальная серия на рассматриваемом профиле также имеет полифациальное строение. В скв. СБ-11 ее мощность максимальна. Сложена она практически целиком фацией прибрежно-морских песчаников, которую геологоразведчики называли ботуобинским продуктивным горизонтом. В южном направлении, в сторону бассейна, в скв. Мон-2313 мощность Ботуобинской фациальной серии существенно сокращается, происходит замещение нижних уровней прибрежно-морских песчаников на песчано-алеврито-глинистые отложения переходной зоны открытого бассейна. В северном направлении, в скв. СБ-31, мощность Ботуобинской фациальной серии также существенно сокращается. Происходит замещение нижних уровней прибрежно-морских песчаников на иловые отложения лагун.

В скв. СБ-99 отмечено дальнейшее сокращение мощности Ботуобинской фациальной серии и полное замещение пляжево-баровых песчаников на преимущественно глинистые и ангидрит-доломитовые фации лагун – прибрежной равнины. Об их генезисе свиде-

тельствуют прослои желваковых ангидритов, карбонатов с интракластовой структурой, сформированные в обстановках себх и приливно-отливной зоны. В скв. Чмп-2831 мощность рассматриваемой фациальной серии минимальна. Сложена она в нижней части сульфатными строматолитовыми доломитами приливно-отливной зоны, в верхней части – песчаниками приливно-отливных проток.

Описанные изменения фациального состава разрезов позволяют уверенно говорить о замещении фации прибрежно-морских песчаников ботуобинского продуктивного горизонта на иловые отложения как открытого бассейна, так и лагун – прибрежной равнины в полном соответствии с принятым законом композиции геосистемы.

Третий профиль объединяет скважины, характеризующие строение чаяндинской свиты в северной части Мирнинского выступа (рис. 3.3). Положение профиля см. на рис. 2.5.

Базальным членом свиты в рассматриваемом районе является Улаханская фациальная серия, которая в основном залегает на поверхности предпоздненепско-тирского стратиграфического несогласия. Ее также повсеместно перекрывает Ботуобинская фациальная серия.

Улаханская фациальная серия

Фациальная изменчивость объекта в целом аналогична описанной на предыдущем профиле. В скв. Оч-2581 она целиком образована фацией иловых отложений открытого бассейна. В остальных скважинах фациальную серию образует следующая последовательность фаций (снизу вверх):

- Фация аллювиальных песчаников – маломощные разномощные гравелитовые, плохо отсортированные песчаники, залегающие непосредственно на фундаменте платформы.
- Фация иловых отложений прибрежной равнины – переслаивание алевроито-глинистых и песчаных отложений.

- Фация прибрежно-морских песчаников – хорошо отсортированные мелкозернистые и средне-мелкозернистые песчаники, в основном с неясной ко-сой слоистостью.
- В некоторых скважинах в верхней части фациальной серии встречены песчано-алеврито-глинистые прослои, интерпретированные как фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины.

Ботуобинская фациальная серия

Ее нижняя граница в скв. Оч-2581 проведена по регрессивному фациальному несогласию, разделяющему фации иловых отложений открытого бассейна и лагун – прибрежной равнины. В скв. Мч-904 и Ир-15501 – в подошве сульфатно-карбонатных отложений лагунного генезиса по аналогии с вышеописанными разрезами. В скв. Нел-1241 регрессивное фациальное несогласие скоррелировано с подошвой фации иловых отложений лагун – прибрежной равнины. Кровля Ботуобинской фациальной серии, как и в предыдущих разрезах, проведена по генетическому фациальному несогласию, разделяющему нормально-морские и солеродные отложения.

Ботуобинская фациальная серия на севере Мирнинского выступа также характеризуется значительной изменчивостью. В скважине Очугейская-2581 она целиком образована фацией иловых отложений лагун – прибрежной равнины. Об этом говорят упомянутые ранее присыпки песчаных зерен на плоскостях напластования, слои песчаников с интракластами вмещающих пород, прослои строматолитовых карбонатов, желваки ангидрита, редкие трещины усыхания.

В скв. Нелбинская-1241 фациальная серия представлена следующей последовательностью фаций (снизу вверх):

- Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины, сложенная в основном аргиллитами с характерными присыпками плавающих песчаных зерен

на плоскостях напластования, с желваками ангидрита в верхней части.

- Фация прибрежно-морских песчаников.
- В скв. Иреляхская-15501 (снизу вверх):
- Карбонатная субфация фации иловых отложений лагун – прибрежной равнины. Это глинисто-карбонатные отложения с пеллетовой структурой, ангидритизированные, с примесью плавающих песчаных зерен.
 - Фация прибрежно-морских песчаников.

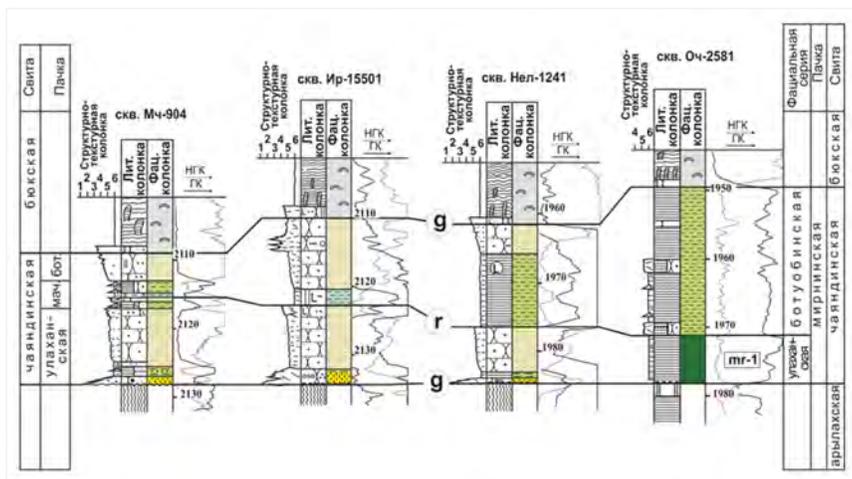


Рис. 3.3. Фациальные модели чаяндинской свиты в скважинах Маччобинская-904, Иреляхская-15501, Нелбинская-1241, Очугейская-2581

Пачки: мач. – маччобинская, бот. – ботубинская. Условные обозначения см. на рис. 3.1

- В скв. Маччобинская-904 (снизу вверх):
- Фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины, образованная в нижней части терригенно-сульфатно-карбонатными отложениями с прысками песчаных зерен, в верхней части – волнисто-линзовидным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и мелкозернистых песчаников.
 - Фация прибрежно-морских песчаников.

Выводы:

- Основной принцип выделения фациальных несогласий в осадочных разрезах – вертикальное со-

седство фаций, не соседствующих по латерали в принятом законе композиции геосистемы. В этом случае граница между ними не может быть границей фациального замещения (диахронной в структурном смысле). Следовательно, она изохронна в структурном смысле.

- Последовательности сечений фаций в исследованных разрезах с учетом принятого закона композиции позволяют выделить в чаяндинской свите следующие фациальные несогласия:
 - Генетическое фациальное несогласие I рода в подошве чаяндинской свиты. Основа для его выделения – нарушение условия фациально-согласного залегания слоев по причине регионального стратиграфического несогласия.
 - Трансгрессивное фациальное несогласие II рода в подошве маркера m_{r-1} и его аналогов. Выделено в соответствии с достаточным условием фациально-несогласного залегания слоев: фация иловых отложений открытого бассейна непосредственно перекрывает в ряде скважин предверхне-непско-тирскую эрозионную поверхность, а также фации аллювиальных песчаников и иловых отложений лагун – прибрежной равнины. Указанные отложения в принятом законе композиции геосистемы (см. рис. 2.13) не соседствуют по латерали. Данное фациальное несогласие является результатом событийной трансгрессии, имеющей важное значение для корреляции отложений венда, как минимум, по всей Непско-Ботуобинской НГО. Один из ее результатов – обособление в геологическом пространстве хамакинского продуктивного горизонта.
 - Регрессивное фациальное несогласие II рода в кровле маркера m_{r-1} и его аналогов. В условиях побережья линейного типа фации иловых отложений лагун и открытого бассейна не могут соседствовать

по латерали. Следовательно, их вертикальный контакт является фаціальным несогласием – результатом событийной регрессии. Одно из ее проявлений – обособление в геологическом пространстве улаханского продуктивного горизонта.

- Генетическое фаціальное несогласие I рода в кровле чаяндинской свиты. Выделяется в соответствии с достаточным условием фаціально-несогласного залегания слоев, поскольку вновь возникшая фація доломит-ангидритов солеродного бассейна не могла замещаться на ранее существовавшие фації нормально-морского бассейна. Один из результатов этой мутации – обособление в геологическом пространстве ботуобинского продуктивного горизонта.
- Предложенная система фаціальных несогласий расчленяет чаяндинскую свиту на Хамакинскую, Улаханскую, Ботуобинскую фаціальные серии, содержащие основные нефтегазоносные резервуары района. Данные по скв. Суларская-2420, находящейся в области сочленения Предпатомской и Непско-Ботуобинской НГО, открывают возможность прогнозировать существование в базальной части исследуемого комплекса еще, как минимум, одной фаціальной серии – Суларской (?). Однако данных для ее надежного обоснования пока недостаточно.

Обособление в геологическом пространстве Хамакинской, Улаханской, Ботуобинской фаціальных серий позволяет выполнить для них фаціальное моделирование.

3.2. Основы для распространения фаций

Основным методом картирования внутреннего строения осадочных комплексов в настоящее время является интерпретация сейсмических и скважинных данных, опирающаяся на их концептуальные модели. Именно их обоснованию и посвящена настоящая глава.

В качестве основ для распространения фаций при концептуальном моделировании в настоящей работе использовались:

- особенности палеогеологического строения и палеорельефа предверхненепско-тирской эрозионной поверхности – дна чаяндинского бассейна седиментации;
- идея Д. А. Буша об унаследованном положении дельтовых комплексов в составе генетических серий слоев GSS.

Палеогеология предверхненепско-тирской эрозионной поверхности

А. Леворсен рассматривал палеогеологические карты погребенных эрозионных поверхностей как аналоги современных геологических карт [1962]. В работах [Чемеков, Галицкий, 1974; Галицкий, 1979; Проничева, Саввинова, 1980 и др.] обосновано значение палеогеоморфологического анализа для изучения перекрывающих их осадочных толщ, а также изложены методы палеогеоморфологических реконструкций.

Палеогеологическая карта поверхности предпоздне-непско-тирского стратиграфического несогласия приведена на рис. 3.4. Ее геоморфология была оценена на основе карты мощности перекрывающих отложений, ограниченных сверху маркером bk-2, обозначенным на корреляционных схемах рис. 2.6, 2.8, 2.9 и т.д. Из карты следует, что рассматриваемая эрозионная поверхность представляла собой достаточно выровненную денудационную равнину, слабо погружающуюся в юго-восточном направлении в сторону морского бассейна. На северо-западе территории обнажались гранито-гнейсы фундамента платформы – это была относительно приподнятая область. Южнее располагалась зона обнажений песчаников талахской свиты шириной около 10–15 км. Остальную часть денудационной равнины занимали обнажения преимущественно глинистой арылахской свиты. Основная особенность этой территории – обнажения устойчивых к выветриванию пачек карбонатов, названных

ar-1 и ar-2. Судя по мощности перекрывающих отложений, эти пачки создавали на денудационной поверхности подобие куэстового рельефа: линейные возвышенности, которые могли служить зонами волнолома при последующем затоплении территории.

В качестве еще одной интересной особенности палеорельефа рассматриваемой поверхности можно отметить наличие относительно узких врезов, вытянутых в юго-восточном направлении и, вероятно, служивших каналами транспортировки осадочного материала в бассейн седиментации.

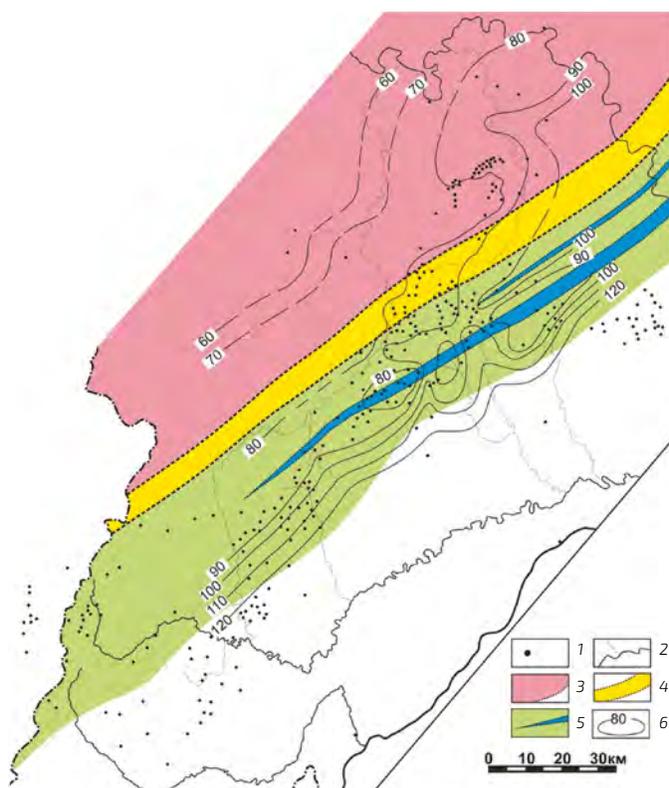


Рис. 3.4. Палеогеологическая схема предпоздненепско-тирской эрозивной поверхности северо-востока Непско-Ботубоинской антеклизы

Условные обозначения: 1 – поисковые и разведочные скважины; 2 – гидросеть; области обнажений на предтирской эрозивной поверхности: 3 – гранито-гнейсов фундамента, 4 – преимущественно песчаных отложений талажской свиты, 5 – преимущественно глинистых отложений арылахской свиты с маркирующими пачками карбонатов; 6 – изопачиты интервала отложений между предтирской эрозивной поверхностью и подошвой маркирующей пачки bk-2 буюнской свиты

Идея Д. А. Буша об унаследованном положении дельтовых комплексов в составе GSS

Д. А. Буш построил весьма интересную модель осадочного бассейна [Буш, 1977], согласно которой последний представляет собой серию залегающих друг на друге генетических последовательностей отложений (genetic sequence of strata – GSS). Каждая из GSS, в свою очередь, подразделяется на единичные генетически взаимосвязанные приращения слоев одного типа (genetic increment of strata – GIS). Последние, по-видимому, можно интерпретировать как литоциклы I порядка.

В работе [Busch, 1971] автор выявил и опубликовал очень важную закономерность строения дельтовых комплексов: в пределах одной GSS дельтовые тела, входящие в состав слагающих ее GIS, располагаются примерно вдоль линий, расположенных поперек простирания палеосклона. Это, по-видимому, связано с локальным характером источников осадочного материала.

Полученный Д. А. Бушем вывод имеет важное прогностическое значение в фациальном моделировании: если в результате поисково-разведочных работ в одной фациальной серии выявлено дельтовое тело, то аналогичные образования можно прогнозировать в перекрывающей и подстилающей фациальных сериях вдоль линий, перпендикулярных положению палеосклона.

3.3. Модели фациальных серий

Как уже отмечалось в главе 1, фациальное моделирование – это двуединство фациального анализа и фациального синтеза. В начале этой главы были приведены результаты фациального анализа отложений чаяндинской свиты, выполненного в соответствии с ранее обоснованным законом композиции и отношениями литотипов с фациями:

- разрезы были разбиты на фации,
- затем в них были выделены поверхности фациальных несогласий – границы фациальных серий.

Этот раздел посвящен фациальному синтезу: картированию пространственного строения Хамакинской, Улаханской и Ботубинской фациальных серий.

Хамакинская фациальная серия

Ее модель в районе исследования основана на следующих ранее полученных результатах (рис. 3.5):

- стратиграфическая эквивалентность хамакинского продуктивного горизонта в районе Непского свода и харыстанского продуктивного горизонта Вилучанской седловины,
- наличие в Хамакинской фациальной серии дельтовых комплексов.

При обосновании стратиграфической схемы терригенного венда автор показал, что хамакинский и харыстанский пласты являются стратиграфическими аналогами, т.е. залегают между предверхненепско-тирской эрозионной поверхностью и подошвой трансгрессивного глинистого маркера m_1-1 . А из их стратиграфической эквивалентности напрямую следует вывод, что данный комплекс непрерывно простирается вдоль всей зоны сочленения Непско-Ботубинской и Предпатомской НГО.

При описании разрезов в северо-восточной части Непского свода было показано, что Хамакинская фациальная серия имеет структуру, характерную для дельтовых комплексов. Отложения переходной зоны или мелководных заливов закономерно сменялись вверх по разрезу прибрежно-морскими песчаниками фронта дельты, а они, в свою очередь, отложениями прибрежной равнины.

Поэтому ее фациальная модель конструировалась как основа выявления таких дельтовых комплексов: предполагалось, что им будут соответствовать об-

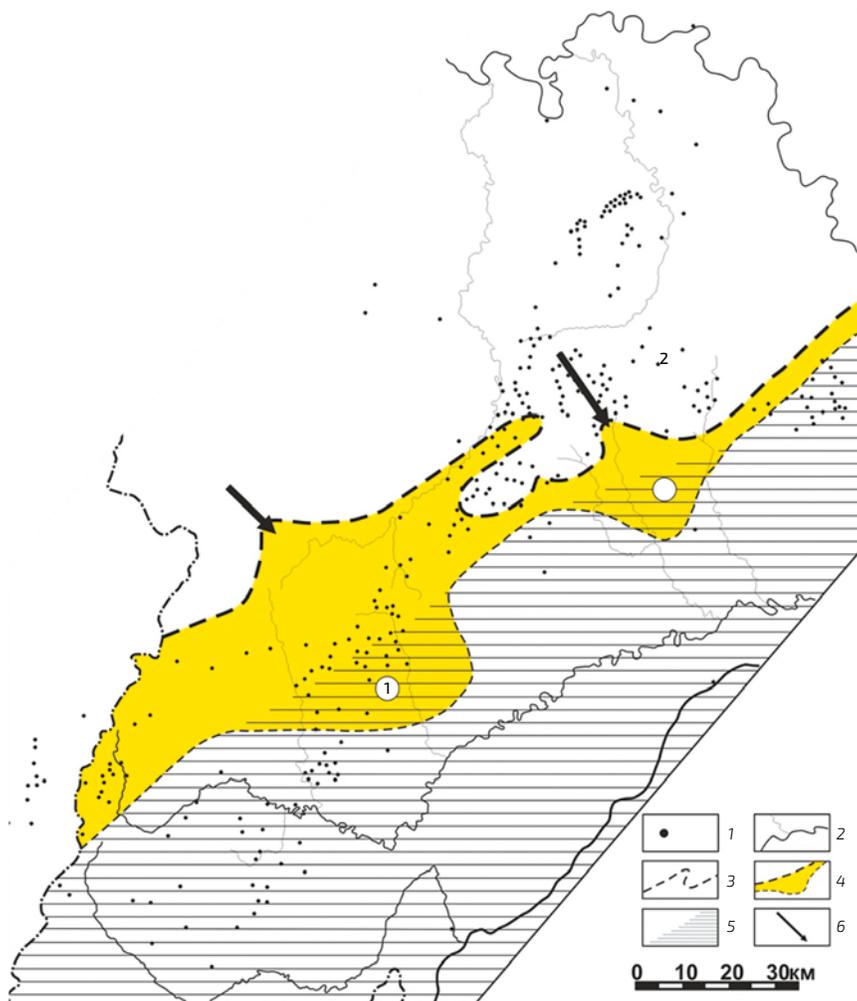


Рис. 3.5. Схема строения Хамакинской фациальной серии на северо-востоке Непско-Ботубобинской НГО

Условные обозначения: 1 – поисковые и разведочные скважины; 2 – гидросеть; 3 – граница выклинивания отложений Хамакинской фациальной серии; 4 – область распространения континентального комплекса отложений (фация континентальных песков, субфация континентальных илов); 5 – область распространения морского комплекса отложений (субфация прибрежно-морских илов, фация прибрежно-морских песков, фация морских илов); 6 – направления выноса обломочного материала. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.5.

1 – Чайандинский дельтовый комплекс, 2 – Суларский дельтовый комплекс

Одна такая лопасть уверенно картируется на северо-востоке Непского свода (Чаяндинский дельтовый комплекс).

Еще один дельтовый комплекс прогнозируется к югу от Тас-Юряхской площади на окончании масштабного палеогеоморфологического вреза в предпоздне-непско-тирскую эрозионную поверхность. Он условно назван Суларским. В соответствии с идеей Д. А. Буша наличие Суларского дельтового комплекса подтверждается наличием мощной зоны развития песчаников в Ботубинской фациальной серии, расположенной выше по палеосклону – это будет отмечено в соответствующем разделе.

Перспективы открытия значительных по запасам залежей УВ в зоне сочленения Непско-Ботубинской и Предпатомской нефтегазоносных областей были обоснованы в работах Л. В. Рябковой [2002а, б]. Вполне возможно, что определенная доля прогнозируемых ею ресурсов может быть заключена в дельтовых комплексах описываемого стратона.

Улаханская фациальная серия

Входящий в состав Улаханской фациальной серии одноименный продуктивный горизонт содержит значительные запасы УВ в северной части Мирнинского выступа. Однако по данным скважин в юго-западном направлении он достоверно прослежен только до северной оконечности Среднеботубинской площади (рис. 3.6). Соответственно, определение его наличия и распространения в разрезах центральной и юго-западной части Непско-Ботубинской НГО можно рассматривать как серьезную проблему, решение которой имеет важное практическое значение.

При анализе разрезов скважин на профилях 2 и 3 (см. рис. 3.2, 3.3), по мнению автора, было убедительно показано, что покров глинистых отложений морского бассейна, обозначенный как маркер m_1-1 , и улаханский песчаный пласт прибрежно-морского генезиса являются

фациальными аналогами в полном соответствии с принятым законом композиции геосистемы.

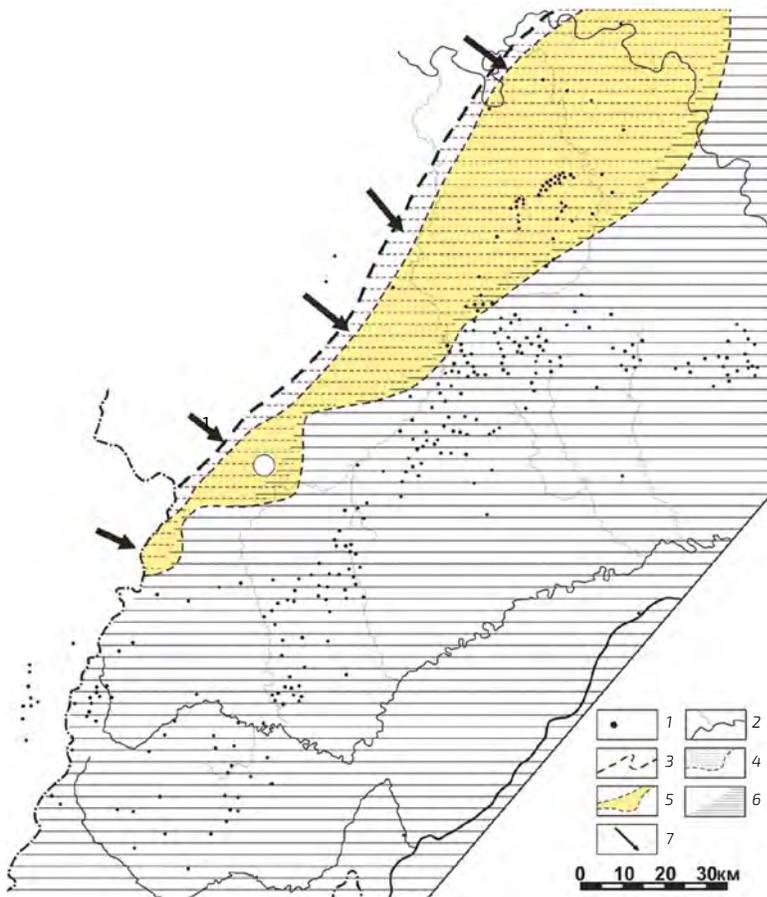


Рис. 3.6. Схема строения Улаханской фациальной серии на северо-востоке Непско-Ботубинской НГО

Условные обозначения: 1 – поисковые и разведочные скважины; 2 – гидродотность; 3 – граница выклинивания отложений Улаханской фациальной серии; 4 – область распространения фаций континентальных песков и континентальных прибрежно-морских илов; 5 – область распространения фации прибрежно-морских песков; 6 – область распространения фации морских илов; 7 – направления выноса обломочного материала. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.5.
1 – Северо-Чаяндинский предполагаемый дельтовый комплекс

Глинистые отложения открытого морского бассейна (маркер $mg-1$) были повсеместно прослежены в юго-западном направлении от Среднеботубинской площади. Поэтому в соответствии с принятым законом компози-

ции севернее Чаяндинской площади на северо-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы можно прогнозировать область развития высокопроницаемых улаханских резервуаров, имеющих промышленное значение. Неопределенность связана с геоморфологическим типом прогнозируемых песчаных тел: будут ли они линейного типа, как на севере Мирнинского выступа, или там будет встречена латеральная последовательность дельтовых лопастей? Кроме того, следует особо отметить, что юго-восточная граница распространения прибрежно-морских песчаников может частично контролироваться зоной волнолома, обусловленной наличием возвышенного плато гранито-гнейсов на поверхности предпоздненепско-тирского стратиграфического несогласия.

Как уже отмечалось выше, на Непском своде в составе Хамакинской фациальной серии был закартирован Чаяндинский дельтовый комплекс. Поэтому, в соответствии с идеей Д. А. Буша о согласованном расположении дельт, в Улаханской фациальной серии также был спрогнозирован мощный Северо-Чаяндинский дельтовый комплекс, расположенный к северу от Чаяндинской площади (см. рис. 3.6).

Ботуобинская фациальная серия

Внутреннее строение Ботуобинской фациальной серии в районе работ уже достаточно хорошо изучено. В ее составе выделяются три пляжево-баровых комплекса, названные в работе Иреляхский, Среднеботуобинский, Талаканский (рис. 3.7).

Иреляхский, а также Среднеботуобинский комплексы – это линейные вдольбереговые образования, которые в сторону континента замещаются фациями глинистых и сульфатно-карбонатных отложений лагун – прибрежной равнины, а в сторону моря – глинистыми отложениями открытого бассейна. В скважине Очугейская-2581 описан разрез Ботуобинской фациальной серии, сформированный в условиях мелководного залива, разделяющего эти пляжево-баровые образования (см. рис. 3.3).

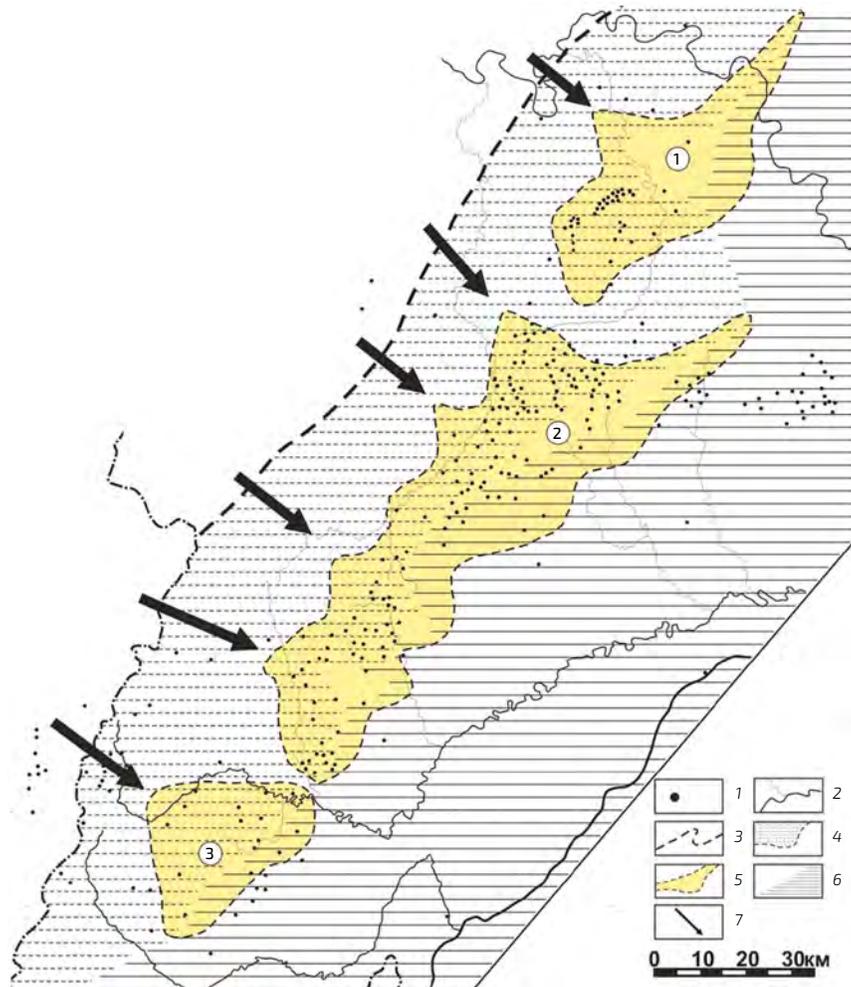


Рис. 3.7. Схема строения Ботубобинской фацальной серии на северо-востоке Непско-Ботубобинской НГО

Условные обозначения: 1 – поисковые и разведочные скважины; 2 – гидротесь; 3 – граница выклинивания отложений Ботубобинской фацальной серии; 4 – область распространения фаций континентальных песков и континентальных прибрежно-морских илов; 5 – область распространения фации прибрежно-морских песков; 6 – область распространения фации морских илов; 7 – направления выноса обломочного материала. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.1.

1 – Иреляхский пляжево-баровый комплекс, 2 – Среднеботубобинский пляжево-баровый комплекс, 3 – Талаканский пляжево-баровый комплекс

Совместный анализ палеогеологической карты пред-поздненепско-тирской эрозионной поверхности и схемы

строения Ботуобинской фациальной серии позволяет сделать очень интересное наблюдение:

- Весьма вероятно, что формирование Среднеботуобинского пляжево-барового комплекса контролировалось линейной зоной волнолома, связанной с обнажением на предтирской эрозионной поверхности устойчивой к выветриванию пачки карбонатов, названной в работе ar-2.
- Также весьма вероятно, что формирование Иреляхского пляжево-барового комплекса контролировалось зоной волнолома, связанной с обнажением на предтирской эрозионной поверхности относительно устойчивых к выветриванию гранито-гнейсов фундамента.

В отличие от ранее описанных, Талаканский пляжево-баровый комплекс по форме является изометричным или вытянутым поперек простирания палеосклона, а по генезису относится, скорее всего, к приустьевым образованиям.

Факт смены типа пляжево-баровых комплексов от вдольбереговых на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО к приустьевым в ее центральной части позволяет по-новому взглянуть на проблему отсутствия ботуобинских (или парфеновских) резервуаров в сопредельной части Непско-Ботуобинской НГО на территории Иркутской области. Возможно, что в этом районе они также относятся к приустьевым барам, поэтому вследствие локального характера они пока не выявлены имеющейся сетью поисковых скважин. Между тем такие тела могут заключать в себе значительные запасы УВ, имеющие важное значение для поддержания уровней нефтегазодобычи при истощении уже открытых месторождений.

Исходя из идеи Д. А. Буша, искать такие приустьевые образования следует на продолжениях вкрестбереговых врезов в предпоздненепско-тирскую эрозионную поверхность, аналогичных закартированному П. Н. Мель-

никовым на Дулисьминском месторождении [Лебедев, Мельников, 1989].

Построенные схемы Хамакинской, Улаханской, Ботубинской фациальных серий следует рассматривать, прежде всего, как априорные модели для интерпретации данных сейсморазведки, направленной на поиски в одноименных резервуарах структурно-литологических ловушек УВ. Поэтому упомянутые схемы проиллюстрированы палеофациальными разрезами (рис. 3.8), на которых выделены наиболее перспективные в этом отношении объекты:

- прогнозная зона распространения прибрежно-морских резервуаров в Улаханской фациальной серии на северо-западном склоне Непско-Ботубинской антеклизы (см. рис. 3.8, А);
- прогнозная зона распространения дельтовых образований в Хамакинской фациальной серии в зоне сочленения Непско-Ботубинской и Предпатомской НГО (см. рис. 3.8, Б).

Выводы:

В ходе проведенного фациального моделирования Хамакинской, Улаханской, Ботубинской фациальных серий получены некоторые результаты, имеющие, по мнению автора, значение для прогноза продуктивных резервуаров в районе работ:

- Обоснование стратиграфической эквивалентности хамакинского и харыстанского продуктивных горизонтов позволило сформулировать вывод о распространении Хамакинской фациальной серии вдоль всей зоны сочленения Непско-Ботубинской и Предпатомской НГО. Фациальное моделирование показало, что продуктивные резервуары в ней связаны с дельтовыми комплексами, обусловленными выносами осадочного материала временными потоками в сопредельный морской бассейн.

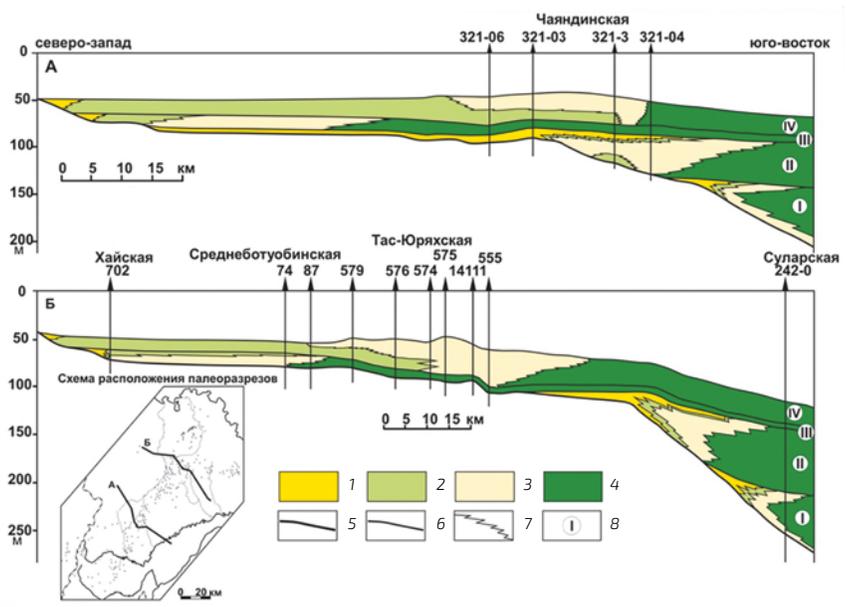


Рис. 3.8. Палеофациальные разрезы чайядинской свиты по линиям I-I (А) и II-II (Б)

Условные обозначения: фации 1 – континентальных песков, 2 – континентальных и прибрежно-морских илов, 3 – прибрежно-морских песков, 4 – морских илов; 5 – подошва верхненепско-тирского горизонта – стратиграфическое несогласие; 6 – границы фациальных серий; 7 – границы фаций; 8 – фациальные серии: I – Суларская (?), II – Хамакинская, III – Улаханская, IV – Ботубобинская

- Обоснование стратиграфической эквивалентности покрова глинистых отложений морского бассейна (маркер mg-1) и улаханского прибрежно-морского резервуара позволило выполнить его прогноз на северо-западном склоне Непско-Ботубобинской антеклизы. Предполагается, что с этим резервуаром в данной зоне могут быть связаны значительные запасы УВ.
- Главным результатом фациального моделирования Ботубобинской фациальной серии является идея о распространении на сопредельной территории в Иркутской области приустьевых пляжево-баровых комплексов, расположенных на продолжениях палеогеоморфологических врезов в подстилающую эрозионную поверхность. Вполне возможно, что такие ловушки также содержат значительные запасы УВ.

3.4. Сравнение полученных результатов с результатами секвенс-стратиграфического моделирования

В последнее время секвенс-стратиграфическое моделирование все больше входит в практику работ отечественных геологов. В частности, А. В. Плюсниным был опубликован цикл статей, посвященный строению вендского терригенного комплекса в районе исследований, неотъемлемой частью которого являлось обоснование секвенс-стратиграфической модели объекта [Плюснин и др., 2019; Плюснин, 2019в]. В последней работе на основе изучения опорного разреза терригенного венда в южной части Мирнинского выступа автором сделан вывод, что отложения, выделяемые в настоящей монографии как чаяндинская свита, входят в состав третьего секвенса, подразделяемого на системные тракты LST, TST, HST [Плюснин, 2019в, рис. 9].

В своих предыдущих работах [Лебедев, 2018, 2021] автор пытался показать, что разрабатываемая им версия геосистемного подхода к изучению осадочных образований позволяет уточнить некоторые из основных понятий секвенс-стратиграфии. В частности, представления о природе секвенс-стратиграфических границ и системных трактов. Изложенные в настоящей главе данные по фациальной структуре чаяндинской свиты могут послужить этому хорошей иллюстрацией.

Для удобства дальнейшего изложения приведем здесь определения некоторых из основных понятий секвенс-стратиграфии:

- *Секвенс-стратиграфические поверхности* маркируют изменения типов напластования [Sequence stratigraphy..., 2011, p. 189]. Под типами напластования понимаются нормально регрессивный при высоком и низком стояниях уровня моря, форсированно регрессивный и трансгрессивный типы.
- *Системный тракт* – относительно согласная последовательность генетически взаимосвязанных пластов, ограниченная согласными или несоглас-

ными секвенс-стратиграфическими поверхностями [Sequence stratigraphy..., 2011, p. 184].

- *Секвенс* – последовательность слоев, сформированная в течение полного цикла изменения аккомодации или поступления осадков [Sequence stratigraphy..., 2011, p. 183]. Иными словами, секвенс в настоящее время понимается как геологическое тело, ограниченное любыми двумя однотипными секвенс-стратиграфическими поверхностями.

На рис. 3.9 приведены стратиграфические модели осадочного секвенса IV и R-T секвенса, построенные на основе рис. 2 из работы [Sequence stratigraphy..., 2011].

Осадочный секвенс IV (Hunt, Tucker, 1992, 1995; Helland-Hansen, Gjelberg, 1994) ограничен стратиграфическими несогласиями (SU) и соответствующими им согласными поверхностями (CC). Базальным членом его является нижний системный тракт LST, ограниченный в кровле поверхностью максимальной регрессии MRS. Его перекрывает трансгрессивный системный тракт TST, ограниченный поверхностью максимального затопления MFS. Далее следует верхний системный тракт HST, ограниченный базальной поверхностью форсированной регрессии BSFR. Венчает разрез секвенса системный тракт стадии падения уровня моря FSST, ограниченный поверхностями стратиграфического несогласия и коррелируемого с ним согласия CC. Обязательное условие формирования осадочного секвенса IV – отрицательное приращение относительного уровня моря в районе береговой линии на одной из стадий его формирования.

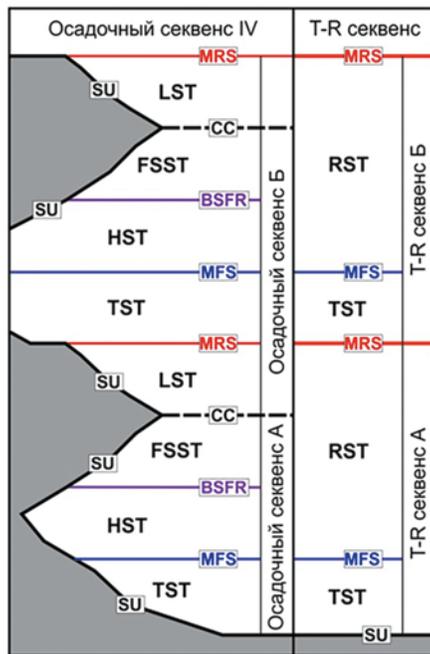


Рис. 3.9. Стратиграфические модели секвенсов (на основе fig. 2 из [Sequence stratigraphy..., 2011])

Секвенс-стратиграфические поверхности: SU – субаэральное несогласие; CC – коррелятивное согласие в смысле (Hunt, Tucker, 1992); MFS – поверхность максимального затопления; BSFR – базальная поверхность форсированной регрессии; MRS – поверхность максимальной регрессии.

Системные тракты: TST – трансгрессивный, HST – верхний, FSST – стадии падения уровня моря, LST – нижний, RST – регрессивный.

T-R секвенс в первоначальном понимании Дж. Г. Джонсона и М. А. Мэрфи [1984], выделивших T-R циклы в отложениях силурийско-девонского континентального шельфа на западе США, – это геологическое тело, ограниченное поверхностями максимальной регрессии MRS, которое может как содержать, так и не содержать внутри себя поверхность стратиграфического несогласия [Sequence stratigraphy..., 2011, p. 184].

Попробуем, в соответствии с приведенными концептуальными положениями, построить секвенс-стратиграфическую модель чаяндинской свиты в северо-восточной части Непско-Ботубинской НГО. Начнем с секвенс-стратиграфических поверхностей (рис. 3.10).

Нижней границей чаяндинской свиты является региональная эрозионная поверхность, срезающая сотни метров подстилающих отложений.

В пределах Чаяндинской площади она перекрывается сразу прибрежно-морскими песчаниками Хамакинской фациальной серии, а не субконтинентальными отложениями. Это позволяет предполагать событийную трансгрессию. Вверх по разрезу прибрежно-морские песчаники переходят в субконтинентальные фации. Таким образом, Хамакинская фациальная серия представляет собой трансгрессивно-регрессивную последовательность пластов. Следовательно, внутри нее должна залегать поверхность максимального затопления MFS, маркирующая смену трансгрессивного типа напластования нормально-регрессивным. Проведем ее условно внутри пачки прибрежно-морских алеврито-глинистых отложений в скв. Чнд-3213 и внутри пачки прибрежно-морских песчаников в скв. Чнд-3211.

Поверхность максимальной регрессии MRS, маркирующая смену нормально-регрессивного типа напластования на трансгрессивный, надежно выделяется по кровле пачки грубозернистых гравелитовых песчаников аллювиального происхождения.

Отметим, что в настоящее время между поверхностями MFS и MRS нет оснований выделять поверхность стратиграфического несогласия или базальную поверхность форсированной регрессии, которые постулируются концептуальной моделью Осадочного секвенса IV. Вертикальная смена прибрежно-морских песчаников аллювиальными отложениями произошла вследствие эволюционной миграции фаций. Это следует из сопоставления разрезов скв. Чнд-3211 и Оз-760 (см. рис. 3.1): судя по распределению мощностей, прибрежно-морские песчаники замещаются в сторону суши на аллювиальные фации прибрежной равнины, следовательно, вертикальный контакт между ними является фациально-согласным. Данная ситуация достаточно типична для областей интенсивного погружения и привноса осадков.

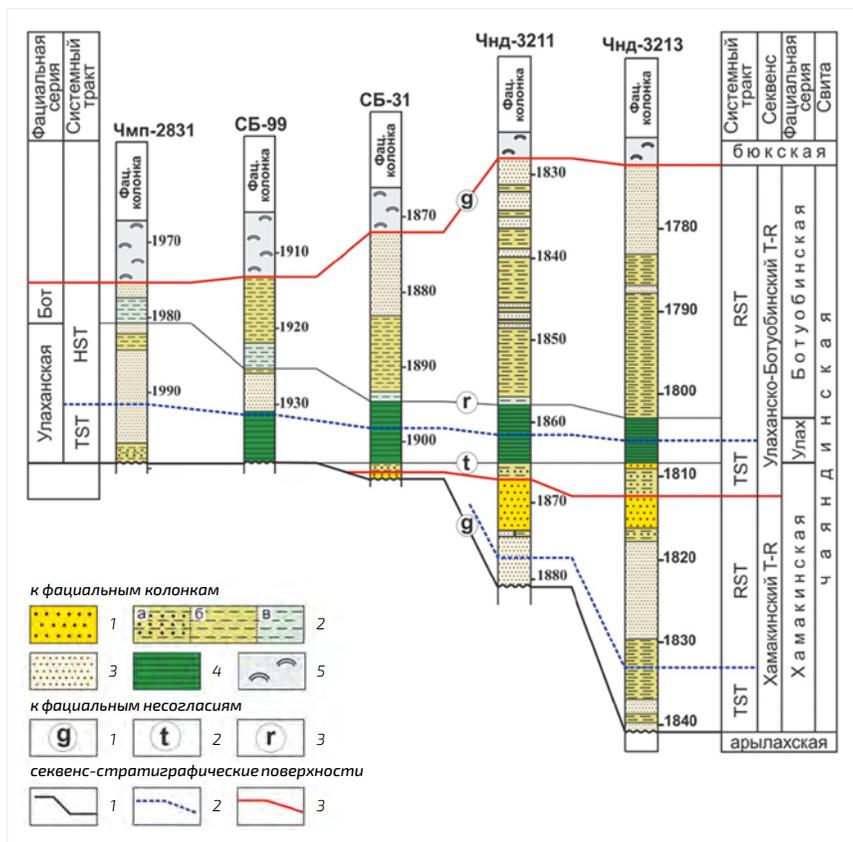


Рис. 3.10. Секвенс-стратиграфическая модель чаяндинской свиты

Условные обозначения к фациальной колонке: 1 – фация аллювиальных песчаников; 2 – фация иловых отложений лагун – прибрежной равнины; а – субфация гравелито-песчано-глинистых отложений, б – субфация песчано-алеврито-глинистых отложений, в – субфация сульфатно-карбонатных отложений; 3 – фация прибрежно-морских песчаников; 4 – фация иловых отложений открытого бассейна; 5 – фация доломит-ангидритов солеродного бассейна.

Фациальные несогласия: g – генетическое, t – трансгрессивное, r – регрессивное.

Секвенс-стратиграфические поверхности: 1 – стратиграфическое несогласие, 2 – поверхность максимального затопления MFS, 3 – поверхность максимальной регрессии MRS.

Отсутствие между поверхностями MFS и MRS поверхности стратиграфического несогласия позволяет интерпретировать основную часть Хамакинской фациальной серии как T-R секвенс в понимании Дж. Г. Джонсона и М. А. Мэрфи [1984].

Следующая секвенс-стратиграфическая граница – это поверхность максимальной затопления MFS в средней части Улаханской фациальной серии. В разрезах северной части Среднеботуобинской площади (скв. СБ-

99) Улаханская фациальная серия имеет трансгрессивно-регрессивное строение:

- Пачка глинистых отложений морского бассейна непосредственно залегает на региональной эрозионной поверхности, что говорит о событийной трансгрессии.
- Вверх по разрезу морские глинистые отложения переходят в прибрежно-морские песчаники вследствие эволюционной регрессии. Основанием для такого вывода является замещение морских аргиллитов на прибрежно-морские песчаники в сторону суши, следовательно, вертикальный контакт между ними фациально-согласный.

Верхняя граница Улаханской фациальной серии, сформированная в результате событийной регрессии, по мнению автора, не имеет однозначной секвенс-стратиграфической интерпретации. Согласно концептуальной модели Осадочного секвенса IV выше MFS должна залегать или поверхность стратиграфического несогласия SU, или базальная поверхность форсированной регрессии BSFR. Однако наличие стратиграфического несогласия между Улаханской и Ботуобинской фациальными сериями выявлено не было. С учетом событийного сдвига по данной границе фации прибрежно-морских песчаников в сторону бассейна, возможно, ее следует интерпретировать как аналог BSFR для случая, когда форсированная регрессия не сопровождается формированием стратиграфического несогласия.

Следующая граница в разрезе, имеющая секвенс-стратиграфическое обоснование, – это кровля чаяндинской свиты, представляющая собой поверхность максимальной регрессии MRS, а возможно, и локальное стратиграфическое несогласие. Эта граница является кровлей барьерно-баровых комплексов. Они представляли собой барьерные острова, возвышающиеся над уровнем моря и постепенно перекрытые доломит-ангидритовыми осадками в результате подъема относительного уровня моря.

Как и в предыдущем случае, отсутствие между поверхностями MFS и MRS обоснованной поверхности стратиграфического несогласия позволяет в целом интерпретировать верхнюю часть Хамакинской, Улаханскую и Ботуобинскую фациальные серии как T-R секвенс, состоящий из двух системных трактов:

- трансгрессивного TST, включающего верхнюю часть Хамакинской фациальной серии и нижнюю часть Улаханской;
- регрессивного RST, включающего верхнюю часть Улаханской и Ботуобинскую фациальную серию.

Таким образом, при принятом варианте выделения секвенс-стратиграфических поверхностей разрез чаяндинской свиты на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО может быть интерпретирован как вертикальная последовательность, включающая два T-R секвенса: Хамакинский и Улаханско-Ботуобинский. В составе каждого из них выделяется по два системных тракта: трансгрессивный TST и регрессивный RST.

Если же регрессивное фациальное несогласие в кровле Улаханской фациальной серии интерпретировать как поверхность BSFR, то верхняя часть Хамакинской, Улаханская и Ботуобинская фациальные серии могут быть интерпретированы как секвенс, состоящий из:

- TST, включающего верхнюю часть Хамакинской фациальной серии и нижнюю часть Улаханской;
- HST, включающего верхнюю часть Улаханской фациальной серии;
- нерасчлененных FSST и LST, представленных Ботуобинской фациальной серией.

Проведенный анализ секвенс-стратиграфических поверхностей показал следующее:

- Поверхности максимального затопления MFS в обоих случаях выделяются весьма условно, поэтому использовать их для картирования не представляется возможным.

- Поверхность MRS в составе Хамакинской фациальной серии выделена достаточно надежно, но она представляет собой диахронную границу между фацией аллювиальных песчаников и субфацией гравелито-песчано-глинистых отложений прибрежной равнины. Поэтому ценность ее для построения хроностратиграфического каркаса объекта весьма сомнительна.
- Предположительная поверхность BSFR в кровле Улаханской фациальной серии совпадает с регрессивным фациальным несогласием. Поэтому ее можно рассматривать как изохронную в структурном смысле.
- Поверхность MRS в кровле Ботуобинской фациальной серии совпадает с генетическим фациальным несогласием. Поэтому ее также можно рассматривать как изохронную в структурном смысле.

Из изложенного следует вывод, что использование для исследования изучаемого объекта секвенс-стратиграфических поверхностей, выделенных по смене типов напластования, нельзя признать оптимальным.

В работах [Лебедев, 2018, 2021] автор пытался показать, что для решения задач фациального картирования системные тракты лучше понимать как сложные геологические тела, соответствующие определенным этапам развития бассейна седиментации, поэтому представленные одним или несколькими латеральными рядами фаций *одного типа*. Исходя из этого, системные тракты должны быть ограничены генетическими фациальными несогласиями I рода. При этом в их составе могут выделяться фациальные несогласия II рода, ограничивающие индивидуальные латеральные ряды фаций – фациальные серии.

В данной работе внутри чаяндинской свиты были выделены трансгрессивное и регрессивное фациальные несогласия II рода. Однако здесь следует отметить, что фациальное моделирование – это частный случай артикуляции объекта познания, определяемой стоящей

перед исследователем целью. Целью настоящего изложения было построить максимально простой и понятный вариант фациальной модели чаяндинской свиты, поэтому для нее использовался максимально упрощенный единый закон композиции геосистемы. Но при более детальных исследованиях для Хамакинской, Улаханской и Ботубинской фациальных серий можно сконструировать различные законы композиции фаций, и тогда они будут разделены уже генетическими фациальными несогласиями трансгрессивного и регрессивного типа.

Исходя из этого, Хамакинскую фациальную серию в пределах изучаемой территории можно интерпретировать как нерасчлененный на системные тракты T-R секвенс, ограниченный снизу стратиграфическим несогласием, а сверху фациальным несогласием трансгрессивного типа.

Из предложенного нового понимания природы системных трактов следует, что:

- Улаханскую фациальную серию можно интерпретировать как трансгрессивный системный тракт TST, ограниченный фациальными несогласиями трансгрессивного и регрессивного типов, несмотря на то, что в его составе происходит смена трансгрессивного типа напластования регрессивным;
- Ботубинскую фациальную серию можно понимать как регрессивный системный тракт RST, ограниченный снизу фациальным несогласием регрессивного типа, а сверху – генетическим фациальным несогласием.

Указанные фациальные серии или системные тракты в предлагаемом понимании образуют Улаханско-Ботубинский T-R секвенс.

Приведенные различные понимания объемов секвенсов и системных трактов в составе чаяндинской свиты объясняются двумя подходами к выделению секвенс-стратиграфических границ, которые можно условно назвать геосистемным и структурным.

В соответствии с геосистемным подходом границы стратиграфических подразделений проводятся по следам революционных перестроек древних седиментационных систем. Площадная корреляция их – дело далеко не простое – выполняется на основе принципа Мейена, суть которого – взаимозаменяемость стратиграфических признаков.

В соответствии со структурным подходом стратиграфические границы проводятся по непосредственно наблюдаемой в разрезах смене особенностей отложений. В частности, по смене типов вертикального напластования (stratal stacking patterns), например, с трансгрессивного на регрессивный и обратно. Очевидно, что такой подход содержит меньше субъективных элементов интерпретации, и проще реализуем в практической деятельности. Но та же смена типов напластования может происходить внутри фациально-согласных последовательностей осадков, причем в разных разрезах в различное время, что существенно снижает практическую значимость основанных на ней результатов корреляции. Диахронность секвенс-стратиграфических поверхностей, выделенных по смене типа вертикального напластования, уже давно обоснована в работах одного из ведущих секвенс-стратиграфов современности O. Catuneanu [Catuneanu et al., 1998; Catuneanu, 2006, fig. 7.31].

Выводы:

- Раннее отложения, соответствующие чаяндинской свите, были интерпретированы как секвенс, включающий системные тракты LST, TST, HST.
- Согласно представлениям автора, в составе чаяндинской свиты можно выделить:
 - или два T-R секвенса, ограниченных поверхностями максимальной регрессии и включающих трансгрессивный и регрессивный системные тракты;
 - или один T-R секвенс и один секвенс, включающий TST, HST и нерасчлененный FSST-LST.

Вопрос представляется весьма непростым – исследование секвенс-стратиграфической структуры терригенного венда в районе исследования необходимо продолжать.

- Разобранный пример, по мнению автора, подтверждает правомерность геосистемного подхода к выделению и исследованию объектов секвенс-стратиграфического моделирования, по крайней мере, в рассматриваемом случае. Возникающие в результате его реализации фациально-согласные последовательности осадков имеют закономерную внутреннюю структуру, обусловленную физическими закономерностями, действующими в бассейне седиментации.
- Определение системных трактов как геологических тел, ограниченных генетическими фациальными несогласиями, обеспечивает надежный хроностратиграфический каркас для последующих детальных фациальных реконструкций.

3.5. Основные выводы

- Основной принцип выделения фациальных несогласий в осадочных разрезах – это вертикальное соседство фаций, не соседствующих по латерали. В этом случае граница между ними не может быть границей фациального замещения, следовательно, она является изохронной в структурном смысле – фациальным несогласием.
- Последовательности сечений фаций в исследованных разрезах с учетом принятого закона композиции позволяют выделить в чаяндинской свите четыре фациальных несогласия:
 - генетическое фациальное несогласие в основании чаяндинской свиты,
 - трансгрессивное – в основании маркирующего пласта m_1 и его аналогов,
 - регрессивное – в кровле m_1 ,

- генетическое – в кровле чаяндинской свиты.
- Предложенная система фациальных несогласий расчленяет чаяндинскую свиту на Хамакинскую, Улаханскую, Ботуобинскую фациальные серии, поддерживающие основные нефтегазоносные резервуары территории исследования.
- Проведенное фациальное моделирование показало, что:
 - продуктивные резервуары в Хамакинской фациальной серии, связанные с дельтовыми комплексами, могут быть распространены вдоль всей зоны сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба;
 - продуктивные резервуары в Улаханской фациальной серии должны быть на всем северо-западном склоне исследуемой части Непско-Ботуобинской антеклизы;
 - на сопредельной территории Иркутской области в Ботуобинской фациальной серии продуктивные резервуары могут быть связаны с приустьевыми барями. Закартировать их – весьма амбициозная задача, которая может быть решена сейсморазведчиками.
- Проведенное сравнение предлагаемого и секвенс-стратиграфического подходов к выделению и картированию объектов исследования показало, по мнению автора, эффективность геосистемного принципа при выделении секвенс-стратиграфических границ.

Глава 4

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ВЕНДА

Оценке ресурсов УВ в объекте посвящены работы [Алексеев, Аржаков, 2009; Грязнухина-Степанова, 2012; Подольский, Маргулис, 2013 и др.]. Из анализа этих статей можно сделать следующие выводы:

- резервуары терригенного венда содержат в себе значительные объемы ресурсов УВ;
- их невысокий коэффициент разведанности (9,2 % по нефти согласно [Подольский, Маргулис, 2013]) дает возможность предполагать здесь открытие новых залежей УВ.

Ключевой вопрос при этом: где искать эти новые залежи? Для ответа на него сначала сформулируем следующие предпосылки:

- Известно, что в пределах Непско-Ботуобинской НГО одним из ключевых факторов контроля нефтегазонасности являются литологический и стратиграфический факторы, например [Непско-Ботуобинская НГО..., 1986; Шемин, 2007].
- В предыдущих разделах автором была обоснована фациальная модель чаяндинской свиты, включающей основные резервуары района, значительно отличающаяся от существующих версий.

Сформулированные предпосылки открывают возможность по-новому взглянуть на проблему выделения в чаяндинской свите зон нефтегазонакопления. Результаты ее решения могут быть использованы как научная база для организации новых поисковых и разведочных работ.

Практика нефтегазогеологического районирования рассматриваемой территории имеет длительную историю. Этой проблемой занимались ведущие исследова-

тели геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири [Геология нефти и газа..., 1981; Конторович и др., 1982; Ларкин, Вальчак, 2007; Мельников П. Н. и др., 2009; Мельников Н. В. и др., 2011, 2014; Прогноз зон..., 1985; Прогнозирование новых..., 2013; Самсонов и др., 2010; Сафронов, 2006; Степаненко и др., 2002; Шемина, 2007 и др.].

В начале освоения нефтегазового потенциала региона предметом исследования были главные зоны нефтегазонакопления [Геология нефти и газа..., 1981; Конторович и др., 1982]. После этого наступил этап детализации.

В работе А. Ф. Сафронова в рассматриваемом регионе предложено выделять зоны нефтегазонакопления, контролируемые главными положительными структурными формами. Это Непский свод и Мирнинский выступ [2006].

В работах [Степаненко и др., 2002; Мельников П. Н. и др., 2009] более детально рассмотрена геологическая модель Непской нефтегазоносной зоны.

В монографии Г. Г. Шемина [2007] зоны нефтегазонакопления в терригенном комплексе выделены отдельно в составе вилючанского, нижненепского, верхненепского, тирского резервуаров. В частности, в верхненепском резервуаре на рассматриваемой территории выделены Чаяндинская зона и северо-восточная периферия Ярактинско-Чонской зоны, в тирском резервуаре – Пеледуйско-Сюльдюкарская зона.

В работе [Мельников и др., 2011] в районе исследования и непосредственной близости от него выделены шесть зон: Верхнечонская, Талакано-Чаяндинская, Ботубинская, Гиллябкинская, Чайкинская, Вилючанская.

Работа [Мельников и др., 2014] посвящена дальнейшему развитию ранее проведенных исследований, а именно перспективам открытия в пределах «золотого пояса нефтегазоносности» Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Катангская, Байкитская НГО) новых значительных по запасам месторождений нефти и газа.

В настоящем разделе предложена авторская версия выделения в хамакинском, улаханском, ботубинском

продуктивных горизонтах зон нефтегазонакопления, основанная на полученных выше результатах фациального моделирования. Ранее эти вопросы рассматривались в статье [Лебедев, 2015а].

4.1. К определению зон нефтегазонакопления

Суть понятия «зона нефтегазонакопления», по мнению автора, раскрыта в статье [Трофимук и др., 1982]. Это обобщение закономерностей локализации в геологическом пространстве залежей УВ, направленное на разработку наиболее эффективной методики их поисков.

Анализ понятия «зона нефтегазонакопления» содержится в работе Г. Г. Шемина [2007]. В ней проанализированы пятнадцать определений, и на основе анализа автор принял следующее: «Подзонами нефтегазонакопления понимаются структурно-фациальные подразделения нефтегазонаосного бассейна (участки резервуара), характеризующиеся сходным геологическим строением и историей, обеспечивающими общие условия формирования и сохранения залежей нефти и газа» [Там же, с. 399].

Фундаментальное исследование рассматриваемого понятия приведено в статье О. М. Прищепы [2008]. Ее автором критически проанализированы шестнадцать определений, сформулированных ведущими геологами-нефтяниками начиная с 1951 года. При этом определение самого автора статьи таково: «Совокупность (группа) ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и характеризующаяся едиными условиями формирования содержащихся в них залежей – генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ» [Там же, с. 3]. В пояснении к этому определению, данном в скобках, О. М. Прищепа указывает на возможность как совпадения в плане зон, выделенных в разных интервалах разреза, так и на возможность их различия по площади и размерам.

По мнению автора, большое количество определений понятия «зона нефтегазонакопления» и связанная с ним значительная степень дискуссионности объясняется тем,

что при их составлении разные авторы ориентировались на различные нефтегазоносные объекты, требующие для их освоения решения различных геологических задач. Соответственно, цель настоящего раздела – это попытка сконструировать определение зоны нефтегазонакопления, максимально ориентированное на разработку наиболее эффективной методики поисков залежей УВ в вендских терригенных резервуарах Непско-Ботуобинской НГО. Для ее достижения автор на основе цитированной выше работы О. М. Прищепы попытался ответить для себя на два вопроса:

- Какие объекты понимаются под зонами нефтегазонакопления?
- Единство каких признаков положено в основу их выделения?

Начнем с первого вопроса. Разные авторы рассматривали в качестве зон нефтегазонакопления следующие объекты: тектонический элемент; их группу; группу или зону смежных месторождений, ловушек; фрагмент бассейна в контуре тектонического элемента; часть продуктивного горизонта. В статье [Мельников и др., 2011] также отмечены объекты, используемые при определении рассматриваемого понятия: группа месторождений УВ; группа однотипных ловушек; контур территории, определяемый структурным или литологическим фактором, контролирующим скопления УВ.

По мнению автора, для разработки стратегии поисковых работ в вендских терригенных резервуарах наиболее подходящим является интерпретация зоны нефтегазонакопления как части продуктивного горизонта по следующим причинам:

- во-первых, в разных продуктивных горизонтах выявлены различные тренды распространения резервуаров, контролирующие залежи и ловушки УВ;
- во-вторых, в разных участках распространения одного и того же продуктивного горизонта могут быть ловушки различного генезиса.

Соответственно, зону нефтегазонакопления пока будем интерпретировать как *связную часть продуктивного горизонта, обладающую единством некоторых признаков, позволяющих определять стратегию геологоразведочных работ.*

Теперь перейдем ко второму вопросу. В качестве отношения единства, позволяющего объединять элементы в зоны нефтегазонакопления, разные авторы рассматривали: расположение в пределах одной структурной, палеоструктурной, палеогеографической зоны; единство резервуара; аналогичность строения залежей и ловушек; сходство механизма формирования залежей; пространственная близость залежей или ловушек.

Разбор определений показывает, что отношение единства, дающее возможность объединять различные участки резервуара в зоны нефтегазонакопления – это однородность всех элементов нефтегазовой системы.

Тогда рабочее определение рассматриваемого понятия может быть таким: *зона нефтегазонакопления – связная часть продуктивного горизонта со сходным типом ловушек УВ, а также с единым источником, сходными условиями миграции и сохранности УВ.*

Приведенная формулировка аналогична определениям О. М. Прищепы и Г. Г. Шемина, что позволяет говорить о ее приемлемости. В заключение отметим, что сама постановка задачи настоящего исследования требует разделения зон нефтегазонакопления на доказанные и прогнозные.

Далее полученное рабочее определение было применено как инструмент для нефтегазогеологического районирования отложений чаяндинской свиты в районе исследования.

4.2. Обоснование зон нефтегазонакопления

Нефтегазогеологическое районирование изучаемой территории выполнено на базе следующих материалов:

- моделей фациальных серий;

- результатов структурных и палеоструктурных построений [Геология нефти..., 1981; Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986; Старосельцев, 1996, 2002; Тектоника венд-силурийского..., 2004, 2009; Шемин, 2007; Янкова, 2011 и др.];
- результатов типизации залежей УВ [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986; Альбом месторождений..., 2000; Степаненко, Топешко, 2002; Шемин, 2007 и др.].

Согласно современной концепции [Геология нефти..., 1981; Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986], материнскими отложениями для описываемых продуктивных пластов были обогащенные органическим веществом рифейские толщи, залегающие в Предпатомском прогибе. Поэтому на нынешней стадии понимания истории развития нефтегазовых систем для всех резервуаров условно можно допустить примерно одинаковые условия миграции и один и тот же источник углеводородов. Вместе с тем неопределенность этих факторов была основной причиной для обособления зон неопределенности.

В настоящей работе в качестве главных факторов, определяющих выделение в районе зон нефтегазонакопления, рассматриваются тип ловушки и условия сохранности залежей.

Хамакинская фациальная серия

Как уже отмечалось выше, хамакинский и харыстанский горизонты автором интерпретируются как стратиграфические аналоги, а включающая их Хамакинская фациальная серия предполагается распространенной вдоль всей зоны сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО. Наиболее перспективные объекты в Хамакинской фациальной серии – это дельтовые комплексы.

В хамакинском продуктивном горизонте выделено пять зон нефтегазонакопления (рис. 4.1), три из которых являются доказанными, а две – предполагаемыми.

Доказанные зоны нефтегазоаккумуляции

Талаканская зона выделена в центральных и северо-восточных районах Непского свода. В ее пределах открыты Чаяндинская залежь, Талаканская и Алинская группа залежей структурно-литологического типа.

Имеющиеся данные позволяют утверждать, что отложения были сформированы на южном склоне огромной Катангской палеоантеклизы [Хоменко и др., 2002]. Поэтому главные причины, обеспечившие латеральную изменчивость резервуаров – трансгрессивное прилегание базальных пластов к подстилающей эрозионной поверхности и фациальное замещение песчаников фронта дельты латеральными аналогами. Именно тип ловушек, связанный с фациальной неоднородностью дельтовых комплексов, послужил основанием к выделению рассматриваемой зоны. Изученность ее достаточно высокая – вероятность открытия здесь новых крупных залежей УВ представляется невысокой.

Северо-Непская зона расположена северо-западнее Талаканской зоны вдоль границы выклинивания хамакинского продуктивного горизонта. В тектоническом плане – на северо-западных склонах Непского свода и Мирнинского выступа. Выделена по особому типу ловушек и по условиям сохранности залежей.

Продуктивные отложения здесь также формировались на южном склоне Катангской палеоантеклизы, только уже в основном в субконтинентальных условиях у границы области эрозии. Поэтому резервуары здесь образованы, главным образом, гравелитами и песчаниками конусов выноса временных потоков.

Процессы формирования залежей в вендском нефтегазоносном комплексе начались уже в конце палеозойской эры вследствие поступления углеводородов из рифейских очагов генерации в Предпатомском региональном прогибе [Геология нефти..., 1981; Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986 и др.]. В этот период палеоструктурный план кровли терригенного венда принципиально разли-

чался с современным – пласты падали на юго-восток, а не на северо-запад, как в настоящее время. Соответственно, сформированные тогда палеозалежи УВ структурно-стратиграфического типа контролировались границей выклинивания резервуаров.

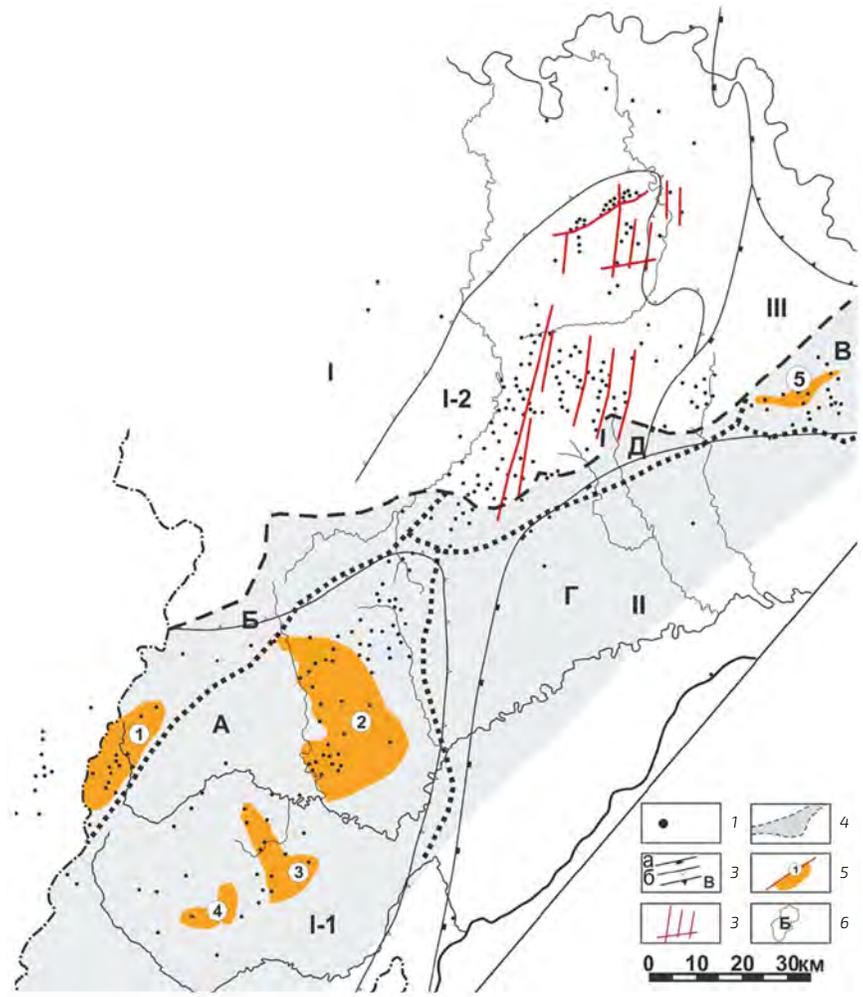


Рис. 4.1. Зоны нефтегазонакопления в хамакинском продуктивном горизонте

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – границы тектонических элементов: а – антиклиз и региональных прогибов, б – сводов и выступов, в – седловин; 3 – элементы Вилюйско-Мархинского регионального разлома; 4 – зоны резервуаров; 5 – скопления УВ; 6 – зоны нефтегазонакопления. Остальные усл. об. см. на рис. 2.5.

I – Непско-Ботуобинская антиклизла, II – Предатомский региональный прогиб, III – Вилючанская седловина, I-1 – Непский свод, I-2 – Мирнинский выступ.

Залежи и группы залежей: 1 – Верхнечонская, 2 – Чаяндинская, 3 – Талаканская, 4 – Алинская, 5 – Верхневилучанская.

Зоны нефтегазоаккумуляции: А – Талаканская, Б – Северо-Непская, В – Вилучанская, Г – Суларская, Д – Северо-Суларская.

Изменение направления падения пластов произошло, вероятно, в начале мезозойской эры в результате тектонической инверсии, вызванной формированием Тунгусской синеклизы. Наиболее интересным моментом в данном случае является причина сохранения первичных палеозалежей УВ, переживших тектоническую инверсию. Это – засолонение резервуаров, имевшее место уже после формирования основного объема залежей. Процессы засолонения коллекторов изучались многими ведущими геологами Сибирской платформы [Кальвин и др., 1990; Вожов, Чернова, 1999; Анциферов, 2000, 2003 и мн. др.]. По их данным, выпадение каменной соли происходило только в поровом объеме водонасыщенных песчаников, при этом поровый объем нефтенасыщенных резервуаров данным процессом не затронут. В результате происходило, вероятно, многостадийное «запечатывание» первичных залежей УВ галитовым цементом, что обеспечило их сохранность после тектонической инверсии [Воробьев, Клиновская, 2017; Воробьев и др., 2017]. Примерами такого типа залежей, по всей видимости, являются скопления УВ на Верхнечонском и Тымпучиканском месторождениях.

Наибольшими перспективами нефтегазоносности в рассматриваемой зоне, по мнению автора, обладает область распространения мощных аллювиальных коллекторов Чаяндинского дельтового комплекса. Поиски и разведка таких объектов являются весьма трудной проблемой:

- во-первых, необходимо решить задачу выявления и площадного картирования линии выклинивания резервуара;
- во-вторых, необходимо выявить прилегающие к ней зоны высокопористых продуктивных песчаников;
- в-третьих, необходимо выявить границу замещения последних плотными засоленными отложениями.

Литературные данные [Мандельбаум и др., 2005; Тектоническая карта..., 2009; Поспеева и др., 2010; Щетинин и др., 2011; Шубин, Рыжков, 2013; Губин, Юрьева, 2014; Клыкова и др., 2014; Применение комплексного..., 2014], а также наши собственные исследования [Нассонова и др., 2010] позволяют утверждать, что в настоящее время поставленная задача может быть решена. Вместе с тем очевидно, что поиски таких ловушек связаны со значительным риском.

Необходимо подчеркнуть, что Северо-Непская зона в вышеописанном понимании примерно соответствует Гиллябкинской зоне Н. В. Мельникова с соавторами [2011].

Вилючанская зона находится в Вилючанской седловине. Как и в пределах Талаканской зоны, рассматриваемые отложения здесь формировались на склоне палеоантеклизы, на границе прибрежной равнины и мелководного морского бассейна. Соответственно, как и в ранее описанном случае, факторами, обеспечивающими высокую степень латеральной неоднородности резервуаров, были выклинивание базальных пластов в направлении области денудации и фациальное замещение резервуаров преимущественно глинистыми аналогами. В пределах зоны в харыстанском резервуаре пока выявлена единственная залежь на Верхневилючанской структуре.

Прогнозные зоны нефтегазонакопления

Сопредельные территории Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба в последние десятилетия стали интенсивно изучаться [Надвиговая тектоника..., 1996; Рябкова, 2002а, б; Барышев, Дудкин, 2009; Берзин и др., 2011; Кулагин, 2011; Ларионова, 2011, 2013, 2014; Судакова и др., 2011; Шибина и др., 2011, 2012; Мигурский и др., 2012; Шемин, Фортунатова, 2012; Соболев, Кожевых, 2013; Шемин, 2013]. Основной ожидаемый тип ловушек в районе – линейные антиклинали, осложненные взбросами и надвигами. Имеющиеся

данные бурения показывают, что резервуары здесь могут иметь особо сложную структуру, обусловленную латеральной невыдержанностью коллекторов.

Суларская зона. Она находится на границе упомянутых выше региональных тектонических элементов. В пределах зоны предполагается наличие масштабного Суларского дельтового комплекса, с аллювиальными и прибрежно-морскими резервуарами которого, по мнению автора, ассоциированы ее основные перспективы.

Северо-Суларская зона. Эта зона предполагается севернее Суларской зоны и контролируется границей выклинивания хамакинского продуктивного горизонта. В ее пределах прогнозируются обычные структурно-стратиграфические ловушки, связанные с выклиниванием хамакинских песчаников вверх по склону антеклизы.

Улаханская фациальная серия

Этот стратон включает в себя улаханский продуктивный горизонт – один из основных в районе исследования.

Важный результат фациального моделирования – гипотеза о распространении улаханских прибрежно-морских песчаников вдоль всего северо-западного склона изучаемой части Непско-Ботуобинской НГО.

В Улаханской фациальной серии предлагается выделять Иреляхскую и Северо-Непскую зоны нефтегазоаккумуляции: нефтегазоносность первой из них уже доказана (рис. 4.2).

Иреляхская зона обособлена в северной части Мирнинского выступа. Основание для ее выделения – это специфический тип ловушек УВ, в целом не характерный для Непско-Ботуобинской НГО. Дело в том, что большая часть Мирнинского выступа находится в области регионального Вилуюско-Мархинского разлома. Поэтому для улаханского горизонта в данном районе характерны структурные дизъюнктивно экранированные ловушки УВ (Иреляхская, Маччобинская, Нелбинская, Станакская и другие залежи).

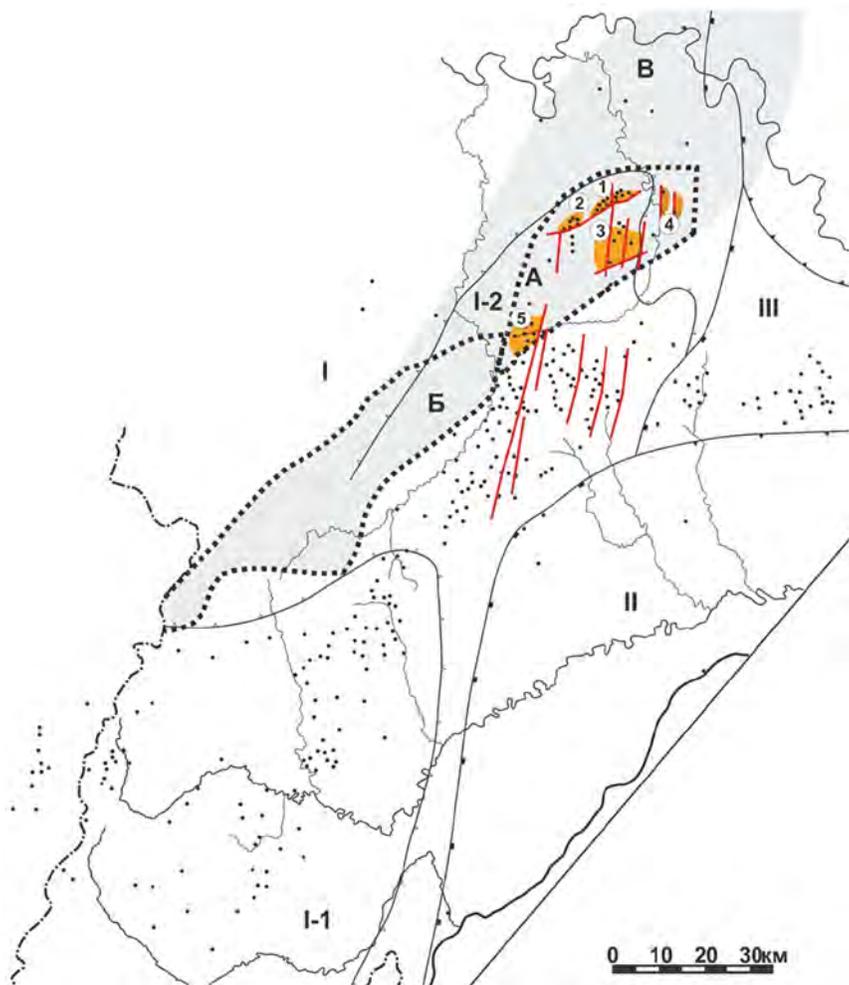


Рис. 4.2. Зоны нефтегазоаккумуляции в улаханском продуктивном горизонте

Залежи и группы залежей: 1 – Иреляхская, 2 – Маччобинская, 3 – Нелбинская, 4 – Станаская, 5 – Среднеботуобинская.

Зоны нефтегазоаккумуляции: А – Иреляхская, Б – Северо-Непская, В – зона неопределенности. Остальные усл. об. см. на рис. 4.1.

Кроме того, как показывает Улаханская залежь на севере Среднеботуобинского месторождения, в рассматриваемой зоне могут быть встречены ловушки не только с тектоническим, но и литологическим контролем насыщения – фациальным замещением песчаных

резервуаров прибрежно-морского генезиса на морские глинистые фации в пределах поднятий.

Северо-Непская зона. Она представляет собой полосу, прилегающую к границе выклинивания улаханского резервуара в пределах северо-западного склона Непско-Ботубобинской антеклизы. Основанием для ее выделения были ожидаемый тип ловушек УВ, а также предполагаемые условия сохранности залежей.

Выше уже отмечалось, что формирование залежей в терригенном венде началось уже в конце палеозоя вследствие возникновения потоков углеводородов из материнских отложений рифея. Причем структурный план продуктивных отложений в тот период сильно отличался от современного: направление падения пластов было юго-восточным. Структурно-стратиграфические палеозалежи в улаханском горизонте должны были контролироваться границей выклинивания резервуара. Затем в результате тектонической инверсии, обусловившей смену падения пластов на противоположное, произошла кардинальная перестройка существующих к тому времени скоплений УВ. Причем их полному разрушению могло препятствовать замещение песчаных резервуаров прибрежно-морского генезиса на глинистые отложения открытого бассейна вверх по современному склону.

Из третьей главы следует, наиболее перспективной здесь представляется ловушка, связанная с Северо-Чаяндинским дельтовым комплексом.

Необходимо подчеркнуть, что Северо-Непская зона примерно соответствует Гиллябкинской зоне Н. В. Мельникова с соавторами [2011].

Зона неопределенности

Отсутствие положительных результатов поисковых работ к северу от Иреляхского и Маччобинского месторождений дает объективные основания для снижения перспектив нефтегазоносности этой части территории. Чем обусловлена неуспешность поисковых

работ – неоптимальной подготовкой структурных ловушек, неэффективностью дальней латеральной миграции УВ или каким-нибудь другим фактором – пока остается неясным.

В связи с этим следует остановиться на результатах научных исследований А. Н. Хабарова, посвященных перспективам нефтегазоносности зоны сочленения Вилюйской синеклизы, Анабарской и Непско-Ботуобинской антеклиз [2020]. Из статьи можно сделать вывод, что сам автор не рассматривает отложения терригенного венда на самом северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО в качестве наиболее перспективного объекта по причине низкого качества флюидоупоров. Но считает, что в пределах ловушек, подготовленных по кровле терригенного венда, могут быть перспективны подсолевые отложения под соленосными покрывками чарской и метегерской свит. Вместе с тем в статье на рис. 5 приведена схема изопакит терригенных отложений венда и верхнего рифея, согласно которой их мощность резко нарастает в восточном направлении в Западно-Вилюйской НГО до 1000 м и более. Данная область, вероятно, интерпретируется как еще один очаг генерации УВ, приближенный к анализируемому району, что должно повышать перспективы нефтегазоносности вендских терригенных резервуаров.

Все изложенные выше соображения стали основой для нанесения на схему зоны неопределенности, которую необходимо попутно изучать и далее, например, в соответствии с поисковыми рекомендациями А. Н. Хабарова [2020].

Ботуобинская фациальная серия

Ботуобинская фациальная серия включает в себя одноименный регионально продуктивный горизонт, в котором автором выделены пять зон нефтегазонакопления: четыре доказанные и одна прогнозная (рис. 4.3). Основой для нефтегазового районирования является тип ловушек УВ.

Доказанные зоны нефтегазонакопления

Иреляхская зона выделена на севере Мирнинского выступа в Иреляхском пляжево-баровом комплексе. По своему строению аналогична одноименной зоне в улаханском продуктивном горизонте. Основной тип ловушек – структурные, тектонически экранированные. Зона хорошо изучена поисковым и разведочным бурением – возможные новые открытия следует ожидать на площадях между известными скоплениями УВ.

Среднеботуобинская зона локализована в центральных районах Мирнинского выступа. Резервуары – прибрежно-морские фации Среднеботуобинского пляжево-барового комплекса. Рассматриваемая зона, так же как и Иреляхская, расположена в пределах Вилюйско-Мархинского разлома, поэтому продуктивные отложения здесь сильно дислоцированы. Как и в Иреляхской зоне, основные известные залежи и основные перспективы нефтегазонасыщенности связаны со структурными, тектонически экранированными ловушками (например, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Бесюряхское месторождения). Рассматриваемая зона достаточно плотно изучена сейсморазведкой и глубоким бурением. Открытия новых скоплений УВ можно прогнозировать на еще не изученных участках со значительной мощностью ботуобинского резервуара.

Чаяндинская зона локализована в северо-восточной оконечности Непского свода. Резервуаром в ней также являются прибрежно-морские фации Среднеботуобинского пляжево-барового комплекса. Рассматриваемая зона по площади приблизительно совпадает с выявленной в ее пределах крупной Чаяндинской структурно-литологической залежью углеводородов. Определивший ее образование фактор – замещение ботуобинских песчаников на глинистые отложения вверх по восстанию пластов.

Иктехская зона представляет собой северо-восточную оконечность Среднеботуобинского пляжево-барового комплекса. На северо-западной периклинали Иктехского поднятия открыта залежь структурно-литологического

типа, обусловленная замещением прибрежно-морских резервуаров на глинистые отложения открытого бассейна. Аналогичные залежи возможны и на крыльях соседних структур в пределах распространения резервуара.

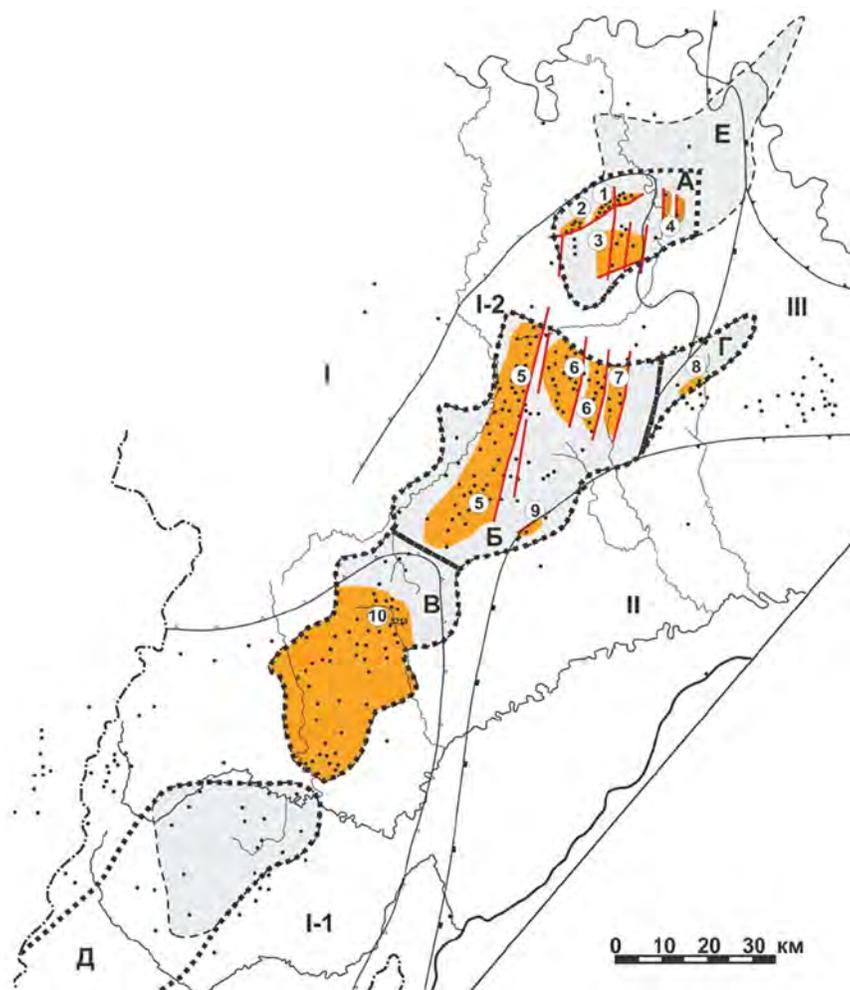


Рис. 4.3. Зоны нефтегазонакопления в ботуобинском продуктивном горизонте

Залежи: 1 – Иреляжская, 2 – Маччобинская, 3 – Нелбинская, 4 – Станакская, 5 – Среднеботуобинская, 6 – Тас-Юряжская, 7 – Бесюряжская, 8 – Иктехская, 9 – Хотого-Мурбайская, 10 – Чаяндинская.

Зоны нефтегазонакопления: А – Иреляжская, Б – Среднеботуобинская, В – Чаяндинская, Г – Иктехская, Д – Юго-Западная, Е – область неопределенности.

Остальные усл. об. см. на рис. 4.1.

Прогнозная зона нефтегазонакопления.

В центральных районах Непско-Ботуобинской НГО происходит смена генетического типа пляжево-баровых комплексов в Ботуобинской фациальной серии – от вдольбереговых в северо-восточных районах к изометричным приустьевым или вытянутым поперек простирания палеосклона древней антеклизы. На основе этого наблюдения предложена гипотеза, что в сопредельной части Непско-Ботуобинской НГО (Иркутская область) именно такие образования могут вмещать значительные запасы УВ. Причем именно вследствие своего локального характера они еще не выявлены имеющейся сетью поисковых скважин. Также была сформулирована гипотеза, что искать их следует на продолжениях эрозионных врезов, аналогичных закартированному П. Н. Мельниковым на Дулисьминском месторождении [Лебедев, Мельников, 1989].

На основании сформулированных соображений была намечена *Юго-Западная зона*, в которой прогнозируются ловушки литологического типа, связанные с приустьевыми или пальцевыми баровыми телами. Предполагается, что связанные с ней ресурсы могут стать дополнительным источником прироста запасов УВ в юго-западной части Непско-Ботуобинской НГО. Следует отметить, что ранее на карте перспектив нефтегазонасности тирского резервуара Г. Г. Шеминым между Чаяндинским и Марковским месторождениями выделена полоса перспективных земель VII и VIII категорий [Шемин, 2007, рис. 5.6].

Зона неопределенности

Как и для улаханского резервуара, на схеме нефтегазового районирования ботуобинского продуктивного горизонта автором по аналогичным причинам была выделена зона неопределенности, расположенная к северу от Иреляхской зоны.

4.3. Основные выводы

- В результате выполненного нефтегазогеологического районирования в объекте оконтурено восемь зон доказанного нефтегазонакопления и четыре зоны прогнозного нефтегазонакопления.
- Наиболее значимые результаты проведенного районирования сводятся к следующим положениям:
 - Обоснование в Хамакинской фациальной серии Суларской и Северо-Сулахской зон нефтегазонакопления, с которыми могут быть связаны значительные запасы УВ в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО.
 - Обоснование в Улаханской фациальной серии Северо-Непской зоны нефтегазонакопления – одного из самых перспективных, по мнению автора, объектов в регионе.
 - Обоснование в Ботуобинской фациальной серии Юго-Западной зоны нефтегазонакопления, с которой может быть связано новое направление поисковых работ.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Первая часть монографии представляет собой логическое продолжение работы [Лебедев, 2021]. В основу предложенной в ней концепции положено новое понимание генетически взаимосвязанной последовательности отложений. В качестве генетически взаимосвязанной толщи здесь рассматривается не седиментационный цикл, а геологическое тело, сформированное в один этап эволюционной миграции системы обстановок седиментации. Это значит:

- во-первых, что все слои, входящие в такую генетически взаимосвязанную систему, имеют одинаковую латеральную последовательность элементарных фаций;
- во-вторых, что одинаковые элементарные фации в смежных слоях находятся в отношениях вертикаль-

ного соседства, иными словами, каждая элементарная фация нижнего слоя имеет своего «потомка», а каждая элементарная фация верхнего слоя – своего «предка».

Генетически взаимосвязанную последовательность отложений в таком понимании автор назвал фациально-согласной.

Фациально-согласные последовательности отложений в осадочных бассейнах разделяются фациальными несогласиями – изохронными в структурном смысле поверхностями, образованными в результате стратиграфических событий – революционных перестроек древних седиментационных систем.

Фациально-согласные последовательности отложений между соседними фациальными несогласиями являются латеральными рядами фаций – геологическими телами, имеющими упорядоченное внутреннее строение, обусловленное упорядоченной структурой породивших их древних бассейнов седиментации. Такие тела были названы фациальными сериями.

Именно внутренняя упорядоченность фациальных серий позволяет их использовать для фациального моделирования.

Целью настоящей работы было изложение практического опыта фациального моделирования вендского терригенного комплекса северо-востока Непско-Ботуобинской НГО, к изучению которого в свое время автор приложил значительные усилия. Для реализации предложенного подхода необходимо было решить следующие две вспомогательные задачи:

- во-первых, обосновать положение в разрезах терригенного венда поверхностей стратиграфических несогласий, поскольку именно на таких границах, в первую очередь, прерываются фациально-согласные последовательности отложений;
- во-вторых, обосновать для рассматриваемых отложений закон композиции геосистемы, под которым

здесь понимается закономерный латеральный ряд фаций, обусловленный строением древней седиментационной системы.

В ходе решения первой задачи было обосновано, что рассматриваемая в работе часть вендского разреза входит в состав Нижненепской и Верхненепско-тирской осадочных серий (секвенсов, вероятно, II порядка), границами которых служат поверхности преднепского, внутринепского и предданиловского региональных стратиграфических несогласий, а также соответствующих им согласий. Нижненепская осадочная серия включает в себя талахскую, арылахскую свиты и их возрастные аналоги. Верхненепско-тирская осадочная серия – чаяндинскую свиту и ее аналоги, а также бюкскую свиту.

В ходе решения второй задачи было показано, что в простейшем случае закон композиции геосистемы для объекта должен включать две фации преимущественно песчаных отложений (аллювиальную и прибрежно-морскую) и две фации преимущественно иловых отложений (лагун – прибрежной равнины и открытого бассейна). Чередование песчаных и иловых фаций по латерали является закономерностью общего характера, которая обусловлена закономерным характером изменения динамики среды в бассейне седиментации. Упорядоченная последовательность фаций в законе композиции геосистемы открывает возможности для фациального моделирования объекта.

Полученные результаты дали возможность выделить в разрезах фациальные несогласия: генетические в подошве и кровле чаяндинской свиты, трансгрессивное и регрессивное, соответственно, в подошве и кровле маркера m_1 и его аналогов. Предложенная система фациальных несогласий разбивает чаяндинскую свиту на Хамакинскую, Улаханскую, Ботуобинскую фациальные серии, содержащие основные нефтегазоносные резервуары.

Разбиение чаяндинской свиты на фациальные серии – тела с упорядоченной внутренней структурой – открыло новые возможности для картирования литологического строения объекта в межскважинном пространстве. В результате показано, что:

- продуктивные резервуары в Хамакинской фациальной серии, связанные с дельтовыми комплексами, могут быть распространены вдоль всей зоны сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО;
- продуктивные резервуары в Улаханской фациальной серии должны быть распространены вдоль всего северо-западного склона изучаемой части Непско-Ботуобинской НГО;
- продуктивные резервуары Ботуобинской фациальной серии в сопредельной с районом исследования части Иркутской области могут быть связаны с приустьевыми барами.

Картирование строения фациальных серий позволило по-новому подойти к оценке перспектив продуктивных горизонтов. К основным результатам этой части работы можно отнести:

- Выделение в Хамакинской фациальной серии Суларской и Северо-Сулахской зон нефтегазонакопления, с которыми могут быть связаны значительные запасы УВ в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО.
- Выделение в Улаханской фациальной серии Северо-Непской зоны нефтегазонакопления – по мнению автора, одной из самых перспективных в районе.
- Прогноз в Ботуобинской фациальной серии Юго-Западной зоны нефтегазонакопления, с которой может быть связано новое направление поисковых работ.

Таким образом, в первой части настоящей монографии изложен опыт фациального моделирования одного из важных объектов нефтегазодобычи страны.

ОПЫТ В ОБЛАСТИ ИЗУЧЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО

М. Ф. ХАЙРУЛЛИН, А. С. ПОГРЕБНЯК, Л. В. ТОРГАШОВА

ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Во второй части монографии последовательно изложен опыт сотрудников ООО «ТННЦ» в области детального геологического моделирования терригенных и карбонатных резервуаров на месторождениях, входящих в актив ПАО «НК «Роснефть».

В пятой главе описана история изучения указанных активов в ООО «ТННЦ».

В шестой главе обобщен опыт петрофизического моделирования терригенных и карбонатных резервуаров, а также приведены основные результаты изучения.

В седьмой главе изложен опыт изучения терригенных резервуаров венда и отложений фундамента платформ.

В восьмой главе – опыт изучения карбонатных резервуаров венда и нижнего кембрия.

В заключительном разделе второй части кратко изложены основные результаты и сформулированы дальнейшие направления исследований.

Авторы выражают глубокую благодарность своим коллегам, плоды многолетнего труда которых стали основой данного раздела.

Авторы искренне признательны руководству ООО «ТННЦ» за возможность опубликования материала.

Глава 5

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ВОСТОЧНО-СИБИРСКИХ АКТИВОВ В ООО «ТНЦ»

Работа ООО «ТНЦ» с активами Восточной Сибири началась в 2008 году с сопровождения разработки *Верхнечонского месторождения*, одновременно с началом его промышленной эксплуатации (рис. 5.1). Данный проект являлся одним из крупнейших в инвестиционном портфеле ТНК-ВР (наряду с проектами «Уват» и «Ямал») и был исключительно важен для долгосрочной стратегии компании по поддержанию роста добычи.

Верхнечонское месторождение характеризуется крайне высокой сложностью геологического строения, обусловленной сочетанием разломной тектоники и значительной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств резервуаров, вызванной невыдержанностью коллектора, большим разнообразием вещественного состава пород и их засолением.

К началу промышленного освоения месторождения основной этап геологоразведочных работ был уже завершен. При этом изученность Верхнечонского месторождения оставалась крайне низкой. Доля запасов категории С2 от общих составляла около 35 % по нефти и более 80 % по газу. Оставались неразведанными отдельные блоки залежей в терригенных резервуарах горизонта В_ч, а также залежи в карбонатных пластах усть-кутского и усольского горизонтов. Площадь месторождения к тому времени была изучена сейсморазведочными работами 2D плотностью от 0,10 до 1,2 км/км². Отсутствовала качественная петрофизическая модель коллекторов как для терригенных, так и для карбонатных пластов. Ввиду существования в пределах месторождения обширных зон засоления коллектора, проблемным вопросом оставался прогноз их распространения.

С начала 2010 года Тюменский нефтяной научный центр начал осуществлять сопровождение геологоразведочных работ по Верхнечонскому месторождению. В 2010 году под руководством Н. В. Нассоновой составлен «Проект доразведки по Верхнечонскому нефтегазоконденсатному месторождению». В рамках проекта были созданы авторские геологические модели продуктивных и перспективных пластов. Разработана стратегия ГРП на 2010–2015 годы, включившая бурение пяти разведочных скважин и программы переиспытания старого разведочного фонда. На основе проекта была составлена программа ГРП.

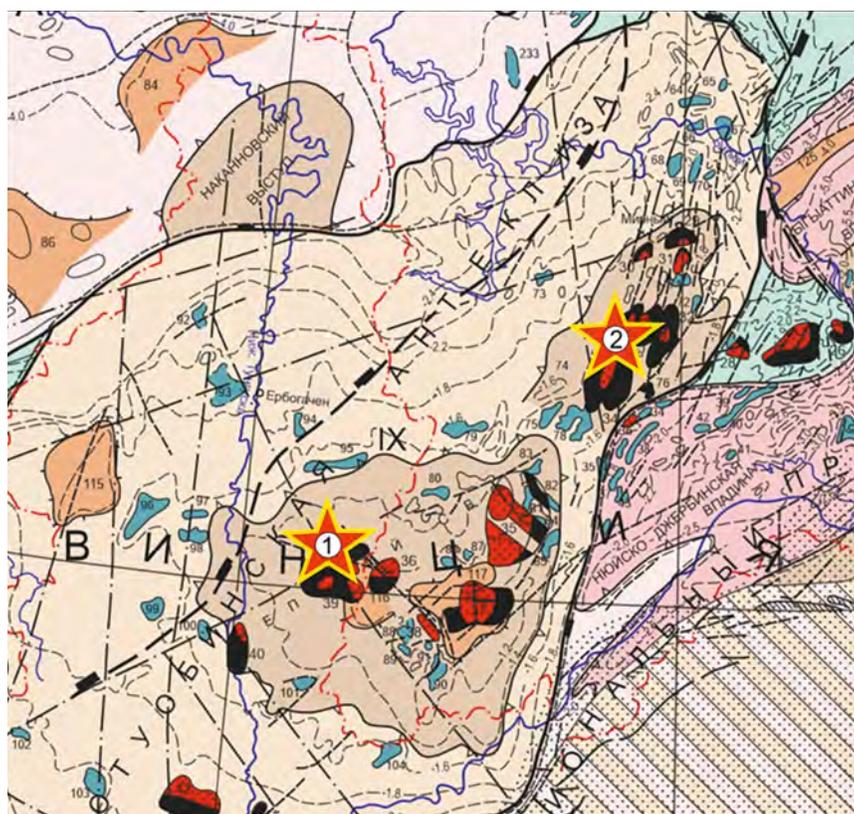


Рис. 5.1. Фрагмент Тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы под редакцией В. С. Старосельцева (ФГУП «СНИИГГиМС», 2005) с положением активов ПАО «НК «Роснефть»

Условные обозначения: 1 – Верхнечонское месторождение, 2 – Среднеботубинское месторождение

В 2012–2013 годах была пробурена первоочередная разведочная скважина 4Р. При испытании основного объекта разработки – верхнечонского горизонта – получен фонтанный приток нефти дебитом 180 м³/сут. Прирост извлекаемых запасов нефти категории С1 составил более 1,7 млн т.

В результате переиспытаний скважин старого разведочного фонда получены промышленные притоки газа из осинского и усть-кутского горизонтов.

В конце 2011 года был создан мультидисциплинарный департамент, выполняющий комплексное сопровождение разработки и геологоразведочных работ (директор департамента – В. А. Гринченко). Данная структура позволяла осуществлять всестороннее изучение и полномасштабное сопровождение активов Восточной Сибири.

В 2012 году отделом ГРР разработана программа геологоразведочных работ до 2018 года, предусматривающая бурение семи разведочных скважин. Программа базировалась на авторских моделях пластов, построенных на основе результатов интерпретации сейсморазведочных работ 3D, покрывших к тому времени большую часть лицензионного участка месторождения. В рамках сейсмической интерпретации было выполнено двухмерное и полноволновое моделирование, прогноз ФЕС по данным сейсмических исследований динамических параметров и инверсионных преобразований (В. В. Иванюк, М. Ю. Шаповалов). Размещение проектных скважин было проведено с учетом данного прогноза. Из семи скважин шесть оказались успешными. Скважины подтвердили ожидаемые запасы углеводородов в продуктивных пластах, а также их наличие в перспективных пластах усть-кутского горизонта. Прирост извлекаемых запасов нефти категории С1 составил около 29 млн т, газа – более 6,6 млрд м³.

В 2013 году мультидисциплинарным департаментом выполнен полномасштабный пересчет запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов Верх-

нечонского месторождения (отв. исп. Л. В. Паськова, Д. А. Анурьев). Данная работа включала в себя исследования, проведенные на месторождении за двадцатилетний период, прошедший после последнего подсчета: результаты СРР 3D, эксплуатационного бурения, новой петрофизической модели. В рамках подсчета запасов С. Е. Бобровым была разработана уникальная методика интерпретации материалов ГИС в терригенном и карбонатном коллекторе, учитывающая высокую неоднородность и засоленность пород.

В 2017 году ООО «ТННЦ» выполнено дополнение к проекту доразведки Верхнечонского месторождения, в рамках которого было обосновано бурение разведочной скважины 6Р. Результатом испытания скважины стали промышленные притоки нефти и газа из трех продуктивных горизонтов.

Строительством разведочной скважины 6Р завершены работы по доразведке Верхнечонского месторождения. Все лицензионные обязательства в части геологического изучения недр на Верхнечонском ЛУ выполнены.

В 2013 году Компанией «Роснефть» были введены в эксплуатацию два лицензионных участка (ЛУ) *Среднеботубинского месторождения*: Центральный блок и Курунгский ЛУ. Сопровождение геологоразведочных работ и разработки на данных участках было поручено Тюменскому нефтяному научному центру.

Среднеботубинское месторождение по своему геологическому строению относится к категории очень сложных. Месторождение характеризуется наличием блоковой тектоники, значительной изменчивостью коллекторских свойств. Верхняя часть разреза осложнена трапповыми интрузиями.

На момент передачи месторождения в разработку промышленная продуктивность была установлена только в двух объектах: песчаниках ботубинского горизонта венда и осинском карбонатном горизонте нижнего кембрия.

Существенная неопределенность была связана с положением водонефтяного контакта ботуобинского горизонта, являющегося основным разрабатываемым объектом. По результатам исследования имеющихся разведочных скважин был выявлен наклон ВНК в юго-восточном направлении. Причиной существования наклонного ВНК названа неполная компенсация гравитационными силами неотектонических движений, вследствие высокой вязкости нефти в нижней части залежи и низкой фазовой проницаемости воды (А. А. Конторович, 2012). Однако низкая степень изученности не позволяла прогнозировать положение контакта на конкретном участке месторождения, что не давало возможности определить стратегию эксплуатационного бурения, оценить потенциал месторождения.

Наименьшим количеством исследований характеризовался Курунгский ЛУ. Площадь его была покрыта сейсморазведкой 2D и редкой сетью разведочного бурения. Запасы нефти в пределах участка оценивались в основном по категории С2 (более 80 % от общих).

В 2014 году ООО «ТННЦ» была разработана программа ГРП на 2015–2019 годы, охватывающая оба лицензионных участка. В рамках программы утверждено проведение 550 км² сейсморазведочных работ, бурение двух поисковых и семи разведочных скважин. В 2014–2015 годах составлен «Комбинированный проект до-разведки вендских залежей Среднеботуобинского месторождения и дополнительных поисково-оценочных работ в пределах Курунгского лицензионного участка», предусматривающий проведение 365 км² сейсморазведочных работ, бурение одной поисковой и пяти разведочных скважин.

По результатам бурения первой рекомендованной скважины 110Р получены промышленные притоки нефти и газа из двух продуктивных горизонтов – ботуобинского и осинского, а также из двух перспективных – арылахского и хамакинского.

Со скважиной 110Р связано открытие арылахского горизонта. Отложения представляют собой глинисто-карбонатную пачку в верхней части курсовской свиты и ранее считались непродуктивными. Наличие коллектора в арылахском горизонте предположительно обусловлено процессами гипергенеза в области выхода пород на эрозионную палеоповерхность [Новые продуктивные..., 2018]. При испытании данных отложений в скважине 110Р получен приток нефти с пластовой водой дебитом $18,7 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Последующими программами ГРП по мере появления новой геолого-геофизической информации уточнялось местоположение проектных скважин.

Бурение в 2016–2017 годах скважин 111Р, 112Р и 116Р показало отсутствие нефтяной оторочки ботуобинского горизонта в южной части Курунгского ЛУ. Исследования данных скважин изменили геологическую модель ботуобинского горизонта. На юге Курунгского ЛУ была выделена самостоятельная газовая залежь, отделенная от основной гидродинамическим экраном неизвестного генезиса.

В рамках интерпретации результатов СРР 3D сезонов 2016–2018 годов была выполнена синхронная стохастическая инверсия сейсмических данных в интервале ботуобинского горизонта, построен куб вероятности наличия коллектора (Шаповалов и др., 2019). На основе данного куба выделены области ухудшения коллекторских свойств резервуара. Анализ данных керн показал, что такие области связаны как с отдельными фаціальными элементами, так и с вторичным изменением коллектора – заполнением порового пространства продуктами окисления нефти. Интервалы зон окисления в пластовых условиях создают область ухудшенной проницаемости, препятствующую гидростатическому выравниванию ВНК. Такие зоны «запечатывают» залежи нефти. В этом случае залежи контролируются уже не современным, а палеоструктурным планом на момент их заполнения

(Сахибгареев, 1989). Для газа, обладающего значительно более высокой подвижностью, интервал окисления оказывается проницаемым.

При испытании скважины 112Р в интервале перспективного юряхского горизонта получен приток нефти дебитом 5,5 м³/сут и пластовой воды дебитом 42,1 м³/сут. По результатам бурения скважины 112Р впервые на Среднеботуобинском месторождении установлена промышленная продуктивность юряхского горизонта.

В 2016 году составлен «Проект доразведки Среднеботуобинского месторождения в пределах ЛУ Центрального нефтяного блока». Проектом запланировано проведение 472 км² сейсморазведочных работ 3D, бурение двух разведочных скважин и переиспытание двух скважин старого разведочного фонда.

Скважина 114Р, пробуренная в 2017 году, установила наличие нефтяной оторочки в блоке 3 ботуобинского горизонта, а также отсутствие разломов между блоком 3 и блоками 1, 2, 5. При испытании скважины также были получены промышленные притоки нефти и газа в осинском и юряхском горизонтах.

В процессе интерпретации объединенного сейсмического куба в 2017–2018 годах был рассчитан ряд сейсмических атрибутов, таких как куб когерентности, поверхности углов и азимутов наклона, куб анттрекинга. Анализ данных атрибутов показал, что отдельные ранее выделенные нарушения не находят своего подтверждения в новых сейсмических данных. Так было установлено отсутствие тектонических границ между Центральным нефтяным блоком и Курунгским ЛУ.

По результатам бурения скважины 115Р в 2017 году впервые установлена продуктивность базальной пачки успунской свиты, при испытании которой получен приток газа дебитом более 200 тыс. м³/сут. Успунская свита сложена низкопроницаемыми карбонатными породами и ранее считалась неперспективной на данной территории. Продуктивный интервал в скв. 115Р сложен

кварцевым песчаником и представлен фацией заполнения врезанной долины [Новые продуктивные..., 2018]. В результате проведенного АВА-анализа оконтурена перспективная ловушка стратиграфического типа, связанная с песчаными отложениями заполнения эрозионных врезов.

При испытании скважины 115Р также получены промышленные притоки УВ из ботубобинского и осинского горизонтов.

Начиная с 2017 года фокус внимания стал постепенно переключаться на карбонатные объекты. По результатам динамического анализа к западу от контура месторождения закартирован ряд кольцевых элементов, прослеживаемых, от поверхности фундамента до осинского горизонта. По аналогии с месторождениями Ленской группы поднятий была предположена интрузивно-магматическая природа данных элементов. С такими аномалиями зачастую связаны зоны улучшенных коллекторских свойств в вышележащих карбонатных отложениях. В рамках программы ГРП 2018–2022 годов в наиболее крупной из таких зон было рекомендовано заложение поисковой скважины 2П. Скважина пробурена в западной части Курунгского ЛУ в 2018 году. В юряхском горизонте обнаружена рифовая постройка, сложенная дендралитами. При ее испытании получен промышленный приток нефти дебитом более 20 м³/сут и приток газа дебитом более 30 тыс. м³/сут. В результате по данным бурения скважины 2П было открыто новое Курунгское месторождение с извлекаемыми запасами нефти по сумме категорий С1+С2 около 1 млн т и газа 0,4 млрд м³.

В 2019 году пробурена поисковая скважина 3П, предусмотренная «Проектом поисково-оценочных работ на Центральном нефтяном блоке Среднеботубобинского месторождения». Скважина закладывалась на северо-восточном погружении Курунг-Юряхского поднятия, в пределах высокоамплитудного выступа фундамента. В юряхском и осинском горизонтах бурением скважи-

ны обнаружены рифовые постройки с повышенными значениями ФЭС. При испытании юряхского горизонта получен приток нефти дебитом около 10 м³/сут, при испытании осинского и ботубобинского горизонтов – промышленные притоки газа. По результатам бурения скважины открыто новое Кыттыгасское месторождение.

По результатам интерпретации сейсморазведочных работ 2D и 3D в северо-западной части Курунгского ЛУ был выделен ряд объектов, аналогичных Курунгскому месторождению. С целью уточнения контуров данных объектов и оценки их перспектив в сезон 2019/2020 выполнено 230 км² полевых сейсморазведочных работ 3D.

В 2017 году в осинском горизонте открыты новые перспективные объекты – локальные карбонатные постройки типа патч-рифов. На сейсмических данных объекты отображаются в виде амплитудной аномалии кольцевой формы. По результатам анализа керна зоны улучшенных коллекторских свойств контролируются наличием обломочного зернистого материала, входящего в состав «кольца» (А. П. Вилесов).

При проведении опытно-промышленной разработки данных объектов получен максимальный стартовый дебит и устойчивый приток нефти.

Несмотря на большой объем проведенных геологоразведочных работ, на Среднеботубобинском месторождении еще остается значительный ресурсный потенциал, связанный в основном с карбонатными пластами.

Начиная с 2015 года ООО «ТННЦ» осуществляет проектные работы по изучению поисковых участков Восточной Сибири. В 2015–2016 годах составлены первые проекты поисково-оценочных работ на Нижнеджербинском и Среднебирюкском ЛУ (А. С. Погребняк). Проектами предусматривалось проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2D и бурение зависимых скважин на обоих участках.

В 2018–2019 годах составлены проекты геологического изучения недр по Кубалахскому и Нижнечонскому ЛУ с обоснованием сейсморазведочных работ МОГТ 3D.

За период сопровождения геологоразведочных работ в Восточной Сибири Тюменским нефтяным научным центром выполнено двенадцать проектов, включая дополнения, на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений. По результатам бурения обоснованных в данных проектах скважин открыты два новых месторождения, ряд не известных ранее продуктивных объектов.

В результате проведенных работ в коллективе был накоплен значительный опыт исследований детального строения терригенных и карбонатных резервуаров Сибирской платформы современными методами, включающими сейсморазведку 3D, расширенный комплекс ГИС и углубленный анализ керна. Изложению некоторых наиболее важных результатов посвящены следующие три главы.

Глава 6

**ОПЫТ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

Очевидно, что на современном этапе развития нефтегазовой геологии построение моделей продуктивных объектов, предназначенных для решения поисковых, разведочных и эксплуатационных задач, невозможно без глубокого понимания петрофизических закономерностей изменения свойств резервуаров и вмещающих пород. Поэтому данному вопросу в ООО «ТННЦ» всегда уделялось особое внимание. В настоящей главе кратко рассмотрены результаты петрофизического моделирования терригенных и карбонатных резервуаров на примерах, соответственно, Верхнечонского и Среднеботуобинского месторождений.

6.1. История становления и современное состояние петрофизической модели горизонта Вч Верхнечонского месторождения

Данный раздел составлен на основе материалов, изложенных в статье Н. В. Щетининой, Я. И. Гильманова, Д. А. Анурьева и Е. С. Бусуек [2015]. В статье на основании предшествующих исследований (Керимов и др., 2010) отмечается, что породы горизонта Вч сложены терригенными кварцевыми песчаниками от гравийных конгломератов и гравелитов до разнозернистых песчаников и алевролитов с примесью полевых шпатов и акцессорных минералов. Наблюдаются многочисленные вторичные преобразования пород и заполнение порового пространства коллекторов кристаллизованным галитом, резко ухудшающим их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Анализ многочисленных результатов исследования керна показывает, что засолонению подверглись все

литологические разности продуктивного разреза. При этом наибольшая степень засоления характерна для крупнозернистых литологических разностей, имеющих изначально наилучшие ФЕС: гравийных конгломератов и песчаников, а также песчаников. Неоднородность литологического состава и разная степень засоления проявляются в большом диапазоне открытой пористости (0,2–26,2 %) и проницаемости (от 0,002–10⁻³ до 10 мкм²).

Породы пласта Вч характеризуются высокой анизотропией проницаемости, перпендикулярной напластованию, которая, согласно данным анализа керна, варьирует в широком диапазоне (1,2–21,0 при среднем значении 5,1) и связана, по-видимому, не только с неравномерным засолением пород, но и наличием слоистой глинистости в разрезе. Присутствует неоднородность по пористости и проницаемости для образцов из одного места отбора.

История становления петрофизической модели

Первый опыт петрофизического моделирования резервуаров Вч был получен в 1986 году в ходе первого подсчета запасов месторождения на основе данных сейсморазведки и бурения 3 параметрических, 8 поисковых и 27 разведочных скважин. Для выделения эффективных толщин тогда предлагалось использовать граничное значение естественной радиоактивности пород, равное 12 мкР/ч, что привело к заниженной оценке эффективных толщин. При последующем подсчете запасов от этого критерия отказались.

Следующим этапом становления петрофизической модели объекта стал подсчет запасов 1994 года. На тот момент было пробурено еще 60 разведочных скважин, 2 из которых – с применением нефилтующего раствора со сплошным отбором керна, что позволило определить нефтенасыщенность прямым методом. Отбор керна выполнен в 95 скважинах. Охарактеризованность эффективных толщин составила 34,9–46,3 %. Керна изучался в лабораториях ГГП «Востсибнефтегаз-

геология», ВостСибНИИГГиМС, ВНИИнефти и др. Впервые для коллекторов Восточной Сибири были выполнены исследования капиллярметрии методом полупроницаемой мембраны и с помощью ультрацентрифуги. Полученные результаты показали хорошую сходимость с оценкой сохраненной водонасыщенности на образцах керна, отобранных с использованием раствора на нефтяной основе (РНО). Фильтрационные эксперименты были выполнены на единичных образцах. Специальные исследования показали, что в результате фильтрации пресной воды через засоленные коллекторы происходит их рассолонение.

В 1994 году основные виды ГИС включали метод кажущегося сопротивления (КС), кавернометрию (КВ), гамма-каротаж (ГК), нейтронный-гамма каротаж (НГК), инклинометрию, газовый, акустический (АК), боковой (БК), микробоковой (БМК) каротаж, боковое каротажное зондирование (БКЗ) и индукционный каротаж (ИК). Дополнительные виды ГИС использовались для решения частных задач. Так, опробование пластов приборами гидродинамического каротажа (ГДК) проводилось с целью уточнения и обоснования эффективной толщины коллектора, определения характера насыщения пластов и положения контактов между флюидами. Такие виды исследований, как гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт), ИК, вследствие недостаточного оснащения аппаратурой проведены в некоторых скважинах в опытно-методическом порядке. Кроме того, низкий методический уровень проведения метрологических проверок аппаратуры радиоактивного каротажа (РГП) не обеспечил качества эталонировки и калибровки кривых ГГКп, необходимого для количественной интерпретации. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин осуществлялись путем дифференцированного использования всего имеющегося комплекса прямых качественных признаков и косвенных количественных критериев:

- изменение значений КС по комплексу зондов БК-БМК,
- положительные результаты ГДК,
- превышение граничных значений пористости и проницаемости.

В целом на тот момент считалось, что разработанные ГПП «Востсибнефтегазгеология» в рамках ПЗ 1994 года алгоритмы обеспечивали относительно надежное определение эффективных толщин коллекторов за счет гидродинамических исследований (ГДИ).

Далее в соответствии с программой эксплуатационного бурения ДО «Верхнечонскнефтегаз» на 2005–2008 годы был отобран керн из шести скважин. Исследования его проводились ОАО «ТомскНИПинефть» с учетом особенностей засоленных коллекторов, установленных при подготовке ПЗ 1994 года. Впервые в программу исследований керна Верхнечонского месторождения вошли профильное измерение естественной радиоактивности, фотографирование в белом и ультрафиолетовом свете, оценка профильной проницаемости. Капиллярметрия проводилась методом полупроницаемой мембраны при давлении, не превышающем 0,46 МПа. Фильтрационные эксперименты выполнялись на составных моделях при комнатной температуре. Специальные петрофизические эксперименты включали изучение акустических и электрических параметров в атмосферных и термобарических условиях. Кроме того, была реализована программа расширенного комплекса литолого-петрографических исследований. В 2007 году специалисты ФГУНПП «Иркутск-геофизика» под руководством К. С. Турицына выполнили работы по теме «Выделение зон различного качества и степени засоления коллекторов на основе обработки данных ГИС и керна Верхнечонского месторождения (Иркутская область)».

Сопоставление результатов интерпретации данных ГИС и лабораторных исследований керна добывающих скважин, выполненное ОАО «ТомскНИПинефть», позво-

лило установить, что алгоритмы ПЗ 1994 года для расчета ФЭС по данным геофизических исследований отличаются низкой подтверждаемостью и большими диапазонами неоднозначности, поэтому специалистами компании DeGoiyer and MacNaughton Corp. была пересмотрена петрофизическая модель коллекторов. В первую очередь были проведены нормирование кривых АК и БК и расчет глинистости по данным НГК, ГК, БК, а также литологическая типизация разреза по данным керна и комплексирования методов АК-НГК. Высоко- и низкопроницаемые песчаники удалось разделить на основании отсечки 10 Ом-м по данным МБК. Установлено, что АК не регистрирует вторичную пористость песчаников, обусловленную растворением зерен. Пористость определялась по данным АК и НГК. Для расчета проницаемости песчаников использовались отдельные зависимости для высоко- и низкопроницаемых коллекторов. Однако предложенная модель также не сняла существующие неопределенности в оценке ФЭС.

В 2009 году специалистами компаний IRIS (г. Ставангер, Норвегия), ОАО «ТНК-ВР» (г. Москва) и ООО «ТННЦ» (г. Тюмень) была разработана методика классификации пород Верхнечонского горизонта с применением кластерного анализа и нейронных сетей. Применение алгоритма классификации заметно улучшило качество прогноза коэффициента проницаемости по данным ГИС. Однако данный подход рассматривался лишь как временная мера: для более четкого понимания модели коллектора было необходимо выполнить полный спектр достоверных исследований керна.

Кроме того, к тому времени стало очевидно, что тонкослоистое строение Верхнечонского горизонта, наличие вторичных преобразований коллектора (засолонение, незначительная карбонатизация и ангидритизация), отсутствие расширенного комплекса ГИС в вертикальных скважинах с керном и методики комплексного изучения кернового материала вызвали необходимость пере-

смотра подхода к изучению пласта. Впервые адресные рекомендации о необходимости комплексного подхода к изучению данных керна и замены текущего комплекса ГИС на расширенный были сформулированы Т. Ф. Дьяконовой в рамках работ ООО «ГеоПир». Под руководством геологической службы ДО «Верхнечонскнефтегаз» в расширенный комплекс ГИС во всех вертикальных скважинах с отбором керна были включены ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), ГГКп, широкополосный акустический каротаж (АКШ), НК, КВ, СГК, многозондовый индукционный (ИКЗ) или многозондовый боковой (БКмз) каротаж, резистивиметрия, гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

Начиная с 2009–2010 годов в центре исследования керна ООО «ТННЦ» стала развиваться технологическая схема комплексного исследования засоленного керна Верхнечонского месторождения (рис. 6.1).

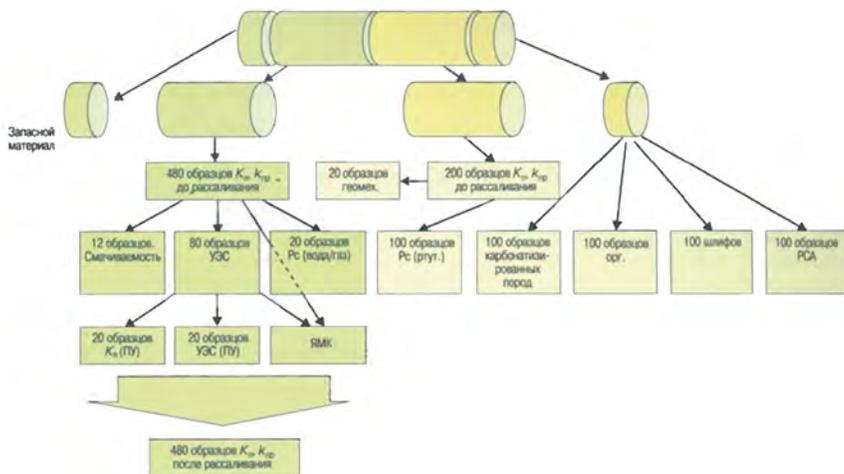


Рис. 6.1. Технологическая схема комплексного исследования засоленного керна Верхнечонского месторождения (рис. 2 из [Щетина и др., 2015])

Был проведен доскональный анализ качества всего имеющегося материала по лабораторным исследованиям и выполнена оценка его достоверности. Критической оценке подверглись методики подготовки и исследования керна

Верхнечонского месторождения в разных лабораториях. Специалистами ООО «ТННЦ» установлено, что использование воды при распиловке керна и экстракция в спирто-бензольной смеси для засолоненных образцов приводит к изменению структуры порового пространства – вымыванию части соли (галита). Для засолоненных коллекторов также не рекомендовано использовать модель воды с предельной концентрацией NaCl. Основой комплексной схемы изучения засолоненных коллекторов является сохранение естественной засолоненности керна и обеспечение температурных условий в фильтрационных экспериментах.

В 2009–2010 годах при исследовании керна в лаборатории ООО «ТННЦ» были предприняты меры, предотвращающие неконтролируемое изменение степени засолонения порового пространства. В соответствии с разработанной программой на каждом этапе исследования минимизировалось использование жидкостей, растворяющих галит. Продольную распиловку полноразмерного керна проводили «на сухую». При изготовлении образцов в качестве охлаждающей жидкости использовали масло, экстракцию образцов выполняли в растворе чистого бензола, емкостные свойства определяли по газу (гелию) или с использованием керосина. Применение такой технологии увеличивает продолжительность подготовки образцов как минимум в 2 раза по сравнению с общепринятыми методиками, однако значительно снижает возможность изменения структуры порового пространства при подготовке и проведении исследований.

Была модифицирована также технология подготовки образцов керна к петрографическому анализу. В программу исследований введен расширенный литолого-петрографический комплекс исследований керна из одного места отбора (РСА, РФА, гранулометрический и петрографический анализы). Все специальные петрофизические эксперименты проводились с использованием пластовой воды минерализацией 450–480 г/л. На последнем этапе работ определялась степень засолонения $K_{\text{сол}}$.

В 2010 году была подготовлена типовая программа исследований керна на период 2011–2013 годов. Без активной поддержки геологической службы ДО «Верхнечонскнефтегаз» (А. Н. Лазеев, Я. И. Гордеев, С. О. Маслов) принятие трехлетней программы было бы невозможным. Благодаря результатам исследований керна по новой технологической схеме, выполненных с 2010 по 2013 год, а также внедрению расширенного высокотехнологического комплекса ГИС, специалистам из РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина и ООО «ТННЦ» под руководством работников геологической службы ДО «Верхнечонскнефтегаз» удалось разработать новую петрофизическую модель, основы которой были использованы при подсчете запасов 2014 года и успешно применяются для современной геолого-гидродинамической модели.

Петрофизическая модель 2011–2014 годов

Анализ кернового материала показал, что засоление разреза преимущественно связано с чистыми, negliнистыми интервалами. Таким образом, исходя из того, что результаты ГИС не учитывают глинистость в интервалах засоления, была составлена комплексная палетка ГГКп и НК для одновременной оценки коэффициента пористости с учетом коэффициента засоления и/или коэффициента глинистости пород. При совпадении пористости по ГГКп и НК W порода соответствует чистым песчаникам. При повышении содержания галита в породе увеличивается пористость по ГГКп относительно пористости по НК. Превышение пористости по НК пористости по ГГКп обусловлено содержанием в породе глинистых минералов, в этом случае пористость принимается по ГГКп.

Комплексирование методов ГГКп-НК и АК-НК позволяет одновременно учесть степень засоленности и определить коэффициент пористости пород верхнечонского горизонта (рис. 6.2). Сходимость коэффициентов пористости, определенных по керну, ЯМК, ГГК-НК и АК-НК, хорошая, что подтверждает надежность разработанных алгоритмов.

Несколько изменился подход в оценке проницаемости пород Верхнечонского горизонта: по данным исследования капиллярметрии была установлена трехмерная связь $K_{пр} = f(K_n, K_{соп})$.

Проведенные работы позволили существенно повысить качество прогноза петрофизической модели. Помимо возможности прогнозировать засоление коллектора, существенно повысилась точность оценки проницаемости, что, как правило, является особо проблемным вопросом петрофизического обеспечения, но в то же время важным с практической точки зрения. На рис. 6.3 отражена динамика точности прогнозов проницаемости.

В настоящее время систематические работы по дальнейшему улучшению качества петрофизической модели горизонта Вч продолжаются.

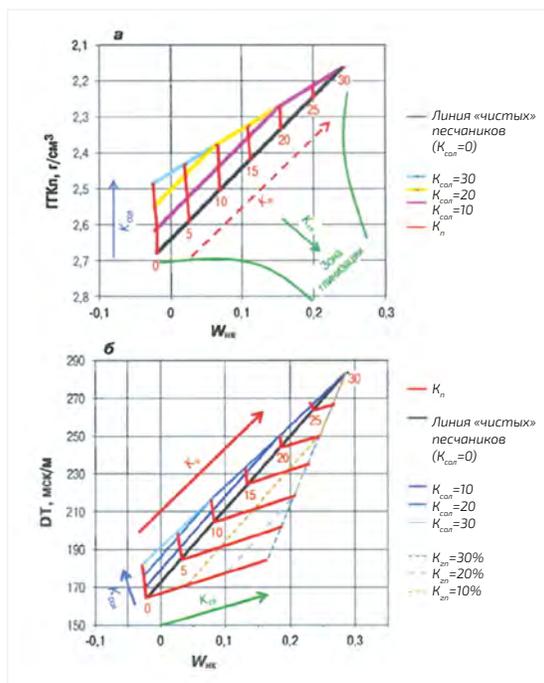


Рис. 6.2. Палетка ГГКп-НК (а) и АК-НК (б) для определения коэффициентов пористости и засоления горных пород верхнечонского горизонта (рис. 3 из [Щетинина и др., 2015])

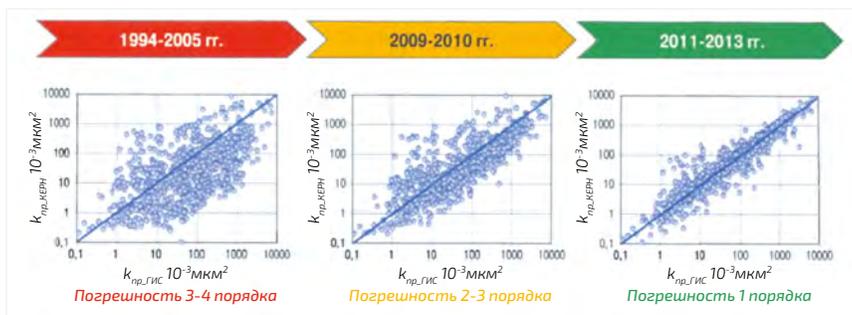


Рис. 6.3. Изменение коэффициента проницаемости, полученного по керну и ГИС, в процессе развития петрофизической модели пласта Вч (рис. 4 из [Щетинина и др., 2015])

6.2. Результаты петрофизического моделирования карбонатных резервуаров

Задача петрофизического моделирования карбонатных резервуаров является, по-видимому, еще более сложной, чем рассмотренная выше. Особую сложность, как правило, вызывает прогноз их проницаемости по данным ГИС. Последние результаты, полученные в данном направлении в ТНЦ для осинского горизонта Среднеботуобинского месторождения, приведены в статье [Литологическое строение..., 2021].

Результаты классификации пород

В основу прогноза проницаемости по данным ГИС авторы положили результаты классификации пород, предложенной Дж. Лусиа (Lucia, 2007). Суть данной классификации заключается в разделении карбонатных пород по особенностям порового пространства. Автор классификации разделил его на два основных типа:

- межчастицевая пористость, находящаяся между зернами и кристаллами;
- все остальные виды пустотного пространства, объединяемые общим термином «каверновая пористость».

Каверновая пористость еще подразделяется на две подгруппы:

- каверны, которые соединяются только посредством сети межчастицевых пор (изолированные);

- каверны, создающие взаимосвязанную систему.

Согласно рассмотренной концепции в осинском пласте Среднеботуобинского месторождения авторами предполагалось выделить пять классов. Три класса (С1, С2 и С3) считаются общепринятыми. Но чтобы полностью понять распределение коллекторов в объекте, появилась необходимость выделения еще двух дополнительных классов: С0 и С4.

К классу С0 отнесены плотные породы, сложенные преимущественно микритом и глинисто-микритовым материалом, слабо подвергшиеся процессам диагенеза. Генезис – гидродинамически спокойные обстановки лагуны, супралиторали и ядра рифа.

Класс С1 обладает наилучшими коллекторскими свойствами и представлен преимущественно доломитами, сформированными в гидродинамически активных условиях. В зонах максимальной турбулентности, характерной для краевой зоны рифа, отмечается чередование плотных пород каркаса постройки и зон зернистых заполнений. На стадиях раннего диагенеза в процессе уплотнения пород в них образуется густая сеть проводящих микротрещин.

Породы класса С2 формировались в гидродинамически нестабильных условиях литорали. Механизм образования пустот схож с классом коллекторов С1, однако здесь слабо развита трещиноватость.

Породы класса С3 в изучаемом разрезе не зафиксированы.

Породы, отнесенные к классу С4, формировались в гидродинамически спокойных условиях ядра рифа и внутририфовой лагуны. На более поздних этапах в них развивались протяженные проводящие литогенетические либо тектонические трещины, секущие плотную матрицу породы.

Характеристика выделенных классов коллекторов приведена на рис. 6.4.

Петрофизика

Полученные представления о структурно-текстурных особенностях пород легли в основу создания петрофизи-

ческой модели проницаемости. Из вышеописанных особенностей пород осинского пласта следует, что, с петрофизической точки зрения, данные карбонатные отложения не будут обладать единой корреляционной связью между проницаемостью ($K_{пр}$) и пористостью (K_n). Для целей повышения достоверности оценки проницаемости и выделения наиболее перспективных участков классификация по методике Дж. Лусиа, полученная по результатам петрографического описания, была перенесена в масштаб геофизических методов (ГИС).

Классическая типизация зависимостей предполагает наличие третьего, дополнительного параметра, который, в свою очередь, имеет связь с какой-либо петрофизической переменной и определяется независимо. Наиболее распространенной практикой является типизация зависимостей $K_{пр}-K_n$ по остаточной водонасыщенности ($K_{во}$). Однако применение этого подхода к рассматриваемым породам оказалось невозможным из-за малого количества капиллярных исследований.

Класс по Дж. Лусиа	Фация	Фото шлифа	Характеристика поровой системы	Основные типы пустот
C0	Супралитораль Верхняя литораль Лагуна Ядро рифа		Сообщающиеся пустоты отсутствуют	Единичные поры и каверны
C1	Шлейф рифа* Краевая зона рифа Отмель		Регулярная система сообщающихся пустот межкристаллического и межзернового типа	Поры Каверны Трещины
C2	Нижняя литораль* Краевая зона рифа Отмель		Неравномерное распределение межкристаллических пустот в виде пятен и цепочек	Поры Микропоры
C4	Внутририфовая лагуна Ядро рифа		Проводящие трещины, секущие плотную матрицу	Трещины и единичные поры

Рис. 6.4. Характеристика классов коллекторов билирской свиты согласно классификации Дж. Лусиа (рис. 8 из [Литологическое строение..., 2021])

Породы класса С3 в изучаемом разрезе не зафиксированы

Для решения поставленной задачи широко используются нейросетевые методы, позволяющие выполнять различные классификации и типизации в тех случаях, когда изучаемые разрезы скважин имеют низкий вынос керна и характеризуются неполным комплексом ГИС. В качестве основного инструмента для анализа, который обладает хорошей способностью к выделению классов и их предсказанию в диапазоне значений обучающей выборки, часто используется нейронная сеть Кохонена.

Нейросетевое моделирование представляло собой прогнозирование класса пород в зависимости от показаний геофизических методов. В данной работе все исходные данные по 8 скважинам изначально были разделены на две группы: на обучающую выборку и тестовую выборку (последняя использовалась для контроля качества обучения).

На рис. 6.5 приведен пример обучения нейросети, где цветовая раскраска соответствует классу пород, а каждая «клетка» содержит круговую диаграмму, где показано влияние разных методов ГИС на отнесение кластера к тому или иному классу. В данной реализации использован наиболее распространенный комплекс ГИС, который записывается в скважинах Среднеботуобинского месторождения: акустический, нейтронный и гамма-каротаж. Исходный набор классов сокращен до трех основных: 1-й класс – коллектор с хорошими фильтрационными свойствами, 2-й класс – коллектор с ухудшенными фильтрационными свойствами, и С0 – неколлектор. Класс С4, к которому отнесены образцы с микротрещиноватостью, не участвовал в нейросетевом моделировании из-за того, что ограниченный комплекс методов ГИС не позволяет корректно выделять такой тип пород без керна.

После анализа полученной карты классов авторами были сделаны следующие выводы:

- Класс неколлекторов (С0) по нейросетевому алгоритму выделяется явно.

- Классы 1 и 2 обладают большей схожестью, о чем свидетельствуют кластеры класса 2, расположенные в преимущественной области класса 1.

На рис. 6.6 приведено сопоставление классов керн – нейросетевая модель. Оценка качества моделирования проводилась путем поточечного сопоставления смоделированных классов с классами, выделенными на керновых данных.

Отмечено, что точность распознавания классов ухудшается с уменьшением толщины пропластков и сильно зависит от качества комплекса ГИС (зашумленность, калибровка).

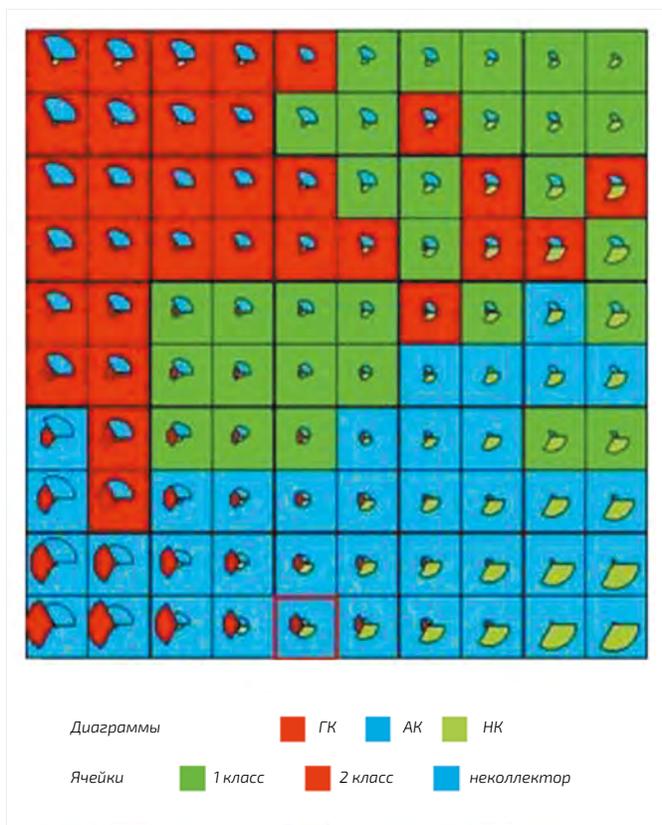


Рис. 6.5. Самоорганизующаяся карта (Кохонена)
(рис. 9 из [Литологическое строение..., 2021])

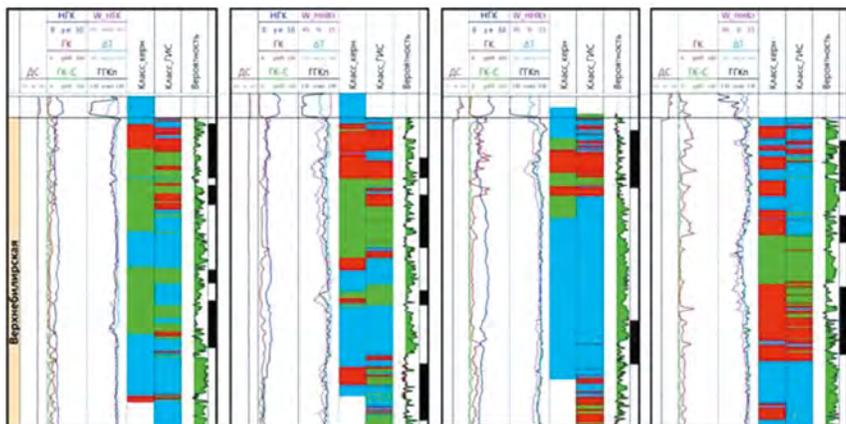


Рис. 6.6. Планшет сопоставления классов керн – нейросетевая модель (рис. 10 из [Литологическое строение..., 2021])

Оценка проницаемости пород

На следующем этапе моделирования результаты определения классов по петрографическому описанию шлифов и макроописанию были добавлены на кросс-плот $K_{пр} - K_n$ (рис. 6.7). Также на рисунке представлены теоретические линии классов, полученные автором методики в ходе анализа (Lucia, 2007).

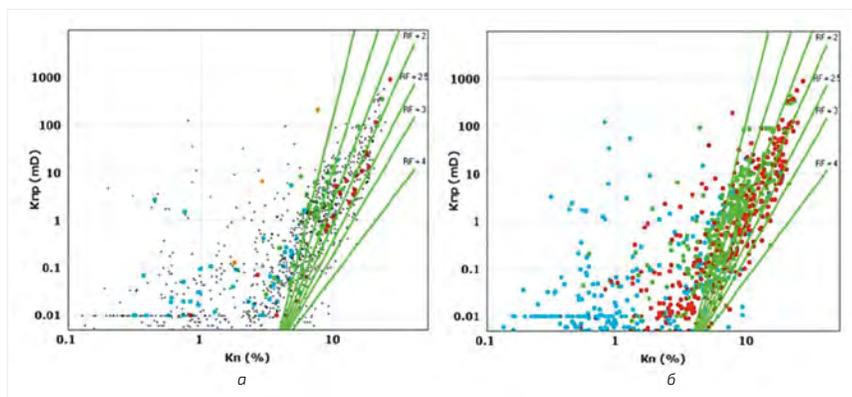


Рис. 6.7. Кросс-плот $K_{пр} - K_n$ (газ) с заливкой по классу пород (рис. 11 из [Литологическое строение..., 2021])

Условные обозначения: а – петрографические шлифы, б – макроописание керна

Основным *методическим результатом* исследования стало уравнение определения проницаемости, которое имеет следующий вид:

$$\log(K_{пр}) = (A - B * \log(\text{класс})) + ((C - D * \log(\text{класс})) * \log(K_p)),$$

где «класс» – целочисленный номер класса (1, 2); A, B, C, D – определяемые настройкой коэффициенты.

Описанная методика определения класса пород и расчета проницаемости легла в основу геологического моделирования и прогнозирования перспективных участков объекта с учетом полученных граничных значений по проницаемости для каждого класса.

Основной практический результат

В ходе работы по данным ГИС распознавание классов коллекторов сделано более чем в 200 скважинах. Установлено, что основные зоны высокочемких коллекторов с улучшенными ФЕС связаны с развитием литотипов класса С1, доля которых от общей мощности осинского пласта сильно меняется (от 5 % до 46 %). Более низкими коллекторскими свойствами обладают породы класса С2, доля которых в разрезе существенно выше и достигает 37 %, остальная часть осинского подгоризонта (47 %) представлена неколлекторами (рис. 6.8). До 80 % коллекторов класса С1 связано с фациям краевых частей органогенных построек и шлейфовыми отложениям рифа. Этот класс коллекторов развит преимущественно в пласте О₁. Пласт О₂ практически полностью представлен коллекторами класса С2.

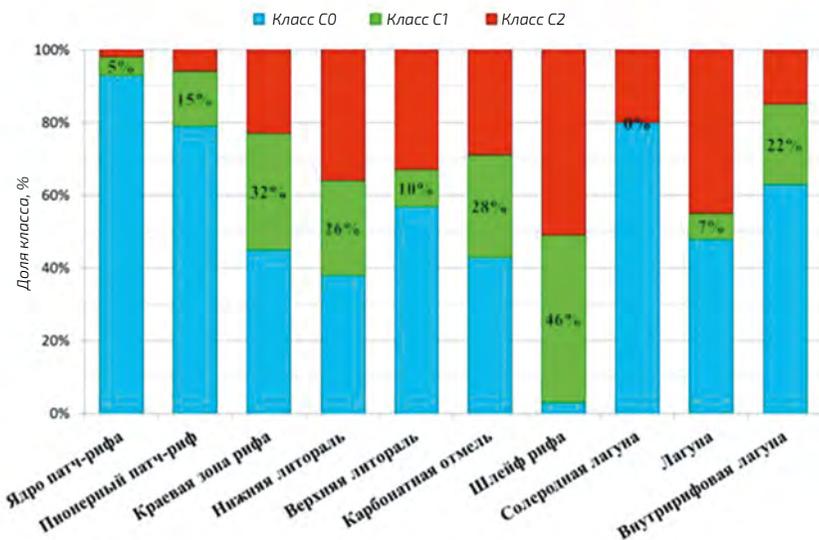


Рис. 6.8. Распределение классов коллекторов по фациям в разрезе осинского подгоризонта (рис. 12 из [Литологическое строение..., 2021])

Самые высокочастотные коллекторы класса C1 встречаются преимущественно в центральной части пласта O₁ и выделяются в южной части залежи и в зонах, выявленных по результатам сейсморазведки кольцевых структур.

Здесь стоит отметить, что зоны класса C1 и зоны с улучшенными ФЕС по данным ГИС выявлены не только в областях органогенных построек (колец), но и на удалении от них. По мнению авторов, это связано с недостаточной разрешающей способностью сейсморазведки, ведь интервал аномалий приходится на интервал около 4 мс. Полагаем, что данные кольцевые структуры в будущем будут оконтурены во время полномасштабного разбуривания по скважинным данным.

Таким образом, проведенные исследования позволили создать петрофизическую основу для дальнейшего трехмерного геологического моделирования осинского резервуара.

ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕНДА И ОТЛОЖЕНИЙ ФУНДАМЕНТА ПЛАТФОРМЫ

Как уже отмечалось выше, существенный шаг вперед в понимании геологического строения продуктивных объектов Сибирской платформы коллектив ТННЦ смог сделать в результате комплексирования современных данных сейсморазведки, ГИС и керна.

Все началось с того, что в зимний период 2009/2010 Компания «ТНК-ВР» провела в юго-восточной части Верхнечонского месторождения сейсморазведочные работы по современной методике МОГТ 3D. После обработки был получен высококачественный сейсмический куб с сохранением амплитуд, высокой вертикальной и латеральной разрешенностью сейсмической записи, соотношением «сигнал-помеха». Первые результаты его интерпретации были изложены в статье [Нассонова и др., 2010]. В первую очередь они показали принципиально новые, по сравнению с 2D-данными, возможности детализации структурного плана и внутреннего строения продуктивных отложений (рис. 7.1):

- На временных разрезах были отчетливо проявлены контрастные разрывные нарушения.
- Между отражающими горизонтами M2 и F локализована вендская терригенная толща. Соответствующее ей волновое поле оказалось весьма изменчивым, что открыло дополнительные возможности ее исследования.

В целом основные результаты, полученные сотрудниками ТННЦ в данном направлении, можно объединить в следующие группы:

- результаты изучения фундамента платформы,
- результаты фациального моделирования вендского терригенного комплекса,

- результаты инверсии сейсмических данных,
- результаты исследования засоления резервуаров.

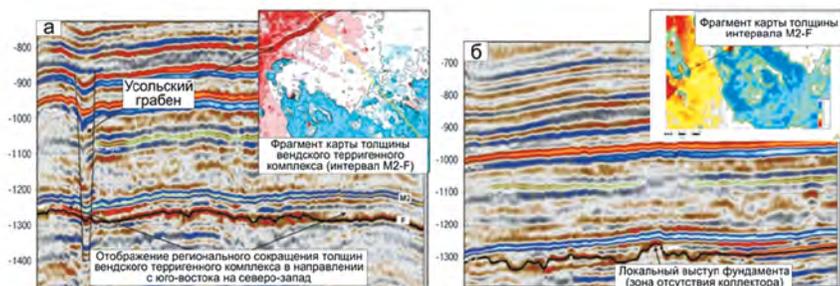


Рис. 7.1. Фрагменты сечений амплитудного куба, иллюстрирующие возможности МОГТ 3D по картированию основных элементов структуры осадочного чехла Верхнечонского месторождения: узких линейных грабенов, «региональных» (а) и «локальных» (б), составляющих изменения толщины вендского терригенного комплекса (рис. 1 из [Нассонова и др., 2010] с редакционными изменениями)

7.1. Результаты изучения фундамента платформы

Основные результаты изучения фундамента платформы были получены на Верхнечонском месторождении, поскольку именно там она непосредственно подстилает основные продуктивные горизонты и имеет перспективы нефтегазоносности.

Результаты изучения вещественного состава фундамента обобщены в статье Т. М. Карих, В. В. Иванюка, М. Б. Немчиновой, А. П. Вилесова [2013]. В ней отмечается, что благодаря материалам современной сейсморазведки 3D появилась возможность детально изучить ряд интересных структурных элементов кристаллического фундамента: разломные зоны, кольцевые, петлеобразные, чашеобразные структуры, другие морфологические элементы (рис. 7.2).

Особое внимание в статье уделено кольцевым структурам. В частности, отмечено, что кольцевая структура А имеет овальную форму с осью северо-западного простирания. Размеры ее составляют 5 x 10 км. В рельефе по отражающему горизонту Ф

она образует впадину с асимметричными бортами (рис. 7.3). Кольцевой характер структуры подчеркивается concentрическими уступами рельефа ОГ Ф, оконтуривающими впадину по периметру. Наиболее гипсометрически глубокая часть наблюдается в юго-восточной части кольцевой структуры, здесь превышение рельефа относительно пологих склонов составляет более 20 м.

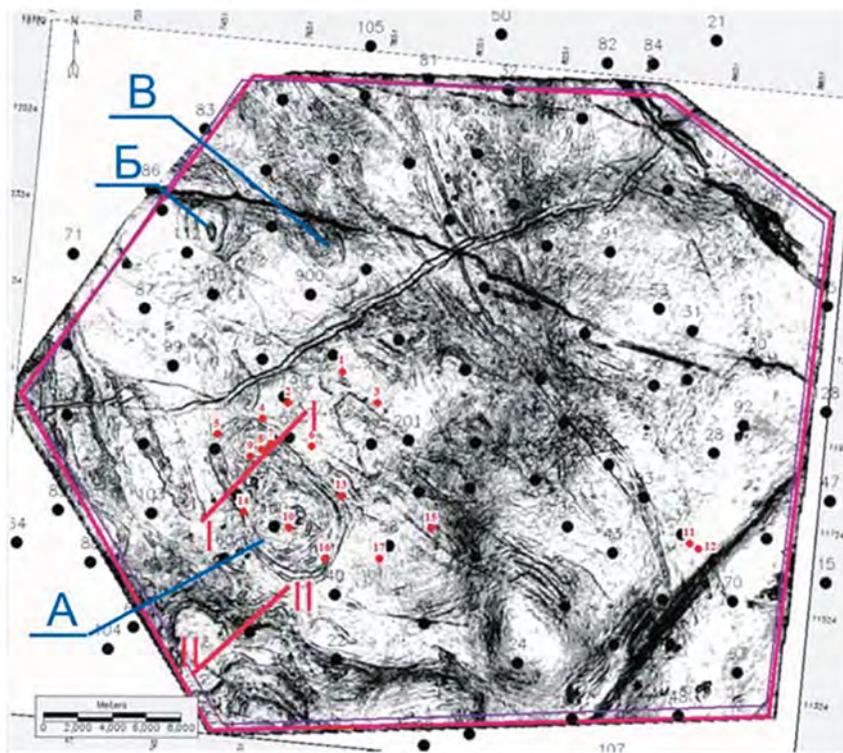


Рис. 7.2. Срез куба когерентности на уровне 20 м ниже ОГ Ф (рис. 1 из [Карих и др., 2013])

Условные обозначения: А, Б, В – кольцевые структуры, I-I – линия временного разреза на рис. 5.3. Красным цветом выделены добывающие скважины с отобранным керном из кристаллического фундамента

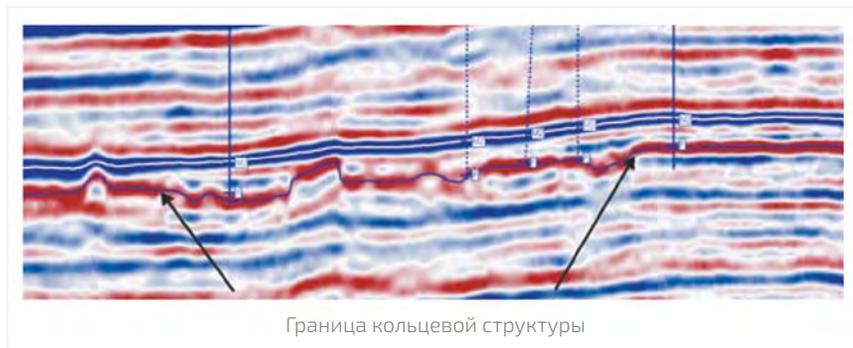


Рис. 7.3. Отображение кольцевой структуры А на временном разрезе (фрагмент рис. 2 из [Карих и др., 2013])

Исследования керна показали, что породы фундамента подразделяются на 5 петрографических типов, подробно описанных в статье:

- биотитовые граниты,
- биотитовые метаграниты,
- катаклазированные граниты и метаграниты,
- катаклазиты гранитов, метасоматически измененные (бластокатаклазиты),
- милониты, метасоматически измененные (бластомилониты).

Данные породы представляют собой непрерывный ряд метаморфического преобразования гранитного субстрата от почти неизменных биотитовых гранитов до милонитов, структура и текстура которых указывают на влияние динамометаморфизма и метасоматоза. В милонитах и катаклазитах петрографический анализ показал повышенную трещиноватость.

Далее в статье показано, что в пространственном размещении разных типов пород в пределах кольцевой структуры прослеживается отчетливая петрологическая зональность, установленная в шлифах и керне. Фундамент внутренней части кольцевой структуры образован трещиноватыми бластомилонитами, реже бластокатаклазитами, которые указывают на полное структурно-вещественное преобразование пород гранитного субстрата в тектони-

ческих зонах. К внешним границам кольцевой структуры интенсивность катаклаза и метасоматоза уменьшается, и наблюдаются переходные между магматическими и метаморфическими породы – бластокатаклазиты и катаклазированные граниты. За пределами кольцевой структуры (в зоне когерентной записи) имеют место плотные или слабо трещиноватые, слабо измененные биотитовые граниты, катаклазированные граниты, подчиненное положение занимают катаклазиты. Сделано заключение, что степень когерентности сейсмической записи отражает степень проявления метаморфизма и метасоматоза – от полного преобразования гранитного субстрата до незначительных изменений в структуре и составе гранитов.

В основных выводах отмечается, что зоны милонитизации и катаклаза, подтвержденные фактическим материалом, могут быть перспективными для коллекторов различного генезиса. Также отмечается, что наличие зон трещиноватости и разуплотнения верхней части фундамента должно обязательно учитываться при проведении мероприятий по разработке месторождения.

Тема исследования фундамента платформы была продолжена в статье В. С. Воробьева [2013]. Она опиралась на результаты статьи, рассмотренной выше, но посвящена уже проблеме нефтегазоносности рассматриваемого объекта на примере Верхнечонского месторождения. Автором статьи отмечено, что кровля целевого интервала фиксируется по подошве пачки базальных гравелитов с максимальными значениями ГК и концентрациями тория (по СГК), снижению плотности пород (ГГКП), а также характерному увеличению диаметра скважины в разуплотненном фундаменте. Граница перехода от измененных к плотным гранитоидам во всех скважинах соответствует резкому росту электрического сопротивления и плотности, а также снижению значений акустического каротажа до 160–165 мкс/м. Одной из специфичных особенностей исследуемого объекта является аномально низкое электрическое сопротивление пород: часто значения удельного электриче-

ского сопротивления сопоставимы с показаниями в нефте- и даже водонасыщенных терригенных коллекторах. Как отмечено в статье [с. 31], эта особенность обусловлена огромной удельной поверхностью микротрещин и тонкопоровой гидрофильной структурой гранитоидов, определяющих количество связанной воды, что однозначно подтверждено современными геофизическими методами исследования скважин (FMI, ЯМК и др.) и керновыми данными.

В статье приведена карта залежей в фундаменте Верхнечонского месторождения, построенная по результатам трехмерного геологического моделирования (рис. 7.4). Отмечено, что проницаемые, предположительно нефтенасыщенные интервалы сосредоточены преимущественно в южной части месторождения и вытянуты вдоль разрывных нарушений юго-восточного и северо-восточного простирания. На карте выделены наиболее вероятные (P50) зоны наличия коллектора.

Основные выводы статьи можно рассматривать как итог изучения рассматриваемого объекта на геолого-разведочном этапе:

- Основной объект разработки Верхнечонского месторождения залегает преимущественно на сильно измененном за счет динамометаморфизма и метасоматоза гранитном фундаменте. В верхней части разреза разуплотненный цоколь сложен высокопористыми микротрещиноватыми милонитами, катаклазитами и катаклазированными гранитами.
- Трещиноватость пород обусловлена разновозрастными региональными и локальными тектоническими процессами, а также продолжительным перерывом в осадконакоплении. Трещины разнонаправленные с углом падения от 30° до 90°.
- Толщина разуплотненного фундамента резко изменяется от скважины к скважине и варьируется от 0 до 30 м.
- Пористость пород изменяется от первых долей процентов в практически неизменных гранитоидах до

- 18-19 % в метасоматически преобразованных. Проницаемость – от 0 до 65-70 мД. Проводящие трещины ориентированы преимущественно в СЗ-ЮВ направлении.
- Нефтенасыщенные зоны сосредоточены преимущественно в южной части месторождения и ориентированы вдоль разрывных нарушений. Эффективные толщины достигают 9 м и более, а наиболее вероятные геологические запасы УВ соответствуют крупным месторождениям.

7.2. Результаты фациального моделирования вендского терригенного комплекса

Результаты фациального или даже фациально-стратиграфического моделирования вендского терригенного комплекса являются одними из самых значимых результатов, полученных специалистами ТННЦ в рассматриваемый период. Они были обусловлены, во-первых, серьезным отношением руководства недропользователей к отбору кондиционного керна, во-вторых, наличием в ТННЦ Центра исследований керна, укомплектованного высококлассными специалистами.

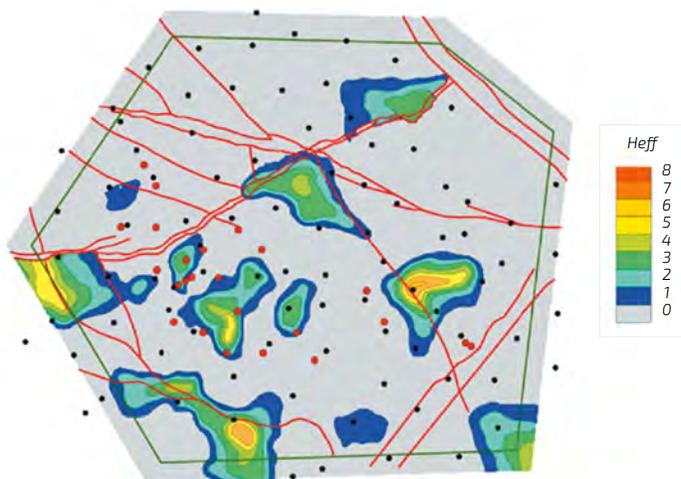


Рис. 7.4. Залежи в фундаменте Верхнечонского месторождения (рис. 6 из [Воробьев, 2013])

Красные точки – добывающие скважины с керном, черные – разведочные

В статье К. В. Зверева с соавторами на локальном объекте – терригенном венде Верхнечонского месторождения – продолжены исследования на основе методического подхода, предложенного в первой части монографии. Исходные данные для моделирования приведены на рис. 7.5.

В соответствии с ними:

- вендский терригенный комплекс рассматривался как вертикальная последовательность двух осадочных серий, ограниченных региональными стратиграфическими несогласиями;
- нижняя осадочная серия была интерпретирована как вертикальная последовательность, состоящая из трех фациальных серий, образованных в результате эволюционной миграции закономерной системы обстановок, а верхняя осадочная серия – как вертикальная последовательность, состоящая из двух фациальных серий (рис. 7.6).

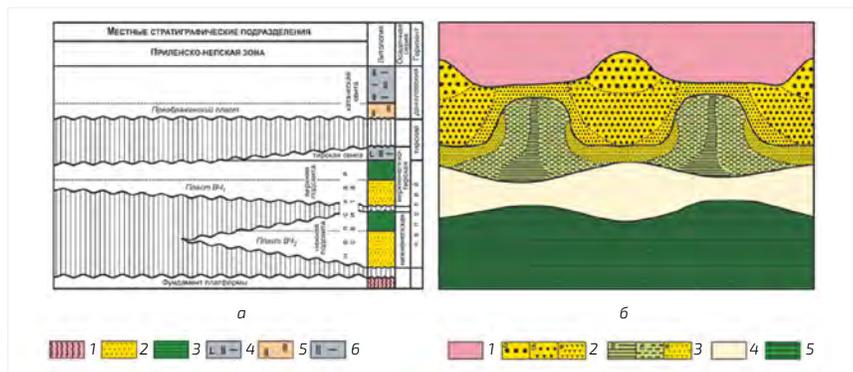


Рис. 7.5. Исходные данные для фациального моделирования (рис. 1 из [Зверев и др., 2012])

Условные обозначения:

а – стратиграфическая модель вендского терригенного комплекса Верхнечонского месторождения: 1 – фундамент платформы, 2 – преимущественно песчаные отложения, 3 – преимущественно глинистые отложения, 4 – терригенно-сульфатно-карбонатные отложения, 5 – доломиты, 6 – глинисто-карбонатные отложения;

б – принципиальная модель вендского бассейна терригенной седиментации: 1 – область эрозии, 2 – обстановка седиментации преимущественно песчаных отложений аллювиальных конусов выноса временных потоков, субобстановки: *а* – проксимальных частей конусов выноса, *б* – медианных частей конусов выноса, *в* – дистальных частей конусов выноса; 3 – обстановка седиментации песчаных, песчано-глинистых и глинистых отложений прибрежной равнины, субобстановки: *а* – преимущественно глинистых отложений лагун – отмерших приливо-отливных каналов, *б* – песчано-глинистых отложений прибрежной равнины, *в* – преимущественно песчаных отложений приливо-отливной зоны; 4 – обстановка седиментации преимущественно песчаных отложений прибрежной зоны; 5 – обстановка седиментации преимущественно глинистых отложений открытого бассейна

Важным результатом, полученным в результате комплексирования сейсмических и скважинных данных, стало выделение фаций преимущественно глинистых отложений отмерших приливно-отливных каналов, поскольку они, вероятно, пересекают продуктивные отложения пласта В_{ч1} на гидродинамически изолированные объемы (рис. 7.7).

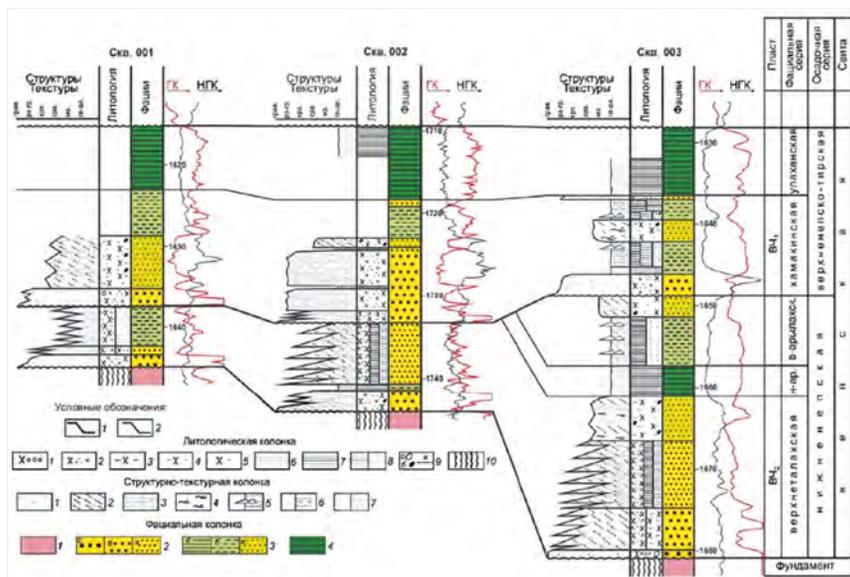


Рис. 7.6. Результаты литолого-фациального анализа отложений непской свиты (рис. 2 из [Зверев и др., 2012])

Условные обозначения: 1 – границы осадочных серий, 2 – границы фациальных серий.

Литологическая колонка: 1 – гравелиты разнозернистые, песчанистые, плохо отсортированные; 2 – песчанники разнозернистые, гравелитовые, плохо отсортированные; 3 – песчанники средне-крупнозернистые, крупно-среднезернистые, хорошо отсортированные; 4 – песчанники средне-мелкозернистые, мелко-среднезернистые, хорошо отсортированные; 5 – песчанники мелкозернистые, алевритовые, хорошо отсортированные; 6 – алевриты; 7 – аргиллиты; 8 – переслаивание различных литотипов; 9 – особенности пород: а – гальки гранитоидов, б – интеркласты аргиллита, в – трещины усыхания; 10 – отложения фундамента.

Структурно-текстуальная колонка: 1 – неясная слоистость; 2 – крупная косая слоистость (более 10 см); 3 – мелкая косая слоистость; 4 – флазерная слоистость; 5 – волнисто-линзовидная слоистость; 6 – текстура оползания; 7 – тонкая субгоризонтальная слоистость аргиллитов.

Фациальная колонка: 1 – область эрозии; 2 – фация преимущественно песчаных отложений аллювиальных конусов выноса временных потоков, субфации: а – гравелитов проксимальных частей аллювиальных конусов выноса, б – разнозернистых гравелитовых песчаников медианных частей аллювиальных конусов выноса, в – переслаивания разнозернистых гравелитовых песчаников и алеврито-глинистых пород дистальных частей аллювиальных конусов выноса; 3 – фация песчаных, песчано-глинистых и преимущественно глинистых отложений прибрежной равнины, субфации: а – преимущественно песчаных отложений приливо-отливной зоны, б – песчано-глинистых отложений прибрежной равнины (прибрежные озера, приливо-отливная зона), в – преимущественно глинистых отложений лагун – отмерших приливо-отливных каналов; 4 – фация преимущественно глинистых отложений открытого бассейна.

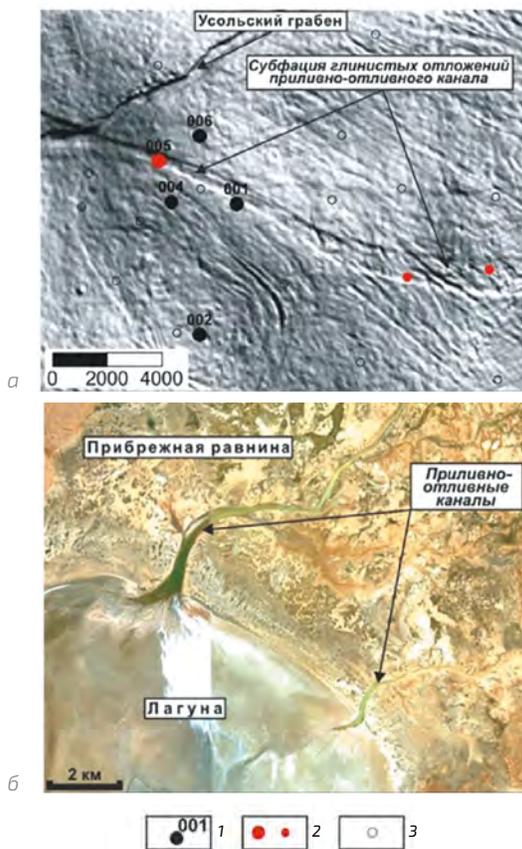


Рис. 7.7. Выделение фации преимущественно глинистых отложений отмершего приливо-отливного канала (рис. 4 из [Зверев и др., 2012])

Условные обозначения:
 а – карта микрорельефа поверхности непской свиты (по данным 3D-сейсмозвездки);
 1 – скважины, использованные в фациальном анализе; 2 – скважины, вскрывшие фацию глинистых отложений отмершего приливо-отливного канала; 3 – прочие скважины;
 б – предполагаемый аналог вендского ландшафта (западное побережье Австралии – фрагмент карты из Google Maps)

Один из выводов статьи касается прогноза строения Улаханской фациальной серии за пределы исследуемого участка. На Верхнечонском месторождении она представлена фацией аргиллитов открытого бассейна. Из теоретического латерального ряда фаций, принятого в работе, следует, что в северном направлении указанная фация должна замещаться на фацию преимущественно песчаных отложений прибрежной зоны. Выявить зону распространения улаханского

пласта в центральной части антеклизы – задача региональных исследований.

Представления о литолого-фациальном составе вендского терригенного комплекса были существенно детализированы благодаря работам, автором и соавтором которых является А. В. Плюснин [2018; 2019а; 2019б; 2019в; Секвенс-стратиграфическая..., 2019].

Так, в работе «Модель строения венда...» [2019в] им было выделено, подробно описано и проиллюстрировано 28 литофаций/фаций, которые сгруппированы в 7 макрофаций (рис. 7.8). Характеристики текстур фаций аллювиального и приливо-отливного генезиса приведены на рис. 7.9, текстуры лагунных, пляжевых и морских фаций – на рис. 7.10, текстуры дельтовых фаций – на рис. 7.11.

Следует особо отметить, что автором при изучении керн-ботуобинского продуктивного горизонта была выделена дельтовая ассоциация фаций. Такой вывод, с одной стороны, не противоречит результатам, полученным еще в 80-е годы XX века ведущими литологами (см. часть I), с другой стороны – имеет важное практическое значение, поскольку позволяет предполагать более сложное внутреннее строение ботуобинского резервуара в южной части Среднеботуобинского месторождения, чем следует из модели вдольберегового барового комплекса.

В статье [Плуснин, 2019а] автор отмечает, что изучаемый объект представляет собой песчаный комплекс дельтового генезиса (рис. 5.12). Его формирование происходило в этап высокого стояния уровня моря в результате проградации дельты в относительно глубоководный морской бассейн. Снос материала происходил с северо-запада на юго-восток. Вынос материала в бассейн осуществляли две флювиальные системы, формирующие отдельные дельты. Выявлено, что в зависимости от преобладающих течений происходила трансформация дельтовых конусов выноса. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают песчаники береговых валов, верхнего фронта дельты и распределительных каналов.

Обстановки оседко-накопления	Ассоциация фации	Код фации	Фация
		ЭЛ	Элювиальный горизонт
Континентальные	Аллювиальные	АФи	Проксимальная часть аллювиального фена
		АФм	Медианная часть аллювиального фена
		АФд	Дистальная часть аллювиального фена
	Флювиальные	ФК	Флювиальный канал
		ФКи	Флювиальный канал с приливным влиянием
Переходная	Приливно-отливные	Сх	Себха
		Л	Лигораль
		ПОК	Приливно-отливный канал
		ПООс	Смешанная приливно-отливная отмель
		ПООи	Илистая приливно-отливная отмель
		ТЗ	Транзитная зона
	Лагунные	ШЛ	Шельфовая лагуна
		ШЛс	Шельфовая лагуна с повышенной соленостью
		Сх/ШЛс	Шельфовая лагуна с наложенной себхой
	Дельтовые	Рк	Распределительный канал
		Бв/Пл	Берегового вала/пляжа
		ФДв	Верхний склон фронта дельты
		Бв/Пл	Берегового вала/пляжа
		УБ	Устьевой бар
		ФДи	Нижний склон фронта дельты
		ОФД	Оползни фронта дельты
		ПрД	Продельта
Мелководно-морская	Пляжевые	МТМв	Верхняя предфронтальная зона пляжа
		НПЗП	Нижняя предфронтальная зона пляжа
	Морские	МСаг	Мелководная сублитораль с активной гидродинамикой
		МСсг	Мелководная сублитораль со спокойной гидродинамикой
		ГС	Относительно глубоководная сублитораль

Рис. 7.8. Фации и фациальные ассоциации отложений венда Непско-Ботуобинской антеклизы (табл. 1 из [Плюсин, 2019в])

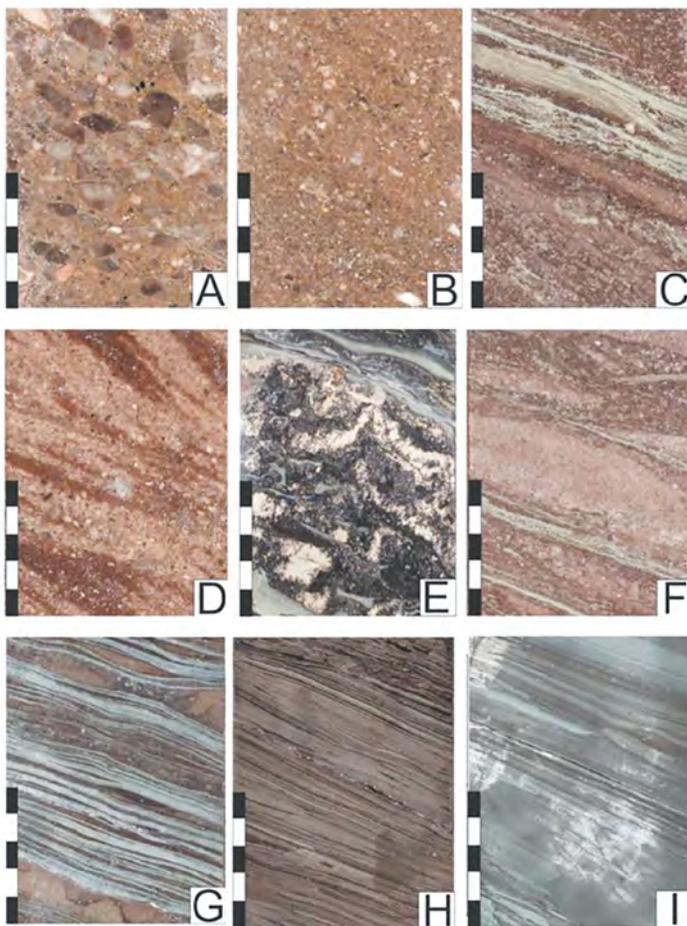


Рис. 7.9. Фотографии характерных текстур выделенных аллювиальных, флювиальных и приливо-отливных фаций (рис. 3 из [Плюсин, 2019в])

A – песчаники средне-грубо-крупнозернистые гравийные, с примесью гальки (размер обломков до 1,0 x 1,5 см), редкими участками переходящие в гравелиты песчаные мелкогалечные, с нечетко выраженной средней слоистостью. Проксимальная часть аллювиального фена; **B** – песчаники средне-, крупнозернистые с примесью зерен грубой псаммитовой размерности, с нечетко выраженной тонкой пологонаклонной слоистостью. Медианная часть аллювиального фена; **C** – песчаники средне-, мелкозернистые, с прерывистыми и протяженными слабоволнистыми глинистыми прожилками. Дистальная часть аллювиального фена; **D** – песчаники крупно-, мелко-, среднезернистые, с примесью крупно-, грубозернистого песчаного материала, с косой однонаправленной слоистостью. Флювиальный канал; **E** – ангидриты желваковые с реликтовыми включениями доломитов и доломитов с магнетитами, с прожилками и включениями алевролитов глинистых. Береговая себха; **F** – песчаники крупно-, средне-, мелкозернистые, с косой разнонаправленной слоистостью, с двойными глинистыми слоями и интракластами и угловато-окатанными интракластами. Приливо-отливный канал; **G** – тонковолнистое прослаивание тонкозернистых песчаных, алевропесчаных и глинистых алевролитов. Смешанная приливо-отливная отмель; **H** – алевролиты мелко-, крупнозернистые, с единичными прослоями тонкозернистого песчаного материала, тонкослоистые. Илистая приливо-отливная отмель; **I** – алевролиты разнозернистые, от алевролитов глинистых до алевролитов песчаных, микро-, тонко- и линзовидно-слоистые, с примесью тонкозернистого песчаного материала. Транзитная зона.

Длина масштабной линейки – 5 см.

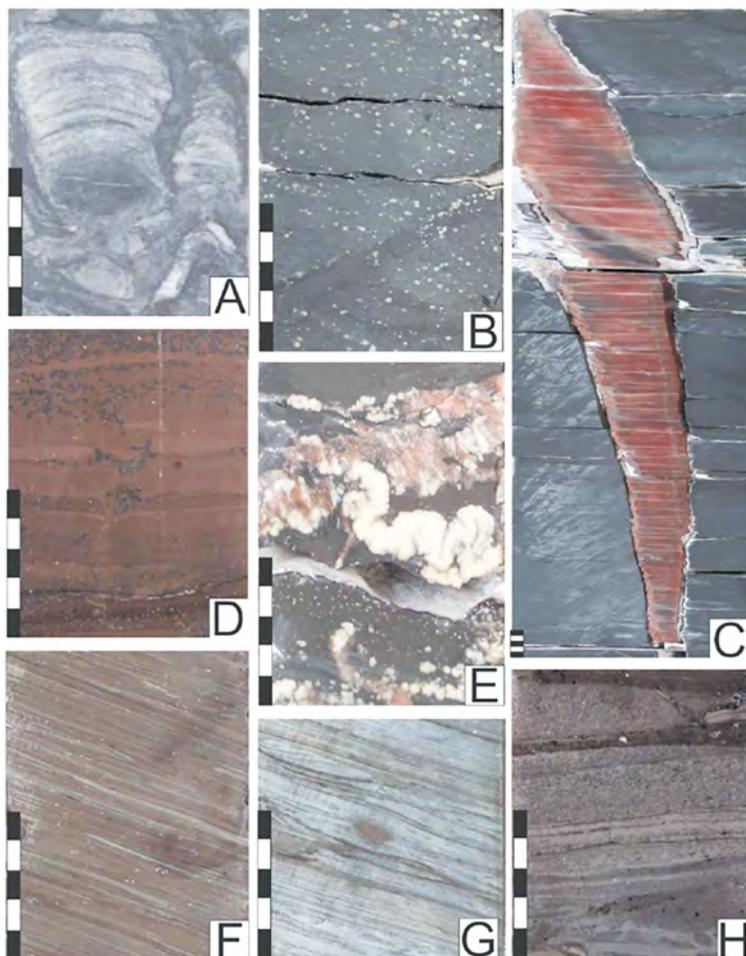


Рис. 7.10. Фотографии характерных текстур выделенных лагунных, пляжевых и морских фаций (рис. 4 из [Плюснин, 2019в])

A – доломиты разнокристаллические, строматолитовые, со структурой байндстоун, с терригенно-литокластовым заполнением между столбиками, органогенно-слоистые. Литорали; B – аргиллиты алевроитистые, неясно-слоистые, с многочисленными мелкими карбонатными и сульфатными стяжениями. Шельфовая лагуна; C – аргиллиты алевроитистые, тонкослоистые, с клиновидной субвертикальной трещиной, залеченной розовато-серым галитинизированным гипсом. Шельфовая лагуна; D – доломиты разнокристаллические, микрокристаллические, неравномерно сульфатизированные, со структурой мадстоун, массивные, с многочисленными мелкими включениями ангидрита. Шельфовая лагуна с повышенной солесностью; E – мергели доломитовые, тонкокристаллические, с глазковой текстурой, а также неправильными включениями розовато-серого ангидрита по трещинам. Шельфовая лагуна с повышенной солесностью с наложенной себхой; F – алевро-песчаники, микрокрослоистые. Верхняя предфронтальная зона пляжа; G – алевролиты мелкозернистые, с единичными прослоями тонкозернистого песчаного материала, микрослоистые, участками с деформационными текстурами, полого-слоистые. Нижняя предфронтальная зона пляжа; H – доломит глинистый, тонкокристаллический, литокластово-терригенный, тонко-волнисто- и неправильно слоистый. Мелководная сублитораль с активной придонной гидродинамикой.

Длина масштабной линейки – 5 см.

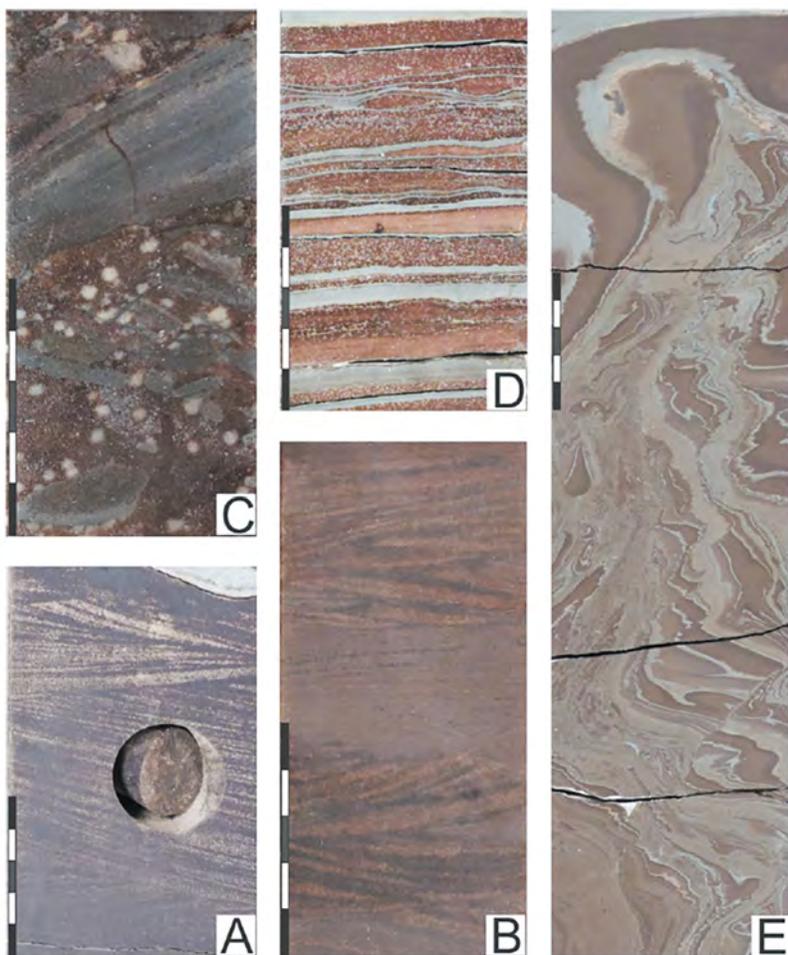


Рис. 7.11. Фотографии дельтовых фаций (рис. 5 из [Плюсин, 2019в])

А – песчаники средне-, мелкозернистые, с косою разнонаправленной слоистостью. Береговые валы; *В* – песчаники средне-, мелкозернистые, с мелкой косою полого-наклонной слоистостью. Верхняя часть склона фронта дельты; *С* – песчаники средне-, крупнозернистые, с пятнистым сульфатно-карбонатным цементом, с крупной косою слоистостью, с угловато-окатанными интракластами алевролита. Распределительный канал; *Д* – тонкое, неравномерное переслаивание алевролитов и песчаников, с мелким пятнистым карбонатным цементом. Нижняя часть склона фронта дельты; *Е* – алевро-песчаники разнозернистые, с конволютной слоистостью. Продельта.

Длина масштабной линейки – 5 см.

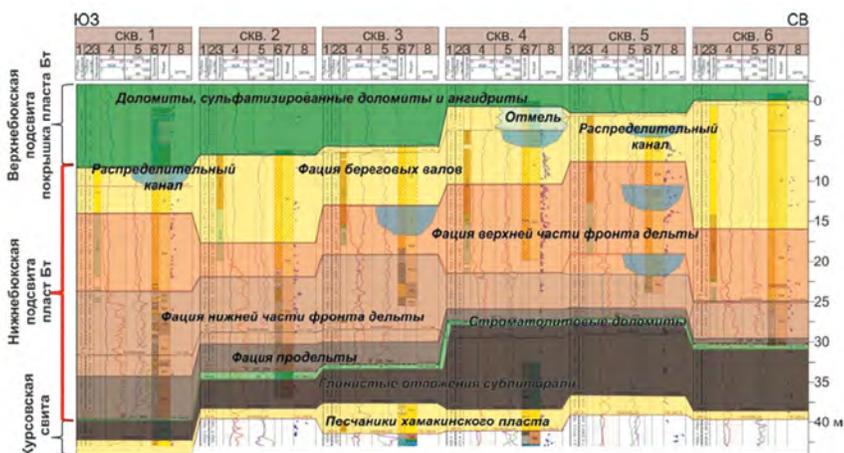


Рис. 7.12. Фациальный профиль ботубинского горизонта (фрагмент рис. 6 из [Плюснин, 2019а])

7.3. Результаты инверсии сейсмических данных

Построение кондиционных геологических моделей рассматриваемых резервуаров было бы невозможным без разработки методики инверсии сейсмических данных, максимально адаптированной к геологическим условиям объекта исследования. Соответствующие методические и практические результаты изложены в серии статей, автором и соавтором которых является М. Ю. Шаповалов [Иванюк и др., 2015; Шаповалов, 2013; 2016; Шаповалов, Лазутин, 2016 и др.].

В статье [Шаповалов, 2013] отмечено, что целевой терригенный комплекс залегает на кристаллическом фундаменте и перекрыт сверху карбонатными отложениями. С точки зрения акустических характеристик пород целевой интервал представляет собой «мягкий» пласт, находящийся в значительно более жесткой вмещающей среде. Происходит двукратное уменьшение акустического импеданса при переходе от карбонатных пород к терригенным и практически столь же резкое увеличение при переходе от терригенного комплекса к фундаменту. Для описания вышеизложенной ситуации автор использовал термин «акустически-контрастный слой».

В ходе экспериментов установлено, что при таких условиях сейсмическая инверсия, выполненная по классическим алгоритмам с использованием низкочастотной фоновой модели, позволяет надежно картировать общую мощность терригенного венда. Однако восстановление внутреннего строения интервала затруднительно. После детального рассмотрения стала понятна причина таких затруднений. Терригенный комплекс имеет малую мощность (20–45 м в пределах планшета съемки) и высокий акустический контраст по отношению к вмещающим породам. Эти два фактора приводят к тому, что при фильтрации кривой акустического каротажа до частот 10–20 Гц (длина волны 150–300 м), используемых в модели, осреднение происходит таким образом, что среднее значение импеданса по фоновой модели завышается и «проходит в стороне» от реальных данных. Очевидно, что восстановление истинных значений акустического импеданса в таких условиях затруднено.

Обычный алгоритм инверсии на основе грубой референтной модели предполагает ее изменение в сторону одновременной минимизации ошибки восстановления сейсмической записи и ошибки восстановления скважинных данных. В ходе работы алгоритма инверсии по такой схеме минимум ошибки восстановления сейсмической записи достигается раньше, чем модель изменилась достаточно, чтобы удовлетворить скважинным данным. С точки зрения критерия восстановления сейсмической записи инверсия проходит наилучшим образом, тогда как в восстановлении абсолютных значений акустических параметров среды оптимум для целевого интервала не достигается. Результатом этого становится систематическое завышение прогнозных значений импеданса.

В результате исследований автором был сформулирован следующий постулат: фоновая модель должна содержать в себе информацию о количестве и примерном местоположении коэффициентов отражения. В отличие

от Западно-Сибирской плиты, геологическое строение терригенного венда в районе исследования таково, что общие мощности пластов и, соответственно, расположение их границ по отношению к опорной отражающей поверхности могут быть получены путем тренд-анализа скважинных данных. С учетом этого тезиса выдвинутый постулат представлялся весьма разумным. Далее автором были проанализированы возможные подходы к созданию фоновой модели объекта, отвечающей указанному требованию.

Повышение частоты фоновой модели, вопреки ожиданиям, не привело к положительному результату. Более того, данный путь является тупиковым, поскольку восстановление значений импеданса в точках скважин будет происходить уже на первых итерациях моделирования, в результате процесс прекращается, не достигнув оптимума в межскважинном пространстве.

Использование итеративного подхода. Основной идеей этой методики является использование куба импеданса (AI), полученного в ходе первой итерации акустической инверсии в качестве априорной модели для второй итерации акустической инверсии. Такой подход позволяет повысить частоту фоновой модели без негативного влияния интерполяции скважинных данных в межскважинном пространстве. Использование этого метода позволяет получить карты прогнозного импеданса для каждого пласта терригенного венда, т.е. получить свойства внутри интервала. Единственное ограничение данного метода состоит в том, что пласты должны быть видны на сейсмической записи. В зоне малых мощностей, где из-за интерференции отдельное отражение от пласта отсутствует, AI восстанавливается некорректно (низкая сходимость со скважинными данными). Причина состоит в том, что для данного подхода требование жесткого задания положений коэффициентов отражения не выполняется в зонах отсутствия отдельного отражения от пласта.

Создание блоковой модели. Данная методика предусматривает создание блоковой модели, в которой каждый пласт (блок) характеризуется постоянным (по вертикали) средним значением АИ. На границах между блоками происходит изменение значения импеданса скачком. Очевидно, что такой моделью можно описать любой акустический контраст, но расплатой будет то, что в окончательный куб импедансов данные границы переходят практически в неизменном виде. Фактически при блоковой фоновой модели происходит следующее. В ходе инверсии алгоритм пытается рассчитать местоположение коэффициентов отражения и их магнитуду для того, чтобы максимально воссоздать с их помощью сейсмические данные. Задавая резкие границы в фоновой модели, мы фактически задаем местоположение коэффициентов отражения. Таким образом, алгоритму остается только подобрать магнитуду этого коэффициента, чтобы удовлетворить сейсмическим данным. Очевидно, что при данном методе задания фоновой модели исследователю нужно быть максимально уверенным в правильном определении границ блоков, в противном случае будет возникать несовпадение границы слоя по данным инверсии и по скважинным данным.

Применительно к Западной Сибири такой подход редко используется именно по причине сложного структурного плана месторождений. В таких условиях гораздо больше подходит низкочастотная модель, которая позволяет алгоритму самому оптимизировать положение границы пласта. Для Сибирской платформы и, в частности, для Верхнечонского месторождения характерен очень простой структурный план продуктивных отложений. Высокая степень изученности месторождения бурением, а также простое распределение мощностей стратонамов позволяют рассчитать поверхности Т0 для кровли и подошвы всех интересующих пластов аналитически. И именно данное обстоятельство является залогом успешного применения данного подхода в рассматриваемых геологических условиях.

Задавая положения коэффициентов отражения и указывая средний уровень значения АИ, исследователь позволяет алгоритму инверсии подобрать такие магнитуды коэффициентов отражения, которые максимально хорошо удовлетворяют как скважинным, так и сейсмическим данным. Еще одним преимуществом данного метода по сравнению с предыдущим является возможность прогнозирования в зоне отсутствия отдельных отражений от целевых объектов. Это происходит благодаря заданию рассчитанных горизонтов для каждого пласта по всей территории исследуемой площади. Поэтому для месторождений Сибирской платформы, приуроченных к Непскому своду и всей юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы, автор рекомендует использовать данную методику как базовую.

На рис. 7.13 приведено сравнение результатов акустической инверсии с низкочастотной (а) и блоковой (б) моделью.

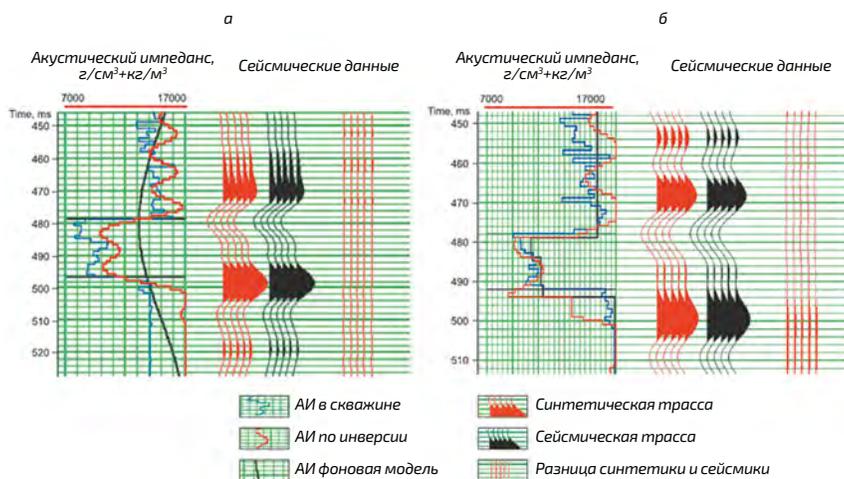


Рис. 7.13. Сравнение результатов акустической инверсии с низкочастотной (а) и блоковой (б) моделью (рис. 3 из [Шаповалов, 2013])

На рис. 7.14 приведено сравнение разрезов куба импеданса, полученного с использованием итеративной методики инверсии (а), и куба импеданса, полученного с использованием блоковой модели (б).

Из приведенных рисунков следует, что использование блоковой модели, во-первых, улучшает восстановление импеданса внутри вендского терригенного комплекса, во вторых, обеспечивает лучшее разрешение в зоне его малых мощностей.

Результаты исследования количественных отношений между акустическим импедансом, полученным с использованием блоковой модели, и коллекторскими свойствами пласта $V_{ч1}$ приведены на рис. 7.15.

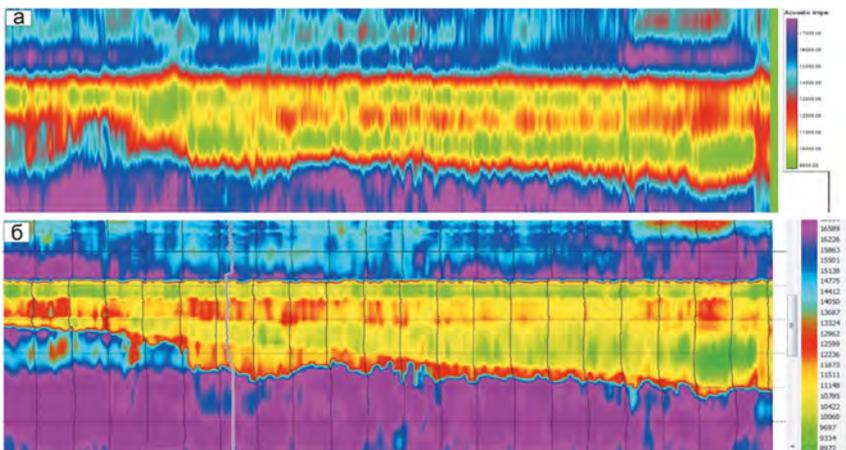


Рис. 7.14. Сравнение разрезов куба импеданса, полученного с использованием итеративной методики инверсии (а), и куба импеданса, полученного с использованием блоковой модели (б) (на основе рис. 7, 8 из [Шаповалов, 2016])

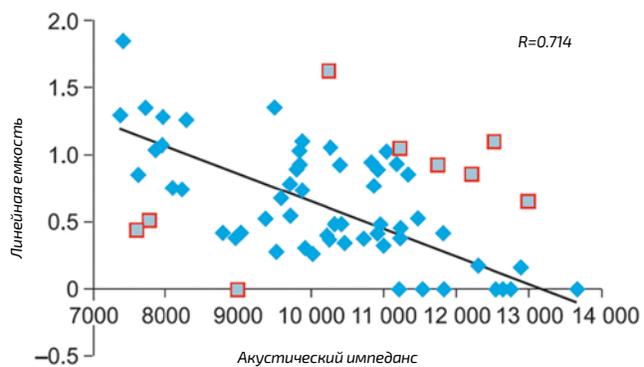


Рис. 7.15. Зависимость между акустическим импедансом по данным инверсии и линейной емкостью пласта $V_{ч1}$ (рис. 5 из [Шаповалов, 2013])

В красных квадратах – скважины-исключения

При оценке параметров уравнения регрессии часть скважин, явно выпадающих из зависимости, была исключена. Подробное изучение скважин-исключений показало, что все они относятся к двум кустам, за исключением одной скважины (самая правая на рис. 7.15), попавшей в зону надвига. В районе южного куста (исключения под линией тренда) наблюдается ранее описанная кольцевая аномалия, связанная с метаморфизованными породами фундамента. Возможно, она оказывает влияние на сейсмическую запись, внося искажения в результат. Район северного куста (исключения над линией тренда) приближен к Усольскому грабену, что также может оказывать искажающее влияние на динамику сейсмической записи.

Автор завершает статью следующим утверждением. Основная задача интерпретатора – выявить закономерности распределения параметров в пласте, при этом, по возможности, исключить шумовую компоненту из данных. Коэффициент корреляции между полученным сейсмическим атрибутом и геологическим параметром составил 0,714, что позволяет пересчитать карту импеданса в карту линейной емкости и использовать ее в дальнейших работах. Полученная карта была интегрирована в трехмерную геологическую модель горизонта В_ч Верхнечонского месторождения, используемую для постановки эксплуатационного бурения.

Изложенные выше результаты были положены в основу кандидатской диссертации М. Ю. Шаповалова, которая была успешно защищена им в 2020 году [Шаповалов, 2020].

Результаты сейсмической инверсии были использованы и при исследовании внутренних неоднородностей ботуобинского резервуара Среднеботуобинского месторождения. На рис. 7.16 приведен разрез куба вероятности наличия коллектора по южной части месторождения. Аномалия в нижней части пласта в центральной части профиля показывает, что рассматриваемый объект имеет достаточно сложное внутреннее строение, возможно, обусловленное наличием в нем дельтовых образований.

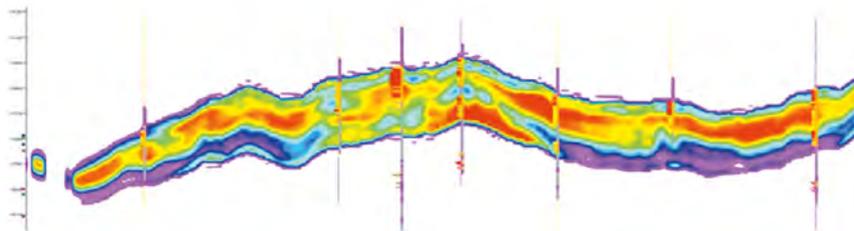


Рис. 7.16. Разрез куба вероятности наличия коллектора по южной части Среднеботубинского месторождения (Шаповалов, Манькута, 2018)

7.4. Результаты исследования засоления резервуаров

Одной из самых острых проблем, стоящих перед геологоразведчиками и разработчиками нефтегазовых месторождений в центральной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области, является проблема засоления резервуаров:

- В результате засоления резко ухудшаются их коллекторские свойства.
- Характер засоления коллекторов необходимо учитывать при планировании эксплуатации залежей.

Ключевая задача в рамках указанной проблемы – это **задача прогноза зон повышенного засоления резервуаров**. Специалистами ТННЦ разрабатывались следующие два подхода к ее решению:

- Прогноз зон засоления на основе палеотектонических реконструкций.
- Прогноз зон засоления на основе результатов инверсии сейсмических данных.

Палеотектоническое направление

Первой публикацией сотрудников ТННЦ в рамках указанного направления является статья Н. В. Янковой [2010].

Согласно автору, основной причиной засоления терригенных резервуаров является нисходящая фильтрация

рассолов из раннекембрийских солеродных бассейнов. Причем вследствие их повышенной плотности эти рассолы скапливались на участках пониженного палеорельефа. Следовательно, зоны повышенного засоления резервуаров должны контролироваться палеоструктурным планом кровли терригенного венда в раннем кембрии. В подтверждение этого автор привел рисунок, на котором совмещены карты толщин между кровлей регионального репера M2 и подошвой осинского горизонта и толщин засоленного песчаника (рис. 7.17). В статье отмечено, что наиболее погруженным областям палеорельефа соответствуют наибольшие толщины засоленного коллектора.

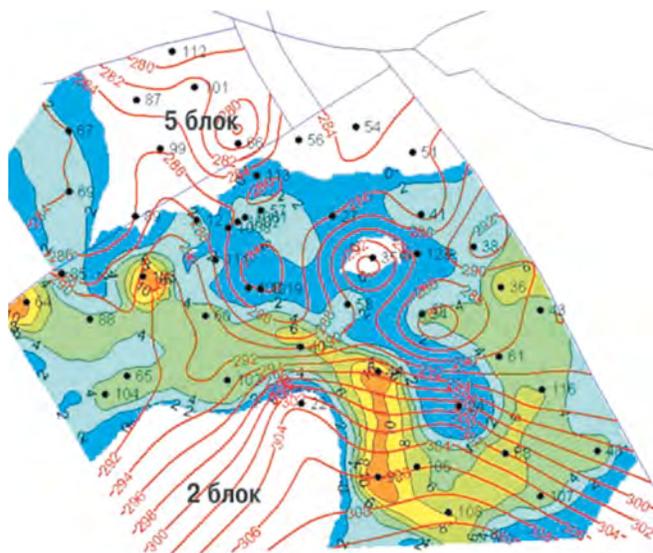


Рис. 7.17. Совмещение карт толщин между кровлей регионального репера M2 и подошвой осинского горизонта (красные изопакиты) и толщин засоленного песчаника (рис. 3 из [Янкова, 2010])

Далее в статье высказано предположение, что глины при определенных условиях становятся дополнительным источником высокоминерализованных рассолов, поэтому была построена карта суммарных толщин глин. При совмещении карт суммарных толщ глин и толщин засоленного песчаника было отмечено, что на уровне тенденции наи-

большим толщинам глин соответствуют наибольшие толщины засоленного песчаника (рис. 7.18).

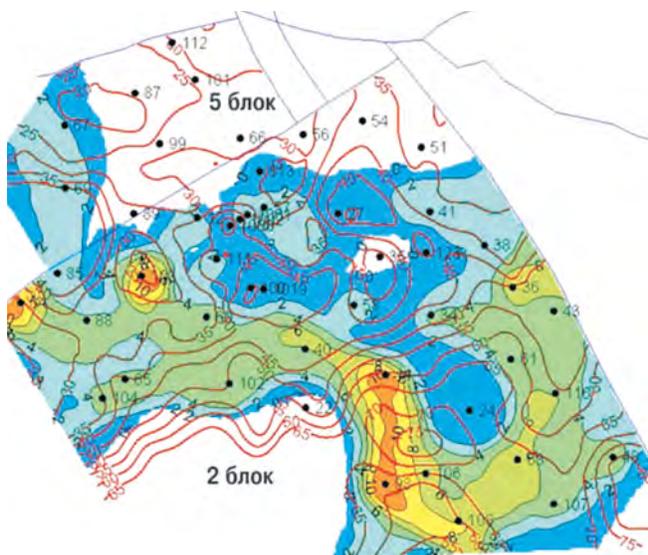


Рис. 7.18. Совмещение карт толщин засоленного песчаника и суммарных толщин глин (коричневые изопахиты) (рис. 4 из [Янкова, 2010])

Палеотектоническое направление прогноза зон засоления резервуаров было продолжено в работах В. С. Воробьева, Я. С. Клиновой [2017] и В. С. Воробьева, И. В. Чеканова, Я. С. Клиновой [2017]. Согласно их исследованиям, засоление вендских терригенных резервуаров имело многостадийный характер и контролировалось положениями палеоВНК древней залежи в различные периоды времени (рис. 7.19). Позиция авторов хорошо сформулирована в выводах статьи [Воробьев, Клиновая, 2017]:

- Галитизация – один из основных факторов (вторичный процесс), наряду с условиями осадконакопления определяющий продуктивность скважин в пределах как Верхнечонского месторождения, так и других месторождений Непского свода.
- Максимальная степень заполнения характерна для коллекторов с высокой первоначальной пористостью

и проницаемостью (фация мигрирующих русел дистальной части аллювиальных конусов), наличие глинистых минералов в составе породы снижает исходные фильтрационно-емкостные свойства и возможную степень галитизации пустотного пространства.

- Горизонтальными скважинами доказано увеличение доли солей по мере приближения к разломам северо-западного простирания.
- Внутриконтурное засоление развито вблизи основных четырех палеоуровней ВНК, установленных в керне скважин, по данным ГИС и палеотектонических реконструкций.

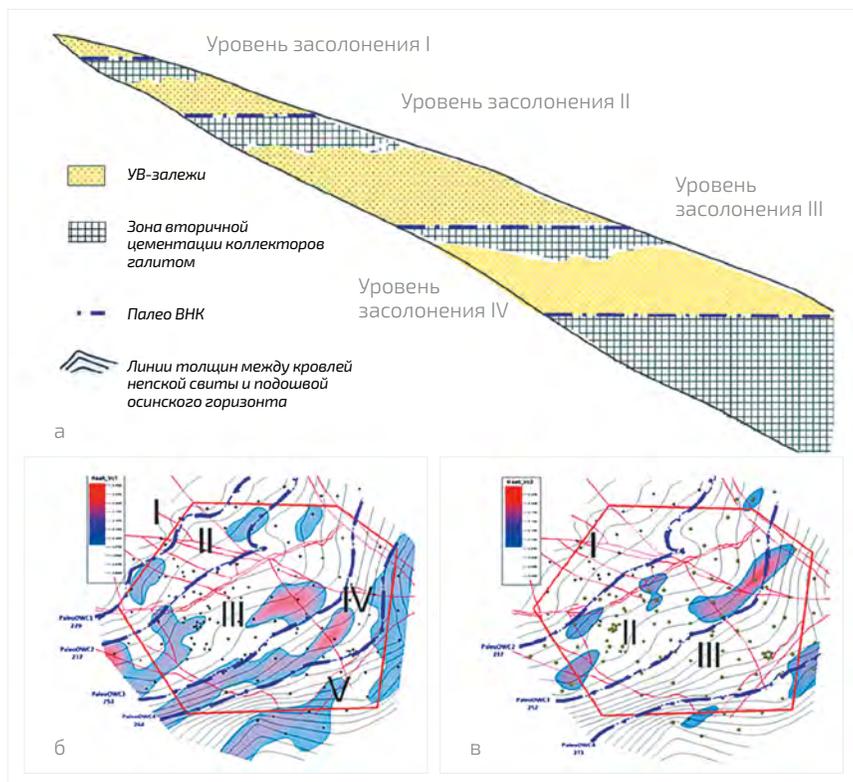


Рис. 7.19. Схема засоления пород непской свиты: а – принципиальная модель вторичной цементации галитом порового пространства вблизи палеоуровней ВНК; б, в – карты степени засоления пластов В_{ч1} и В_{ч2} (показаны цветной заливкой), совмещенные с изопакхитами венд-кембрийского комплекса (рис. 7 из [Воробьев, Клиновая, 2017])

Сейсмическое направление

Поскольку засоленные песчаники имеют повышенное значение импеданса по сравнению с высокопористыми разностями, прогноз зон засоления по результатам сейсмической инверсии после работ М. Ю. Шаповалова стал основным направлением решения поставленной задачи в ТННЦ [Осипова и др., 2016]. На рис. 7.20 приведены результаты прогноза мощностей литотипов «засоленный неколлектор» (а) и «коллектор» (б).

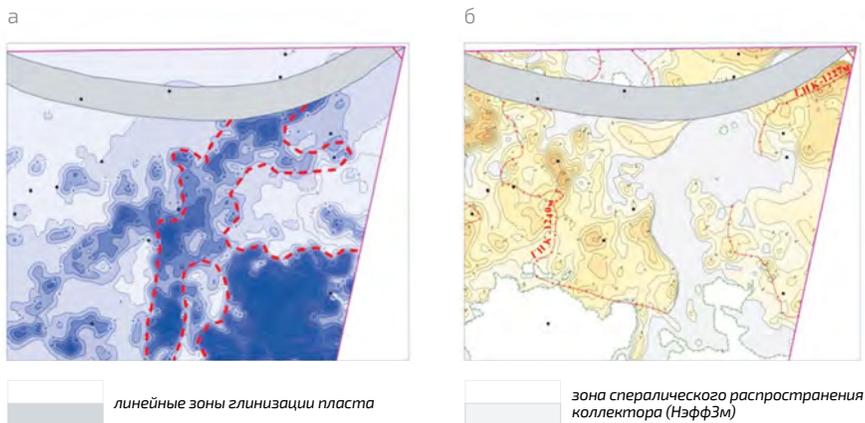


Рис. 7.20. Карты мощностей литотипов «засоленный неколлектор» (а) и «коллектор» (б) (рис. 5 из [Осипова и др., 2016])

Результаты учета фактора засоления резервуаров при планировании разработки Верхнечонского месторождения являются одними из самых значимых результатов сотрудников ТННЦ в рамках рассматриваемого направления.

Результаты лабораторных исследований керна изложены в работах сотрудников ТННЦ [Специальные исследования..., 2010; Виноградов и др., 2013; Гринченко и др., 2013; Загоровский и др., 2015]. Результаты планирования разработки – в статьях [Гордеев и др., 2013; Гринченко, 2013].

Данные результаты стали основой кандидатской диссертации В. А. Гринченко, успешно защищенной им в 2013 году [Гринченко, 2013]. Краткая их формулировка приведена в разделе «Основные выводы и рекомендации»:

- Разработана методика исследования выработки запасов нефти в засоленных коллекторах при заводнении, которая включает в себя проведение потоковых экспериментов по рассолению на керне, аналитическую обработку экспериментов с получением входных данных для моделирования, исследования на детальных синтетических моделях с описанием процессов выработки запасов нефти в засоленных коллекторах в динамике, численные исследования на полномасштабной модели с получением оценок изменения КИН и технологических показателей разработки в результате рассоления.
- Описаны процессы рассоления в динамике. Выявлены основные факторы, влияющие на выработку запасов нефти. Установлено, что:
 - процессы рассоления оказывают влияние на изменение реологии агента закачки (пресной воды), увеличивается минерализация и вязкость воды. На фронте вытеснения формируется зона предельной минерализации воды, что улучшает характеристику вытеснения: увеличивается время безводной работы скважин, увеличивается добыча за безводный период;
 - процессы рассоления меняют структуру порового пространства, увеличивая пористость и проницаемость породы. За фронтом вытеснения образуются высокопроницаемые промытые каналы, в результате ускоряются темпы обводнения, снижается коэффициент охвата после прорыва воды и конечный КИИ.
- Дана оценка влияния процессов рассоления на величину извлечения нефти для Верхнечонского месторождения. Интегральная оценка потерь КИН из-за растворения солей в поровом пространстве составляет -3,6 %.
- Установлено, что влияние рассоления на нефтеотдачу зависит от степени и неоднородности засо-

лонения и проницаемости по площади и разрезу разрабатываемой зоны месторождения. Предложен метод повышения эффективности выработки запасов нефти в засоленных коллекторах при заводнении, который заключается в организации адресной закачки высокоминерализованной воды в нагнетательные скважины после начального периода закачки воды низкой минерализации. Предложен ОПР по закачке высокоминерализованной воды на Верхнечонском месторождении. Накопленный эффект от реализации мероприятия может составить более 0,2 млн т нефти.

7.5. Новые перспективные объекты

В заключение настоящего раздела следует отметить очень интересные и важные в практическом отношении результаты, связанные с открытием новых продуктивных горизонтов в районе Среднеботуобинского месторождения. Это [Новые продуктивные..., 2018; Плюснин, 2018]:

- арылахский продуктивный горизонт,
- аналог хамакинского продуктивного горизонта.

Согласно данным Л. В. Торгашовой с соавторами, в результате бурения разведочной скважины 110Р в 2016 году была установлена продуктивность глинисто-карбонатного пласта в верхней части курсовской свиты. При испытании данного интервала с применением глинисто-кислотной обработки получен смешанный приток нефти и пластовой воды дебитом 18,7 м³/сут. Пласт получил название «арылахский» в честь включающей его одноименной пачки, выделенной П. Н. Колосовым в составе курсовской свиты. По данным А. П. Вилесова и А. В. Плюснина, пласт образован чередованием доломитов, мергелей и аргиллитов. Он является маркирующим и имеет значение для корреляции разрезов курсовской свиты в районе исследования (см. часть I). Ранее объект считался бесперспективным. Арылахский горизонт залегает ниже

регионального стратиграфического несогласия внутри курсовской свиты (предпоздненепско-тирской эрозионной поверхности – см. часть I). В период предпоздненепско-тирской эрозии происходил размыв нижне-непских отложений, включающих арылахский горизонт. Интенсивность размыва нарастала в северо-западном направлении, вплоть до полной денудации отдельных стратиграфических уровней (рис. 7.21).

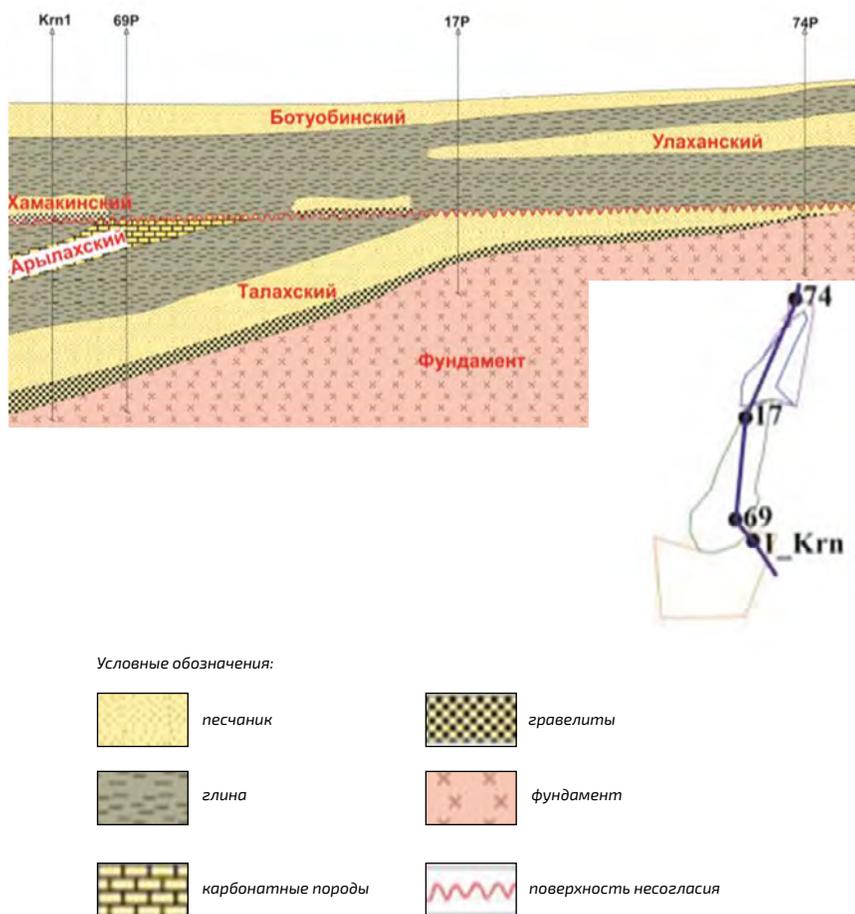


Рис. 7.21. Принципиальный геологический разрез курсовской свиты Среднеботуобинского месторождения (рис. 2 из [Новые продуктивные..., 2018])

Наличие коллектора в арылахском горизонте предположительно связано с процессами гипергенеза в области выхода пород на эрозионную палеоповерхность. В керне, отобранном из объекта непосредственно под эрозионной палеоповерхностью (скв. 116Р), отмечаются прослои доломита неравномерно кавернозно-пористого, неравномерно нефтенасыщенного по трещинам. В зоне, не затронутой палеогипергенезом, керн отобран в скв. Курунгская-1, где пласт образован аргиллитами и плотными доломитами. По данным сейсморазведки были закартированы условные линии начала и полного размыва арылахского горизонта.

Аналог хамакинского продуктивного пласта на месторождении залегает выше арылахского продуктивного горизонта непосредственно на региональной эрозионной поверхности – см. часть I. Из него также впервые на месторождении был получен промышленный приток углеводородов. Этот пласт имеет небольшую мощность и сложное строение. Согласно [Плюснин, 2018] пласт образован чередованием алевролитов глинистых, разномзернистых, преимущественно мелкозернистых, с пятнистым доломитовым цементом и разномзернистых, преимущественно средне-крупнозернистых песчаников с примесью зерен мелкой гравийной размерности. В основании элементарного циклита лежат грубо-крупнозернистые песчаники, в кровле до алевропесчаников и алевролитов.

Глава 8

**ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ**

В результате успешных геологоразведочных работ, проведенных еще в советский период освоения Сибирской платформы, основные ресурсы вендского терригенного комплекса уже были вовлечены в сферу геологоразведочных работ. Поэтому в настоящее время основным объектом прироста запасов углеводородов считается карбонатный комплекс венда – нижнего кембрия [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1989; Шемин, 2008 и др.]. Специалисты ТННЦ исследовали карбонатные продуктивные резервуары на Верхнечонском и Среднеботуобинском месторождениях, поскольку они являются дополнительными объектами прироста нефтегазодобычи. В главе последовательно рассмотрены:

- результаты исследований преобразенского пласта,
- результаты исследований юряхского горизонта,
- результаты исследований осинского горизонта,
- вновь выявленные объекты в вендском карбонатном комплексе.

8.1. Преобразенский пласт

Рассматриваемый пласт перспективен только в центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, поэтому специалистами ТННЦ он изучался только на Верхнечонском месторождении. Данному вопросу посвящены работы [Вилесов, Воробьев, 2012; Воробьев, Вилесов, 2012].

Литологическая характеристика объекта детально рассмотрена в статье [Вилесов, Воробьев, 2012]. Авторами были выполнены послойные керновые и петрографические исследования по 16 скважинам 1, 2, 4 и 5-го

блоков Верхнечонского месторождения, вынос керна по которым составляет 97 %. В ходе их по структурным особенностям пород с применением лабораторных исследований минерального состава были выделены генетически и структурно однородные осадочные единицы – литогенетические типы (ЛГТ) пород. В результате их исследований было установлено, что формирование отложений преобразенского пласта происходило в четырех фациальных обстановках. По направлению от бассейна осадконакопления к суше они располагались в порядке, приведенном на рис. 8.1. Каждая фация характеризуется специфическими ЛГТ. В разрезе преобладают породы верхней сублиторали и приливо-отливных равнин, доля которых составляет около 90 % объема пласта. Все породы представлены доломитами.

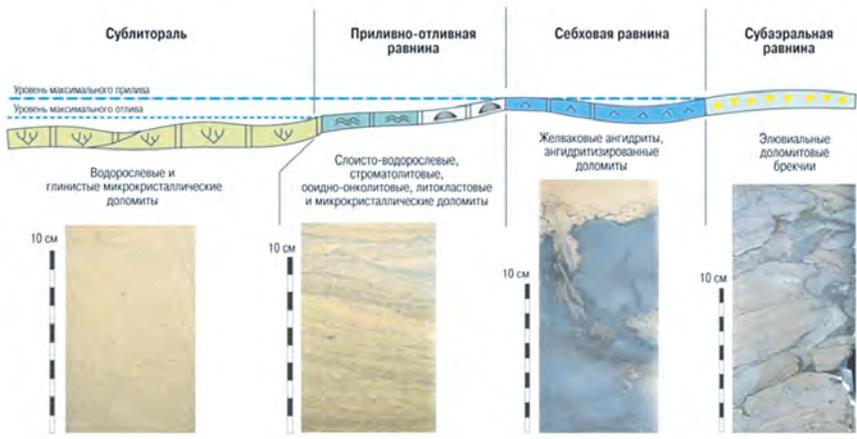


Рис. 8.1. Схема обстановок осадконакопления преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения с наиболее характерными ЛГТ (вертикальные срезы керна) (рис. 2 из [Вилесов, Воробьев, 2012])

Фотографии вертикальных срезов керна с характерными ЛГТ приведены на рис. 8.2-I, а фотографии шлифов – на рис. 8.2-II.

Вторичные преобразования пород в преобразенском пласте представлены следующими видами:

- перекристаллизация доломита,

- сульфатизация,
- галитизация,
- стилолитизация,
- трещинообразование.

Из них положительную роль в процессе формирования пустотного пространства резервуара сыграли перекристаллизация и трещинообразование. Остальные процессы привели к уменьшению числа и размеров открытых пор.

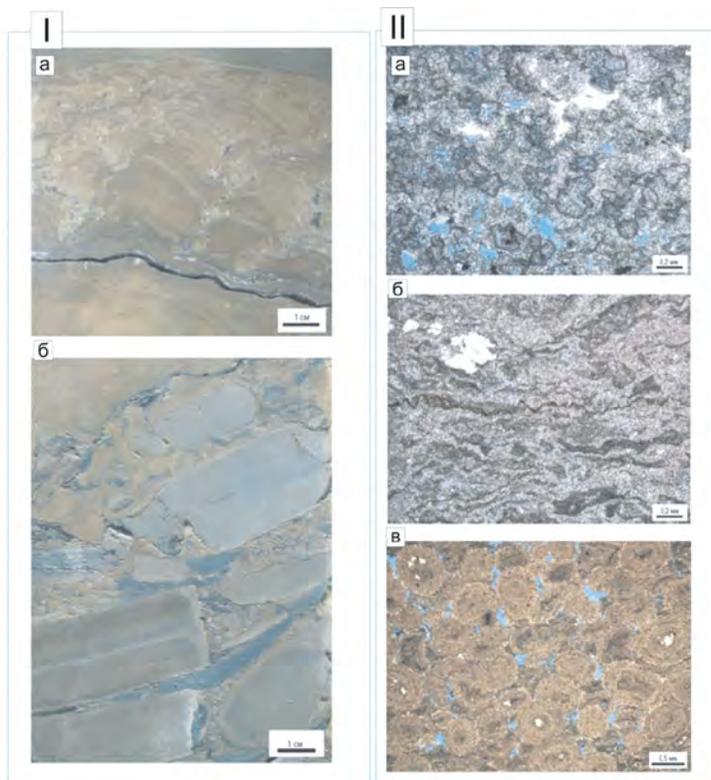


Рис. 8.2. Фото вертикального среза ядра пород преобразенного пласта – I.
 Фото шлифов пород преобразенного пласта – II
 (Рис. 4, 3 из [Вилесов, Воробьев, 2012])

Подрисучные подписи к рис. I: а – доломит строматолитовый, внизу пластовый, сверху столбчатый, с искривленными ветвящимися столбиками; б – субазральная доломитовая брекчия в нижней части горизонта, угловатые обломки сцементированы глинистым и глинисто-карбонатным материалом.

Подрисучные подписи к рис. II: а – доломит водорослевый со структурой бафлстоун, поры (голубой цвет) распределены неравномерно, имеют неправильную форму и различные размеры, часть пор (белый цвет) залечены галитом (увеличение 50х); б – доломит слоисто-водорослевый со стилолитизированными прожилками органического материала и гнездами ангидрита (белый цвет) (увеличение 50х); в – доломит онколитовый, с межформенными порами, в центре отдельных онколитов – галит и гипс (белый цвет) (увеличение 25х).

Геологическая модель пласта приведена в работе [Воробьев, Вилесов, 2012]. Там отмечено, что объект исследования залегает на аргиллитах непской и глинистых доломитах тирской свит. Образование первых происходило в спокойных гидродинамических условиях бассейна нормальной солености (сублитораль), вторых – в условиях верхней сублиторали с привносом глинистого и алевритистого материала.

В разрезе самого преобразованного горизонта, относящегося к нижней части катангской свиты, по всем скважинам, в которых отбирался керн, снизу вверх уверенно выделяются четыре литологические пачки (рис. 8.3):

- строматолитов пластовых с субаэральными брекчиями в кровле;
- переслаивания, сложенные тонкоритмичным чередованием пелоидных/водорослевых доломитов и доломитов микрокристаллических;
- водорослевых и слоисто-водорослевых доломитов;
- доломитов с прослоями себховых ангидритов.

В статье описана методика палеоморфологических реконструкций и приведены карты распределения мощностей выделенных пачек. Отмечено, что увеличение толщин пачки доломитов, сульфатизированных в условиях себховой равнины, позволяет предполагать в северном направлении развитие субаэральной равнины на конец формирования пласта Пр и, как следствие, наличие перерыва в осадконакоплении.

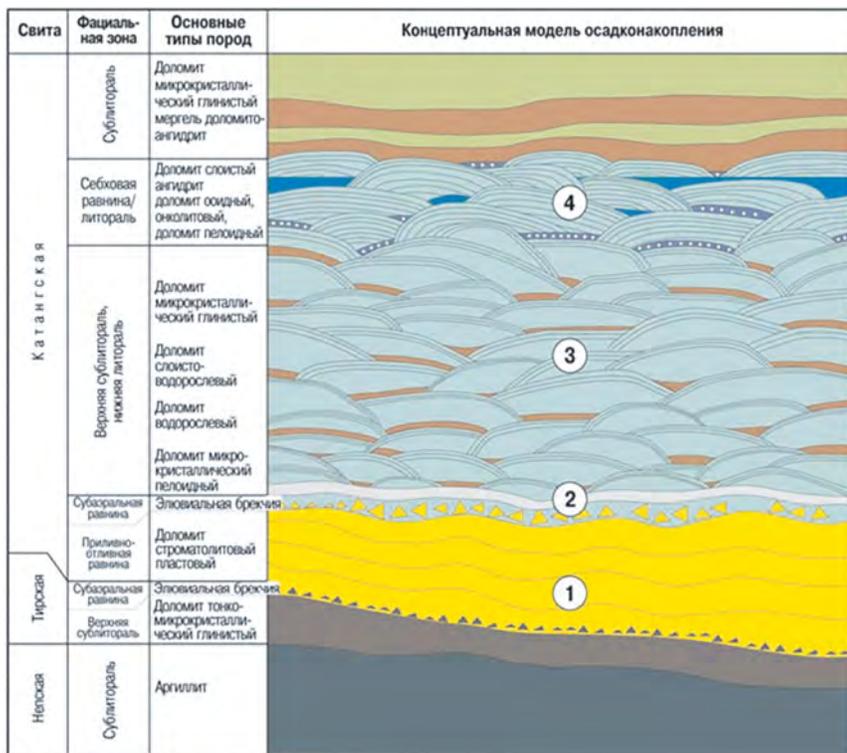


Рис. 8.3. Концептуальная модель формирования преобразенского продуктивного горизонта (рис. 2 из [Воробьев, Вилесов, 2012])

8.2. Юряхский горизонт

Результатам изучения геологии и нефтегазоносности юряхского продуктивного горизонта на Среднеботуобинском месторождении посвящена статья П. А. Оленича, И. А. Бухаровой, М. С. Новиковой, Г. О. Хорольского, А. С. Чиргуна [2021], в которой подведены первые итоги его исследования. В статье отмечается, что хотя запасы юряхского горизонта на данный момент не числятся на государственном балансе, однако в ряде скважин наблюдались различные признаки продуктивности (нефтенасыщенный керн, незначительные притоки углеводородов при испытании и опробовании). Поскольку в данном районе в юряхском

горизонте уже открыты залежи углеводородов, исследование его является весьма актуальной задачей.

Юряхский горизонт приурочен к кровле вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса, перекрывающегося галогенно-сульфатно-карбонатными породами билирской свиты. От вышележащего осинского пласта его отделяет небольшая карбонатная пачка в подошве билирской свиты мощностью от 0,5 м до 5,2 м, составляя в среднем 3 м. Юряхский горизонт и его стратиграфический аналог (усть-кутский) повсеместно распространены на территории Непско-Ботуобинской антеклизы и представлены доломитами и известняками, нередко породы в различной степени сульфатизированы и засолены. В пределах горизонта выделены два основных циклита — Ю-I+Ю-II (Ук-I) и Ю-III (Ук-II), разделенные между собой глинистой перемычкой мощностью до 20 м (рис. 8.4).

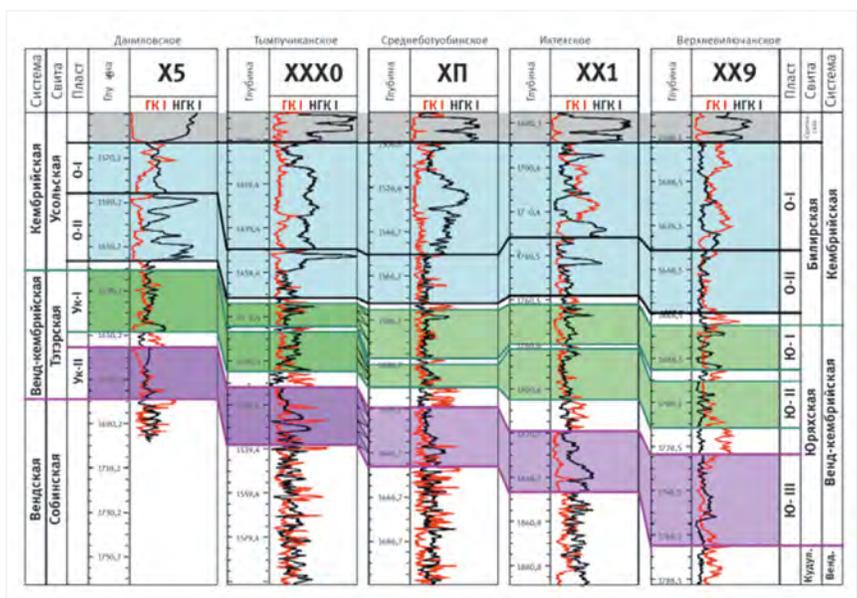


Рис. 8.4. Схема корреляции пластов юряхского и осинского горизонтов по месторождениям Непско-Ботуобинской антеклизы (рис. 2 из [Геологическое строение..., 2021])

В рассматриваемой статье отмечено, что отличительной особенностью строения пласта Ю-III для данной территории является наличие органогенных построек (биостромов), приуроченных к выступам фундамента. По данным керна скважины Сбт-ХП, биостромы представлены кавернозными дендролитами – окаменелыми останками водорослей, на поверхности которых развивались известьосаждающие бактерии. Некоторые исследователи отмечают, что скважины, давшие значительные притоки углеводородов из юряхского (усть-кутского) горизонта, пробурены как раз в зонах погребенных выступов фундамента (Гайдук, Филичев, 2018). Можно предположить, что в юряхское время выступы фундамента были ярко выражены в рельефе; в пределах выступов активно формировались биогермные постройки и накапливались продукты их разрушения.

Далее в рассматриваемой статье высказана важная гипотеза: распространение коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в пласте Ю-III ожидается только в пределах выступов фундамента, и по мере удаления от них ФЕС резко ухудшаются. На Среднеботуобинском месторождении она подтверждается данными скважин. На большей части площади пласт Ю-III представлен непроницаемыми микрокристаллическими доломитами, и только в скважинах Сбт-ХП и Сбт-ЗХ, приуроченных к выступам фундамента, выделяется коллектор мощностью до 11 м (при общей мощности пласта 20 м).

По данным сейсморазведки МОГТ 3D выступы фундамента отображаются на горизонтальных срезах кубов разных модификаций как кольцевые элементы и картируются довольно четко. Одним из прогнозных параметров для выделения и геометризации зон распространения органогенных построек в межскважинном пространстве выбран структурный параметр, а именно – карта углов наклона по кровле фундамента. Структурный фактор, контролирующей области развития органогенных построек, является основным. Комплексная интерпретация данных керна, ГИС и сейсморазведки позволила авторам выделить пред-

полагаемые области развития органогенных построек. В пределах Среднеботуобинского месторождения выявлено несколько небольших зон, аналогичных районам скважин Сбт-ХП и Сбт-ЗХ (рис. 8.5), где ими спрогнозированы улучшенные ФЕС и углеводородное насыщение в интервале нижнеюрхского пласта.

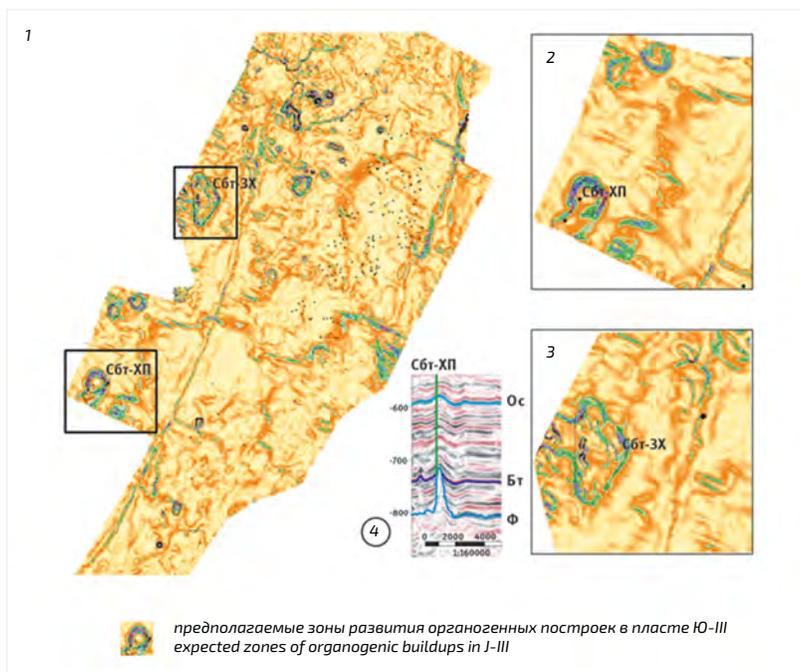


Рис. 8.5. Картирование зон выступов фундамента по данным сейсморазведки МОГТ 3D (рис. 3 [Геологическое строение..., 2021])

Условные обозначения: 1 – карта углов наклона поверхности фундамента; 2 – положение скважины Сбт-ХП; 3 – положение скважины Сбт-ЗХ; 4 – сейсмический разрез через скважину Сбт-ХП

Еще одним важным результатом работы [Геологическое строение..., 2021] была оценка зависимости $K_{np}(K_n)$ с целью отнесения запасов к трудноизвлекаемым (ТРИЗ). Полученная зависимость удовлетворяет всем требованиям соответствующего приказа: пласт освещен керном равномерно по площади и по разрезу, количество образцов – 849, вынос керна из интервалов отбора составляет более 75 %. Коэффициент корреляции связи $K_{np}(K_n)$ –

0,88. Отнесение запасов пласта Ю-I+Ю-II к ТриЗ позволит снизить налоговую нагрузку на недропользователя посредством получения льготы со стороны государства, что может сделать будущую разработку пласта более рентабельной.

8.3. Осинский горизонт

В настоящее время именно с осинским горизонтом связаны основные перспективы прироста ресурсов углеводородов в венд-нижнекембрийском карбонатном комплексе. Результатам его изучения на Верхнечонском месторождении посвящены статьи [Воробьев и др., 2013; Воробьев и др., 2014].

Статья 2013 года в основном посвящена литологии и условиям формирования осинского горизонта. Согласно опубликованным результатам в ходе послонных и петрографических исследований в пласте Ос выделены следующие структурно-генетические типы пород:

- водорослевые доломиты и известняки со структурой бафлстоун и баундстоун – сформированы разнообразными литифицированными кустистыми формами водорослей;
- тонкокристаллические доломиты с тонкой и линзовидно-узловатой слоистостью, с реликтами водорослей и пелоидов;
- слоисто-водорослевые доломиты и известняки со структурой байндстоун – сформированы нитчатymi формами водорослей;
- ооидные и онколитовые доломиты, известняки – сложены изометричными или удлинненными окатанными зернами – ооидами – мелкой и средней размерности (0,1–0,5 мм) и концентрическими микробиальными зернами – онколитами;
- литокластовые доломиты и известняки – сложены разнообразными обломками (литокластами, интракластами) водорослевых корок песчаной и гравийной размерности (до 6 мм), послонно ориентированными удлинненными и изометричными,

неравномерно перекристаллизованными до мелко-среднекристаллического доломита;

- пеллоидные и водорослево-пеллоидные доломиты и известняки – сложены изометричными комочками микро- и тонкокристаллического кальцита и доломита;
- микрокристаллические доломиты – сложены плотно упакованными кристаллами доломита размером до 0,01 мм, реже более 0,01 мм. Слоистость тонкая, неправильная, волнистая;
- строматолитовые доломиты – сложены кристаллами тонкой и микритовой размерности. Тонкая ламинарная слойчатость проявляется в чередовании плотных микрокристаллических и микропористых тонко-микрокристаллических зон;
- доломитовые брекчии по генезису являются в породах литорали элювиальными, в органогенных доломитах – волноприбойными. Толщина слоев брекчий может достигать 0,3 м. Обломки в брекчии угловатые, различных размеров; по структуре тонко-микрокристаллические, органогенно-водорослевые и строматолитовые;
- желваковые ангидриты – обычно яснокристаллические, с таблитчатой формой кристаллов, плотные, с реликтовыми включениями доломита размером от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров. В доломитах просматривается слоисто-водорослевая и строматолитовая структура. Макроскопически ангидриты формируют желваковую и узловатую слоистость;
- разнокристаллические доломиты – выделены в отдельную структурную группу пород с несохранившейся первичной структурой. В строении этого типа преобладают кристаллические форменные элементы с редкими реликтами первичных аллохем.

Фотографии основных структурно-генетических типов пород, слагающих осинский горизонт на Верхнечонском месторождении, приведены на рис. 8.6.

Накопление пород осинского пласта происходило в следующей закономерной системе фациальных обстановок (по направлению от бассейна осадконакопления к континенту) (рис. 8.7):

- сублитораль и верхняя сублитораль,
- забиогермная лагуна,
- литораль (приливно-отливная равнина),
- себха (соляная равнина),
- субаэральная равнина.

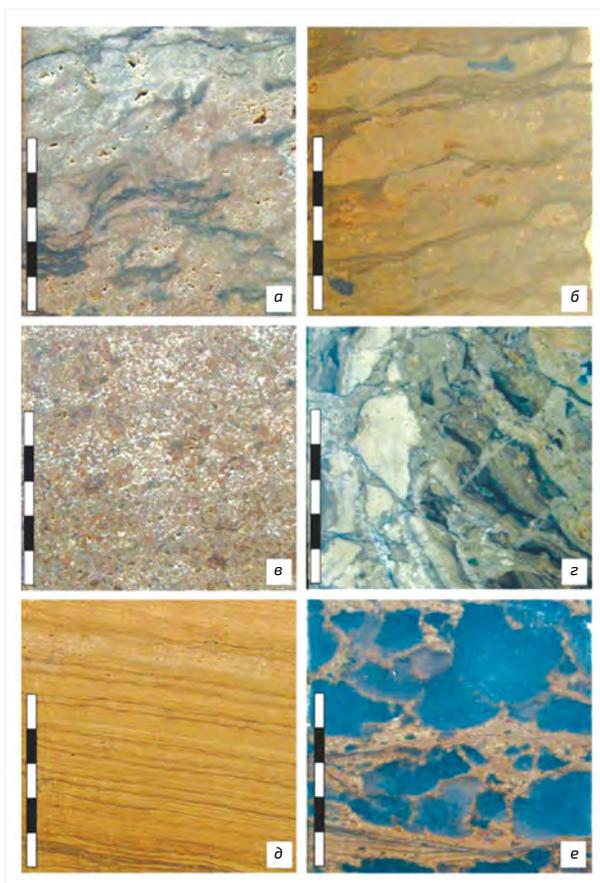


Рис. 8.6. Основные типы пород осинского горизонта
(рис. 4 из [Воробьев и др., 2013])

Условные обозначения: а – доломит водорослевый органогенный; б – доломит тонко-микрoкристаллический линзовидно-слоистый; в – доломит ооидно-литокластовый; г – доломитовая брекчия; д – слоисто-водорослевый доломит; е – ангидрит желваковый, развитый по слоисто-водорослевому доломиту

Каждая фациальная зона характеризуется специфичным комплексом структурно-генетических типов пород (описание которых дано выше), отражающим условия осадконакопления. Обозначенный фациальный ряд менялся в течение осинского времени.



Рис. 8.7. Концептуальная седиментологическая модель формирования осинского горизонта (рис. 5 из [Воробьев и др., 2013])

В ходе фациального анализа авторами был получен очень важный результат: была выявлена высокая степень внутренней неоднородности осинского пласта, которая не отражалась в изменениях общей мощности. Ими было установлено, что мощность биогермной пачки – потенциально наилучшего коллектора – меняется в несколько раз, а изменения эти компенсируются обратными изменениями перекрывающей ее межбиогермной пачки (рис. 8.8).

Полученная в результате такой интерпретации карта мощности биогермной пачки приведена на рис. 8.9.

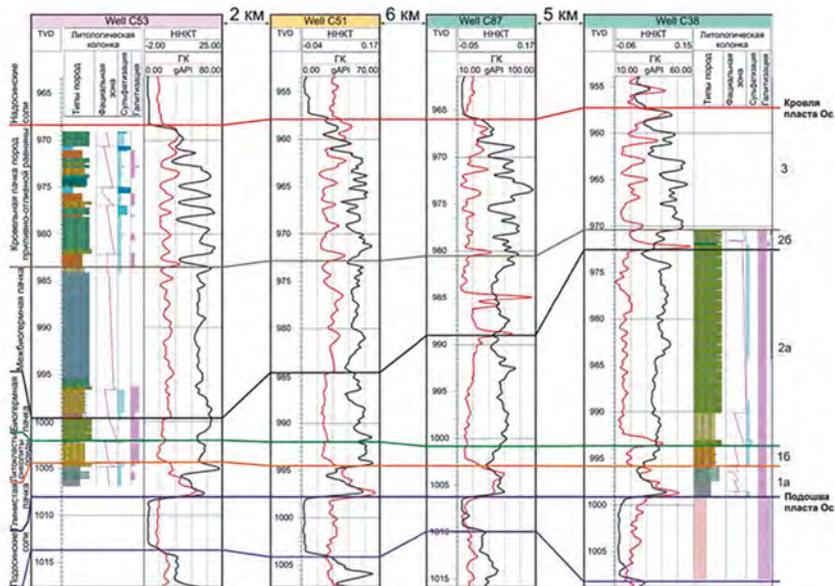


Рис. 8.8. Каротажные образы пачек осинского горизонта (рис. 6 из [Воробьев и др., 2013])

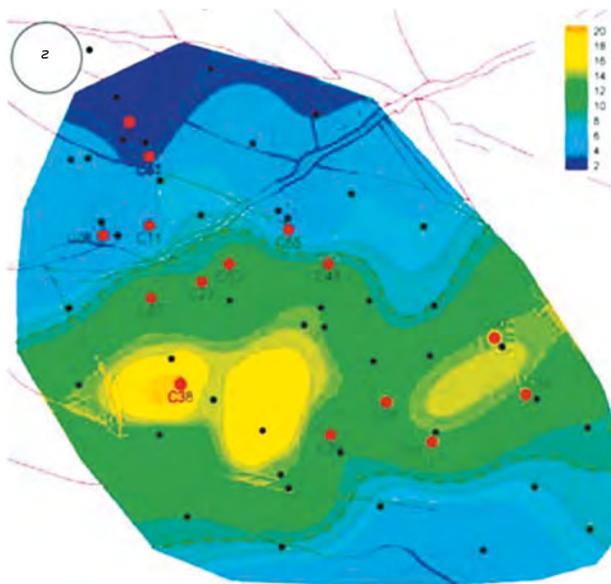


Рис. 8.9. Карта мощности биогермной пачки (фрагмент рис. 7 из [Воробьев и др., 2013])

На приведенной карте четко выделяется зона развития осинского биогерма на Верхнечонском месторождении. Продуктивность его, по мнению авторов, должна быть связана в первую очередь с зонами выщелачивания солей, заполняющих большинство крупных пустот биогермов. В ранее опубликованных работах приведены данные преимущественно по Талаканской барьерной зоне органогенных построек [Мельников и др., 2005; Кузнецов и др., 2000 и др.] осинского продуктивного горизонта. Считалось, что водорослевые биогермы в мелководной зоне внутреннего шельфа имеют небольшие размеры и расположены неупорядоченно. Авторами статьи показано, что малоамплитудные барьерные биогермные системы присутствуют и во внутренней зоне карбонатной платформы. Данный факт является весьма важным для понимания строения осинского горизонта и процессов формирования биогермных построек региона. По всей видимости, барьерные биогермные системы во внутренней зоне платформы могут быть обнаружены и на ряде других площадей нефтегазоносной провинции.

Из проанализированной работы следует, что для прогноза продуктивности описанных биогермных построек необходимо выявление вторичных факторов, улучшающих их ФЕС. Решению данной задачи посвящена работа [Воробьев и др., 2014]. В статье отмечено, что породы осинского горизонта претерпели разнообразные постседиментационные изменения, оказывающие как положительное, так и отрицательное воздействие на формирование пустотного пространства резервуара (рис. 8.10). К положительным вторичным изменениям относятся метасоматическая доломитизация и перекристаллизация, растворение и выщелачивание, трещинообразование, к отрицательным – сульфатизация, засолонение, компакция (уплотнение), кальцитизация, сульфидная минерализация. Неоднозначно проявляется окремнение: с одной стороны, оно заметно снижает первичные фильтрационно-емкостные свойства пород, с другой – уменьшает их пластичность и способствует образованию микротрещин.

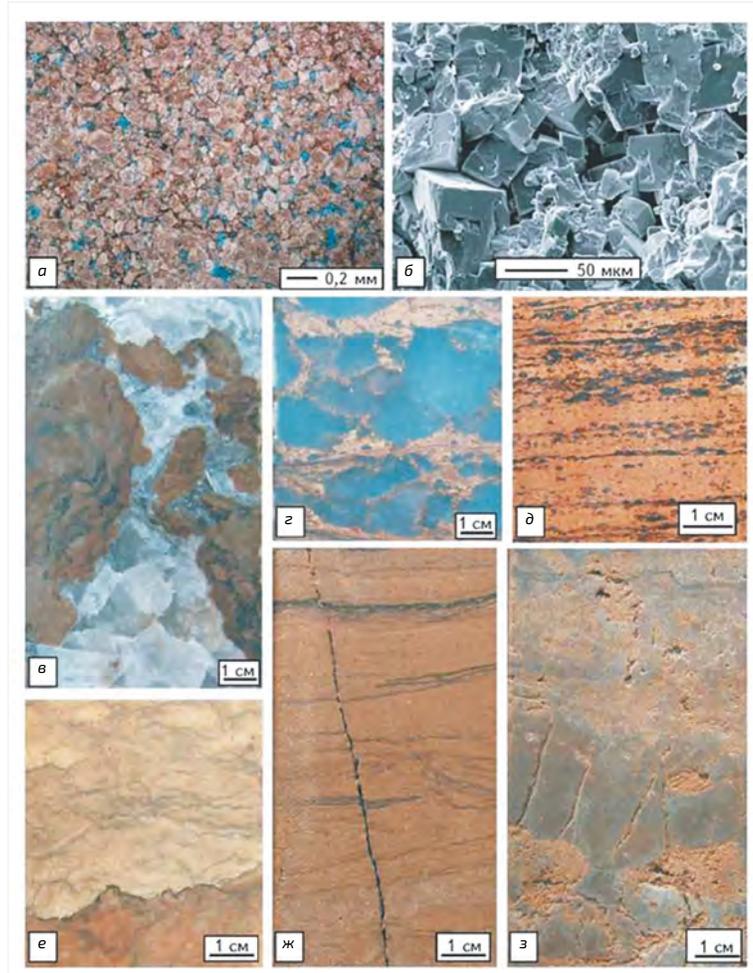


Рис. 8.10. Основные постседиментационные изменения пород осинского продуктивного горизонта в пределах Верхнечонского месторождения (рис. 5 из [Воробьев и др., 2014])

А – метасоматическая доломитизация, Б – перекристаллизация, В – выщелачивание, растворение и заполнение пустот галитом, Г-Д – сульфатизация, Е – стилолитизация, Ж – образование тектонических трещин, З – пятнистое выщелачивание и формирование коротких литогенетических трещин деформации по слоистости

Далее в статье отмечено, что растворение и выщелачивание играют ведущую роль в увеличении фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород. Для осинского продуктивного горизонта наиболее значительный этап формирования пустот растворения и выщелачивания

(каверн, полостей) связан с попаданием пород биогермной пачки в субаэральные условия в средней части осинского времени. В дальнейшем процессы растворения и кристаллизации неоднократно и с различной интенсивностью проявлялись на стадиях эпигенеза. Они связаны с действием элизонных вод, их движением в зоны разгрузки и тектонической активностью региона.

В статье приведена генетическая модель формирования коллекторов в осинском горизонте в результате вторичных процессов, обусловленных действием элизонных вод (рис. 8.11). Интересно отметить, что указанная модель построена на основе концепции, которую в свое время разработал дед одного из авторов – ведущий исследователь геологии и нефтегазодосности Сибирской платформы Валентин Николаевич Воробьев (Воробьев, Рыбьяков, 1986).

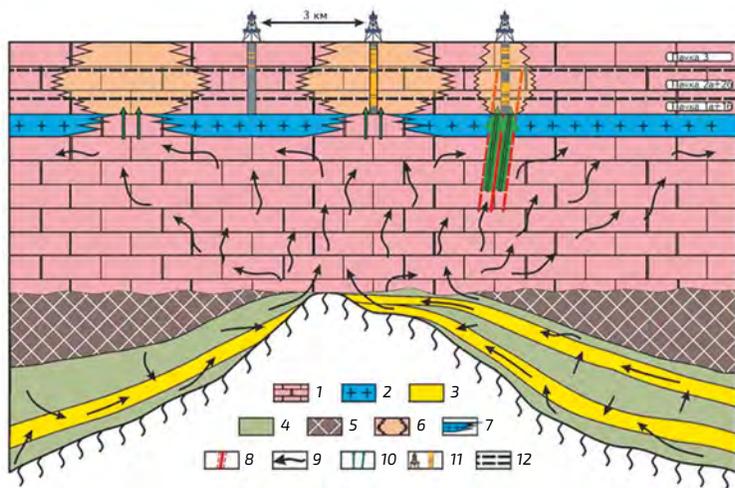


Рис. 8.11. Схема отжима и миграции седиментационных вод из венд-кембрийского терригенного комплекса к зонам разгрузки в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы (выполнено с использованием данных работы Воробьева, Рыбьякова (1986)) (рис. 6 из [Воробьев и др., 2014])

Основные обозначения: 1 – преимущественно карбонатные породы; 2 – подосинские каменные соли; 3 – коллекторы венд-кембрийского терригенного комплекса; 4 – глинистые отложения; 5 – непроницаемые породы тирской свиты; 6 – зоны активного выщелачивания осинского горизонта в районах сокращенных толщин подосинских солей и вблизи разломов; 7 – линия выклинивания солей; 8 – разломы и зоны трещиноватости; 9 – миграция седиментационных вод; 10 – пути проникновения элизонных вод в пласт Б; 11 – скважины Вехнечонского месторождения с результатами испытаний ГИС; 12 – границы пачек пласта Б,

Последние результаты исследований специалистами ООО «ТННЦ» и ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» осинского продуктивного горизонта на Среднеботубинском месторождении изложены в статьях [Литологическое строение..., 2021; Подходы к освоению..., 2021]. Основные результаты их сводятся к обнаружению, картированию и оценке продуктивности входящих в его состав патч-риффов.

Как отмечено в статье [Подходы к освоению..., 2021], в 2017 году в осинском подгоризонте по данным сейсморазведочных работ (СРР) 3D были открыты новые перспективные объекты – локальные карбонатные постройки типа патч-риффов. На сейсмическом разрезе данные объекты характеризуются в виде дополнительной прерывистой положительной фазы с резким затуханием посередине (рис. 8.12).

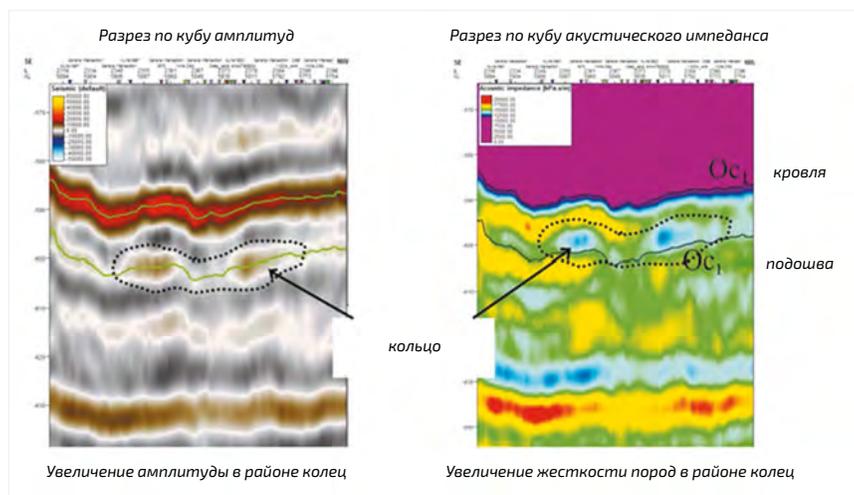


Рис. 8.12. Отображение патч-риффов в волновом поле (рис. 1 из [Подходы к освоению..., 2021])

По привязке данная фаза приурочена к нижней части верхнебилирской свиты (пласт O_{c1}). В плане на сейсмическом срезе амплитудного куба данные объекты проявляются в виде кольцевых структур размером 1–3 км (рис. 8.13).

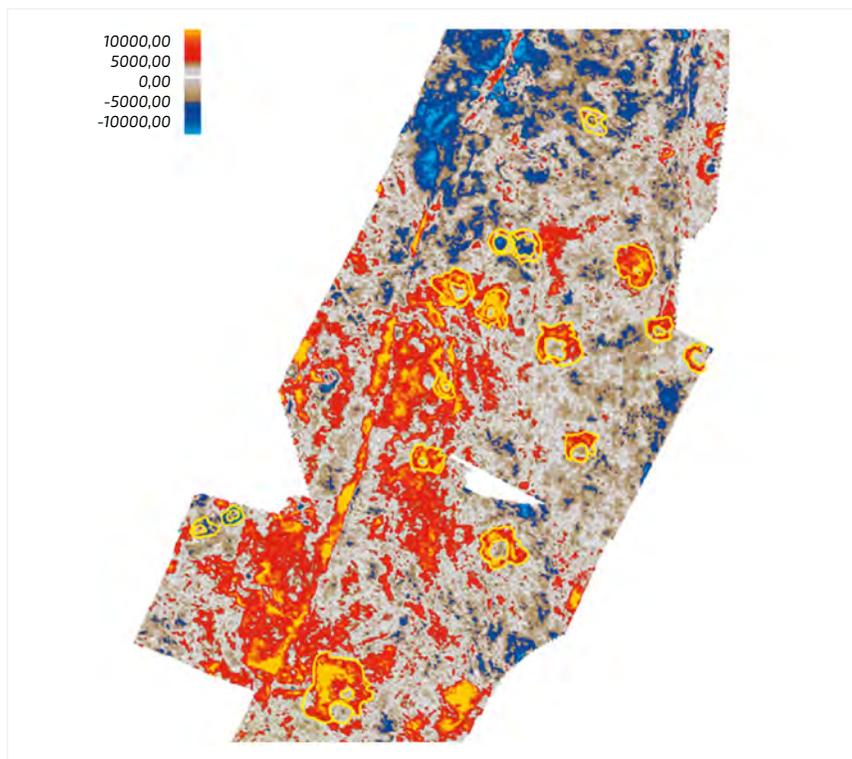


Рис. 8.13. Отображение кольцевых структур, соответствующих патч-рифам на срезе амплитудного куба, проходящего на 12 мс ниже отражения, соответствующего кровле пласта O_1 (рис. 2 из [Подходы к освоению..., 2021])

При анализе керна материала авторами [Там же] отмечено, что в исследуемом разрезе выделены следующие фациальные комплексы:

- открытый мелководный шельф, включающий в себя собственно органогенную постройку и сопутствующие ей отложения,
- лагуна,
- приливно-отливная равнина (делится на верхнюю и нижнюю зоны),
- супралитораль.

В разрезе данных комплексов выделяются 10 фаций (рис. 8.14, 8.15), наиболее перспективными из которых

с точки зрения наличия коллектора и газонефтедобычи являются краевая зона органогенной постройки, нижняя литораль и шлейф рифа (рис. 8.16).

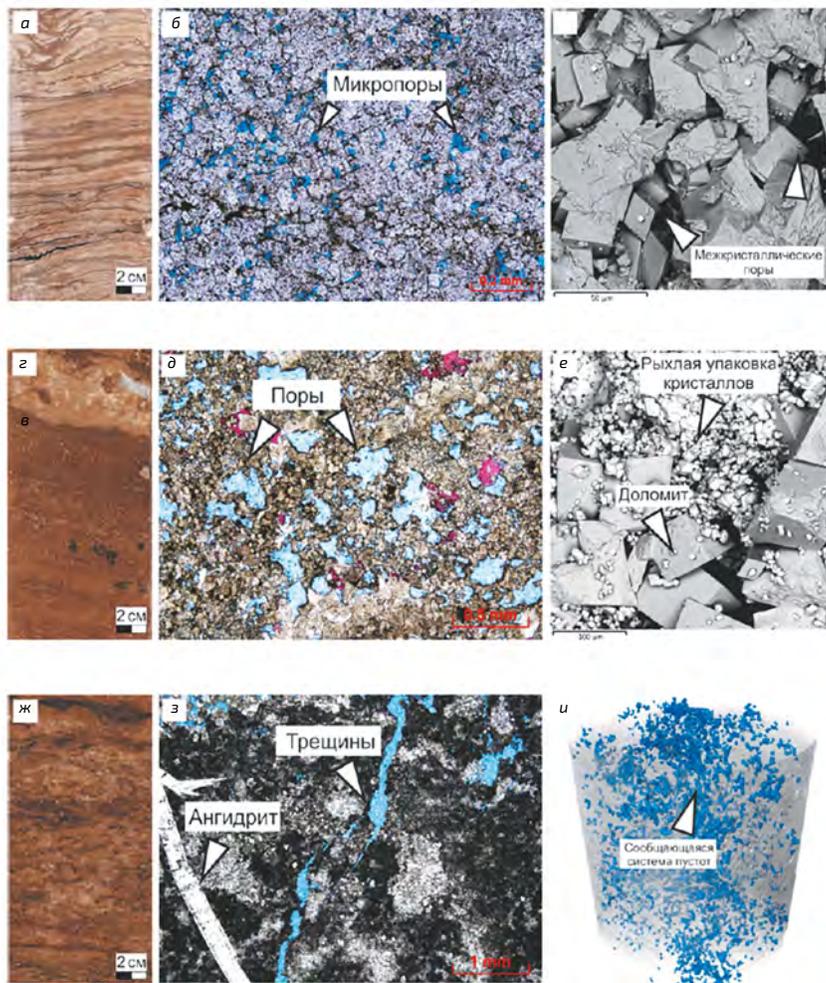


Рис. 8.14. Литологическая характеристика перспективных фаций (рис. 6 из [Подходы к освоению..., 2021])

Основные обозначения: а – доломит тонко-микрористаллический, строматолитовый со структурой байндстоун; б – микропорный тип коллектора (фото шлифа, увеличение 100 крат); в – межкристаллические поры в доломите (снимок в растровом электронном микроскопе, увеличение 760 крат); г – доломит тонкокристаллический, разнозернистый со структурой грейнстоун; д – поровый тип коллектора (фото шлифа, увеличение 50 крат); е – доломит разнокристаллический, рыхлоупакованный (снимок в растровом электронном микроскопе, увеличение 270 крат); ж – доломит известковистый, органогенный, микробильноводорослевый с зернистым заполнением со структурой баундстоун; з – проводящие трещины (фото шлифа, увеличение 25 крат); и – система сообщающихся пустот (томография полноразмерного образца ядра, диаметр 100 мм)

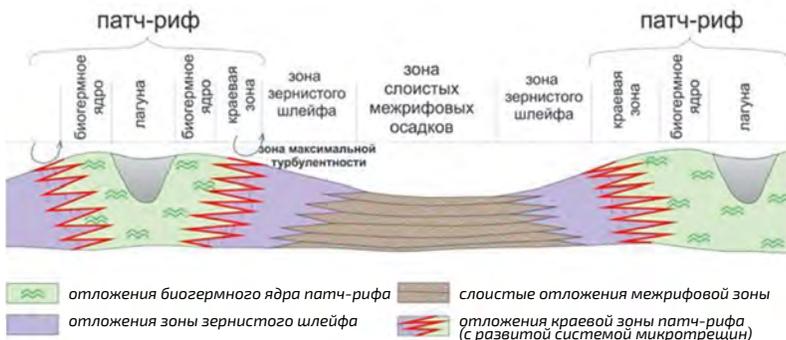


Рис. 8.15. Концептуальная модель строения шельфовых патч-рифов осинского подгоризонта Среднеботуобинского месторождения (рис. 6 из [Литологическое строение..., 2021])

С целью подтверждения в осинском горизонте зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в 2018 году в рамках опытно-промышленной разработки (ОПР-1) выполнен ГРП в четырех скважинах, в результате получены промышленно значимые притоки нефти от 4 до 22 т/сут [Там же]. Построена зависимость продуктивности скважин от удаленности кольцевых структур (патч-рифов) (рис. 8.17). Наилучшие притоки нефти были получены либо в пределах кольцевой структуры (краевая зона рифа), либо вблизи нее (зона зернистого шлейфа).

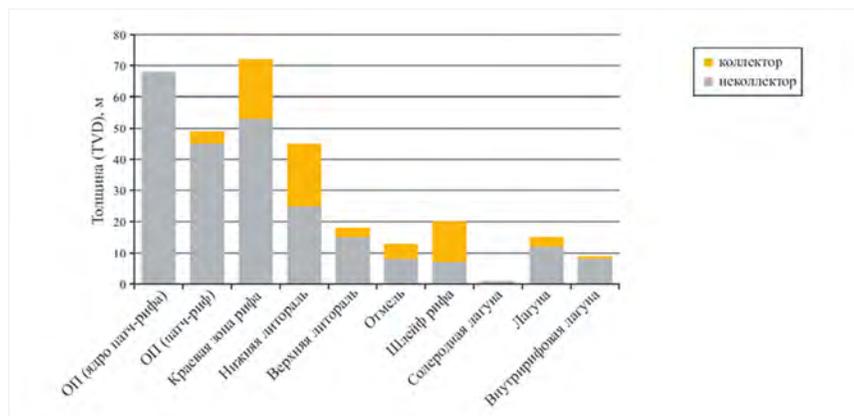


Рис. 8.16. Распределение коллектора по фациям (рис. 5 из [Подходы к освоению..., 2021])

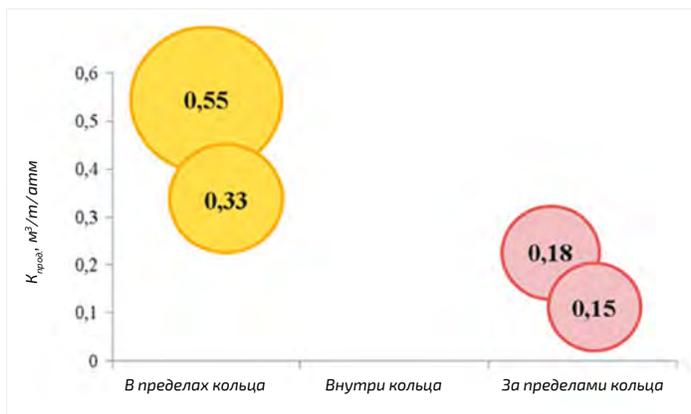


Рис. 8.17. Зависимость продуктивности скважин от удаленности патч-риффов (рис. 7а из [Подходы к освоению..., 2021])

Для апробации технологии горизонтального бурения на осинском подгоризонте Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения в 2019–2020 годах путем перевода с нижележащего объекта были пробурены два боковых горизонтальных ствола, в которых получены притоки нефти с дебитами от 57 до 138 т/сут. Оценка эффективности скважин показала, что продуктивность горизонтальных скважин на порядок выше продуктивности наклонно-направленных (рис. 8.18).

Скважины пробурены в пределах кольцевой структуры. Накопленные отборы на скважину за год превысили 10 тыс. т (рис. 8.19).

Дальнейшие перспективы развития данного объекта авторы статьи связывают с тиражированием бурения горизонтальных скважин в зонах с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (краевая зона рифа, зона зернистого шлейфа), доизучением осинского подгоризонта геофизическими исследованиями и кернавым материалом. Новый тип поисковых объектов отличается от классических рифовых построек и может быть выявлен на других месторождениях региона.

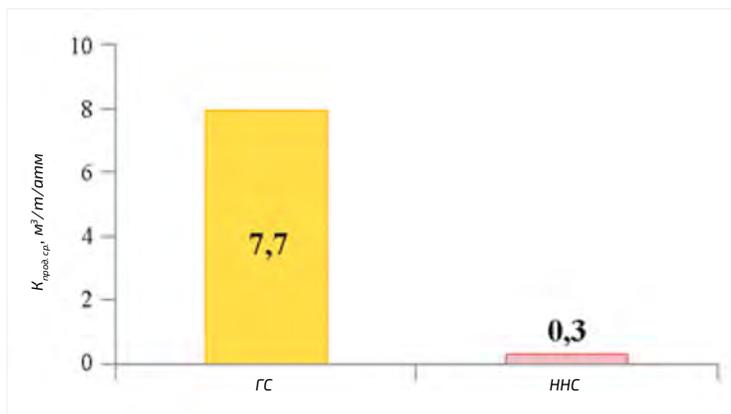


Рис. 8.18. Сопоставление продуктивности горизонтальных скважин (ГС) и наклонно-направленных (ННС) (рис. 76 из [Подходы к освоению..., 2021])

8.4. Новые перспективные пласты

В главе 7 уже отмечалось, что в результате поисково-разведочных работ на Среднеботуобинском месторождении в вендском терригенном комплексе были открыты новые продуктивные пласты.

В карбонатном комплексе венда также были сделаны новые открытия [Новые продуктивные..., 2018].

Базальная пачка успунской свиты

Продуктивность пачки впервые была установлена в 2017 году по результатам бурения скважины 115Р, в которой при испытании получен приток газа дебитом более 200 тыс. м³/сут. Базальная пачка трансгрессивно залегает на размытой поверхности верхнебюкской свиты (предданиловское стратиграфическое несогласие). Пласт приурочен к подошве успунской свиты и представлен на большей части площади глинисто-карбонатными разностями. В западной части месторождения в разрезе ряда скважин отмечаются терригенные, в основном глинистые отложения, вероятно, представляющие собой фацию заполнения врезанной долины. В разрезе скважин 115Р и 94 эрозионный врез заполнен кварцевым песчаником.

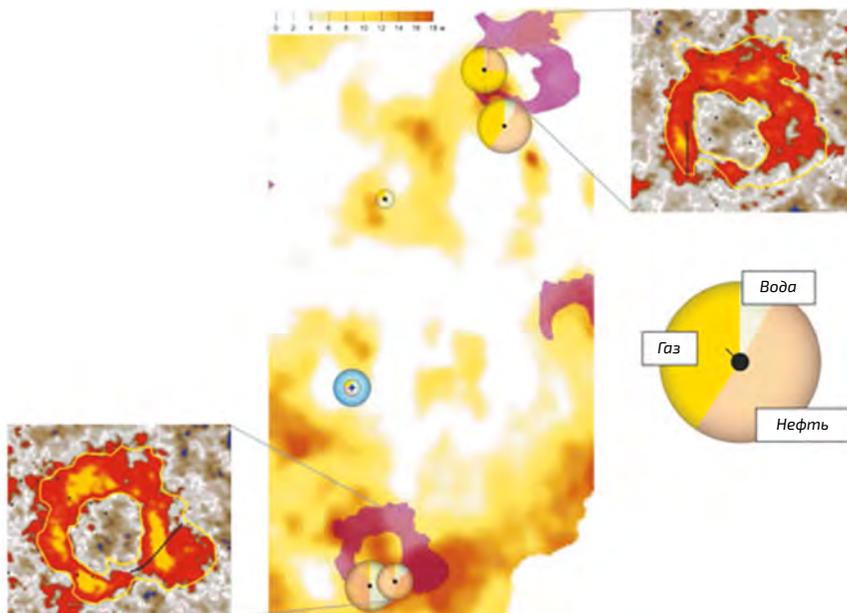


Рис. 8.19. Накопленные отборы нефти и газа на карте нефтенасыщенных толщин (рис. 8 из [Подходы к освоению..., 2021])

По данным А. П. Вилесова, в скв. 115Р интервал базального горизонта соответствует этапу формирования нижнеуспенского сиквенса. В его подошве залегают отложения врезанной долины – русловые песчаники и глинисто-алевритовые осадки поймы, – накопившиеся на трансгрессивном этапе формирования сиквенса. Врезанная долина образовалась на этапе низкого стояния относительного уровня моря (LST). Терригенные отложения заполнения русла перекрываются карбонатами мелководной сублиторали и литорали стадии высокого стояния относительного уровня моря.

В рамках интерпретации данных сейсморазведки был выполнен АВА-анализ в интервале базального горизонта, в результате которого установлено, что на амплитуду отражения от данного горизонта основное влияние оказывает толщина терригенной части вреза (Шаповалов и др., 2017). Прогноз пространственного распростра-

нения терригенной части выполнен по экспоненциальной зависимости общих толщин базального горизонта от комплексного параметра Fluid Factor, учитывающего параметры R0 (интерсепт) и G (градиент), с коэффициентом корреляции 0,75. Далее по полученной зависимости была рассчитана карта общей мощности базального горизонта, приведенная на рис. 8.20.

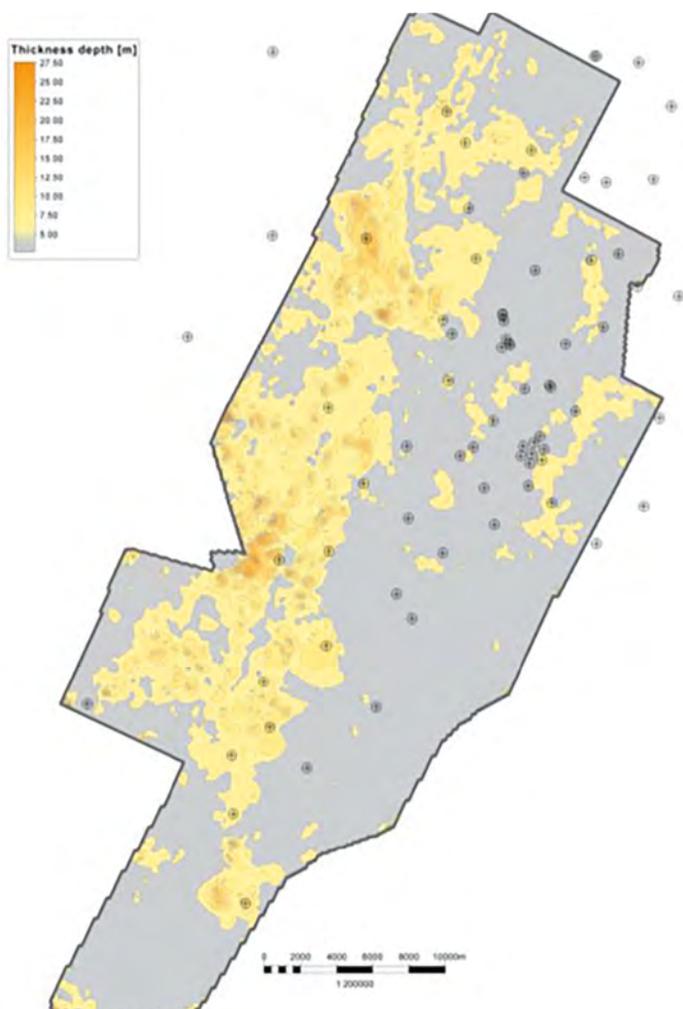


Рис. 8.20. Карта общей мощности базального горизонта успунской свиты (рис. 1 из [Новые продуктивные..., 2018])

Верхнебюкская подсвита

Глинисто-сульфатно-карбонатные породы верхней части бюкской свиты согласно перекрывают нижнюю часть, представленную песчаниками ботуобинского горизонта. Ранее отложения верхнебюкской подсвиты в пределах Ботуобинской зоны считались непродуктивными. Но по данным истории проводки старых разведочных скважин, а также по керновым данным новых скважин, отмечаются явные признаки существования в этом интервале неразведанных залежей углеводородов.

Так, при бурении разведочный скв. 18 в средней части верхнебюкской подсвиты отмечалось интенсивное поглощение бурового раствора до 60 м³/час и обильные нефтепроявления. По материалам ГИС уверенно выделяется пласт-коллектор с пористостью до 17 %. При прохождении описываемого интервала в скв. 86 зафиксировано интенсивное поглощение с газопроявлением, перешедшее в управляемое фонтанирование. Подобные поглощения бурового раствора отмечались также в скв. 5, расположенной в северной части месторождения. По данным керна из скв. 116Р, в доломитах нижней части подсвиты наблюдаются литогенетические трещины, заполненные битумом.

Перспективы верхнебюкской подсвиты связаны с трещинно-каверновым типом коллектора и локализуются в северной и центральной частях месторождения.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ

Как уже было отмечено выше, за период сопровождения геологоразведочных работ в Восточной Сибири специалистами ООО «ТННЦ» было выполнено двенадцать проектов на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений, по результатам реализации которых открыты два новых месторождения, ряд не известных ранее продуктивных объектов. Получен-

ный при этом значительный опыт стал предметом обобщения второй части монографии.

Опыт петрофизического моделирования

Главным результатом работ ТННЦ в этой области стала разработка петрофизической модели горизонта Вч Верхнечонского месторождения, основанной на комплексном использовании новых подходов к анализу засоленного керна и современного комплекса ГИС. Итогом выполненных исследований стало снижение ошибки прогноза проницаемости с 3-4 порядков (1994–2005) до 1 порядка (2011–2013).

Главным направлением дальнейшего развития является совершенствование петрофизической модели карбонатных отложений. Первые результаты в данном направлении уже получены. Возможно, что в дальнейшем также потребуются разработка новых способов исследования керна и применение новых методов ГИС.

Опыт фациального моделирования резервуаров

К принципиально важным в научном и практическом отношении результатам, полученным в ТННЦ в данной области, следует отнести:

- детальную концептуальную модель латеральной последовательности фаций, слагающих вендский терригенный комплекс. В соответствии с ней в его состав входят семь фациальных ассоциаций, формирующихся в континентальных, переходных и мелководно-морских обстановках;
- разработку научного подхода к учету фактора засоления при разработке терригенных резервуаров;
- результаты детализации внутреннего строения ботубинского пляжево-барового комплекса, имеющие важное практическое значение для планирования положения стволов горизонтальных скважин;
- положительные результаты апробации ранее известной идеи о связи между выступлениями фундамента и зонами повышенной продуктивности юряжско-

го горизонта на данных по Среднеботуобинскому месторождению;

- разработку концепции патч-рифов для осинского горизонта как основу для повышения эффективности его разработки.

В качестве основного направления дальнейшего развития этих работ видится организация и проведение совместных с ведущими научными организациями исследований, направленных на построение региональных нефтегазогеологических моделей карбонатных резервуаров как научной основы стратегии поисков и разведки залежей УВ.

Опыт интерпретации сейсмических данных

Основным результатом в этой области стала разработка подхода к инверсии волнового поля, соответствующего вендскому терригенному комплексу, основанному на использовании блоковой априорной модели акустических свойств.

Выполненные сотрудниками ТННЦ инверсионные преобразования сейсмических кубов на Верхнечонском и Среднеботуобинском месторождениях позволили:

- во-первых, обеспечить прогноз коллекторских свойств горизонта В_ч;
- во-вторых, закартировать внутреннюю неоднородность ботуобинского продуктивного горизонта.

Полученные результаты в значительной степени обусловили успешное проведение доразведки и разработки этих объектов.

Дальнейшее развитие полученных результатов – разработка комплексного подхода к обработке и интерпретации сейсмических данных для акустически слабоконтрастного карбонатного интервала разреза. Без достижения принципиальных прорывов в данном направлении эффективное освоение карбонатных резервуаров венда – нижнего кембрия не представляется возможным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В новой парадигме стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации академика А. Э. Конторовича Лено-Тунгусской НГП посвящен отдельный раздел. Главной задачей является интенсивная подготовка новых запасов с учетом широкого внедрения инновационных технологий в разведку и разработку месторождений.

Соответственно, в настоящее время весьма актуальными являются работы по дальнейшему развитию региональных и детальных геологических моделей резервуаров как научной основы использования высоких технологий.

В представленной монографии изложены:

- Опыт построения региональной фациально-стратиграфической модели верхней части вендского терригенного комплекса на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО. К основным практическим результатам этой части работы можно отнести дальнейшее обоснование Северо-Непской зоны нефтегазонакопления в улаханском продуктивном горизонте и Суларской, Северо-Суларской зон в хамакинском горизонте.
- Опыт построения детальных литолого-фациальных моделей терригенных и карбонатных резервуаров на Верхнечонском и Среднеботуобинском месторождениях, которые можно рассматривать как эталонные полигоны для проведения работ такого рода. К главным результатам этой части работы можно отнести:
 - построение петрофизической модели горизонта Вч, учитывающей фактор засоления коллектора;
 - разработку подхода к выполнению инверсии сейсмической записи, адаптированной к геологическим условиям вендского терригенного комплекса;
 - результаты дальнейшей детализации фациально-строения терригенного венда;

- обоснование научного подхода к разработке залежей в условиях засоления коллектора;
- представления о внутренней структуре ботуобинского продуктивного горизонта, связанной с его предположительно дельтовым генезисом в зонах повышенных мощностей;
- детализацию литолого-фациального состава осинского продуктивного горизонта – выделение в его составе патч-риффов.

Дальнейшие исследования объекта авторы предполагают проводить по следующим приоритетным направлениям:

- Совершенствование петрофизической модели карбонатных отложений.
- Организация и проведение совместных с ведущими научными организациями исследований, направленных на построение региональных нефтегазо-геологических моделей карбонатных резервуаров как научной основы стратегии поисков и разведки залежей УВ.
- Разработка комплексного подхода к обработке и интерпретации сейсмических данных для акустически слабоконтрастного карбонатного интервала разреза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Алексеев, В. П. Литолого-фациальный анализ / В. П. Алексеев. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – 147 с. – Текст: непосредственный.
- Алексеев, Н. Н. Современное состояние и перспективы воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородных ресурсов Республики Саха (Якутия) накануне их широкомасштабного освоения / Н. Н. Алексеев, Н. А. Аржаков // Наука и образование. – 2009. – № 4. – С. 45–50. – Текст: непосредственный.
- Альбом месторождений нефти и газа в рифейских и венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири. Красноярский край, Эвенкийский автономный округ, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) / ред. М. Д. Белонин, В. Б. Арчegov. – СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 2000. – 32 с. – Текст: непосредственный.
- Анциферов, А. С. Причины засоления коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А. С. Анциферов // Доклады РАН. – 2000. – Т. 370, № 1. – С. 80–82. – Текст: непосредственный.
- Анциферов, А. С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А. С. Анциферов // Геология и геофизика. – 2003. – № 6. – С. 499–510. – Текст: непосредственный.
- Арчegov, В. Б. Строение, нефтегазоносность и факторы контроля зональных скоплений углеводородов в древних комплексах Сибирской платформы / В. Б. Арчegov // Нефтегазовая теория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2010. – № 3. – URL: http://www.ngtp.ru/gub/4/41_2010.pdf. – Текст: электронный.
- Атлас литогенетических типов угленосных отложений Алдано-Чульманского района Южно-Якутского каменноугольного бассейна / отв. ред. А. В. Александров. – М.: Наука, 1970. – 226 с. – Текст: непосредственный.
- Атлас литогенетических типов угленосных отложе-

ний верхнего карбона Донецкого бассейна / сост. Л. Н. Ботвинкина, Ю. А. Жемчужников, П. П. Тимофеев [и др.]. – М.: Изд-во АН СССР, 1956. – 368 с. – Текст: непосредственный.

▪ Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть 1 / ред. А. В. Хабаков. – М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 578 с. – Текст: непосредственный.

▪ Базанов, Э. А. Особенности геологического строения месторождений нефти и газа Западной Якутии и проблемы освоения этих месторождений / Э. А. Базанов // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России: сборник докладов. – СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 1999. – С. 284–289. – Текст: непосредственный.

▪ Бакиров, А. А. Литолого-фациальный и формационный анализ при поиске и разведке скоплений нефти и газа / А. А. Бакиров, А. К. Мальцева. – М.: Недра, 1985. – 155 с. – Текст: непосредственный.

▪ Бакин, В. Е. Месторождения нефти и газа в кембрийских и докембрийских отложениях Сибирской платформы / В. Е. Бакин, В. Н. Воробьев, Б. Л. Рыбьяков // Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1978. – С. 26–46. – Текст: непосредственный.

▪ Бакин, В. Е. К вопросу о перспективах промышленной нефтегазоносности Якутской АССР / В. Е. Бакин // Бюл. науч.-техн. информ. ЯФ СО АН СССР. Вопросы региональной нефтяной геологии Якутии. – Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1980. – С. 27–29. – Текст: непосредственный.

▪ Бакин, В. Е. Комплексный подход к подготовке и освоению сырьевой базы нефти и газа в Якутской АССР / В. Е. Бакин, Ю. Л. Дементьев, А. М. Зотеев, В. А. Маренин // Геологические и экономические аспекты освоения неф-

тегазовых ресурсов Якутии. – Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988. – С. 102–107. – Текст: непосредственный.

▪ Барабошкин, Е. Ю. Практическая седиментология (Терригенные коллектора) / Е. Ю. Барабошкин. – Томск: Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. – 155 с. – Текст: непосредственный.

▪ Барышев, А. С. Перспективы выявления месторождений нефти и газа в зоне тектонических перекрытий на юго-востоке Сибирской платформы / А. С. Барышев, О. В. Дудкин // Геология нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 26–32. – Текст: непосредственный.

▪ Бейзель, А. Л. Модель формирования нефтегазового резервуара на основе концепции географического цикла / А. Л. Бейзель // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. – 2010. – Т. 316, № 1. – С. 52–57. – Текст: непосредственный.

▪ Бейзель, А. Л. Инверсионная модель циклогенеза: интерпретация трансгрессий и регрессий / А. Л. Бейзель // ГЕО-Сибирь-2011. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 2: сб. матер. VII Междунар. научн. конгресса 27–29 апреля 2011 г. – Новосибирск, 2011. – С. 24–27. – Текст: непосредственный.

▪ Берзин, А. Г. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы / А. Г. Берзин, И. В. Рудых, С. А. Берзин // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 14–21. – Текст: непосредственный.

▪ Берзин, А. Г. Геолого-геофизические модели глубинного строения Непско-Пеледуйского свода и прилегающей части Нюйско-Джербинской впадины / А. Г. Берзин, С. А. Берзин, И. С. Иванов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 55–63. – Текст: непосредственный.

▪ Билибин, С. И. Технология построения геологических моделей залежей углеводородов в программном

комплексе DV-Гео при недостаточном наборе исходных данных / С. И. Билибин, М. В. Перепечкин, Е. А. Юканова // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 191–194. – Текст: непосредственный.

▪ Бобров, А. К. Сопоставление верхнедокембрийских и кембрийских отложений Южной Якутии / А. К. Бобров // Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Якутской АССР. – Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1976. – С. 70–82. – Текст: непосредственный.

▪ Бобров, А. К. Стратиграфия и палеогеография отложений верхнего докембрия Южной Якутии / А. К. Бобров. – Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1979. – 128 с. – Текст: непосредственный.

▪ Ботвинкина, Л. Н. Слоистость осадочных пород / Л. Н. Ботвинкина. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 542 с. – Текст: непосредственный.

▪ Ботвинкина, Л. Н. Методическое руководство по изучению слоистости / Л. Н. Ботвинкина. – М.: Наука, 1965. – 258 с. – Текст: непосредственный.

▪ Ботвинкина, Л. Н. Цикличность осадочных толщ и методика ее изучения / Л. Н. Ботвинкина, В. П. Алексеев. – Свердловск: Изд-во Урал. ун-та, 1991. – 336 с. – Текст: непосредственный.

▪ Бруссард, Д. Дельты – модели для изучения / Д. Бруссард. – М.: Недра, 1979. – 323 с. – Текст: непосредственный.

▪ Буш, Д. А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. Методика исследований: пер. с англ. / Д. А. Буш. – М.: Мир, 1977. – 215 с. – Текст: непосредственный.

▪ Вараксина, И. В. Региональные перерывы в осадконакоплении и некоторые вопросы корреляции вендских отложений Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубинской антеклизы / И. В. Вараксина, Е. М. Хабаров, М. М. Пушкарева // Сборник материалов VIII Международной научной конференции «Интерэкспо Гео-Сибирь». Конференция 2. – Т. 2. – Новосибирск: Изд-во СГГА, 2012. – С. 82–86. – Текст: непосредственный.

- Вассоевич, Н. Б. К изучению слоистости осадочных горных пород / Н. Б. Вассоевич // Литологический сборник. – Л. – М., 1948. – С. 24–34. – Текст: непосредственный.
- Вассоевич, Н. Б. Слоистость и фации / Н. Б. Вассоевич // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1949. – № 2. – С. 129–132. – Текст: непосредственный.
- Вендская система. Историко-геологическое и палеонтологическое обоснование: в 2 т. / ред. Б. С. Соколов, А. Б. Ивановский, М. А. Федонкин. – М.: Наука, 1985. – Т. 1. – 221 с.; Т. 2. – 238 с. – Текст: непосредственный.
- Вилесов, А. П. Литологическая характеристика преобразованного продуктивного горизонта Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) / А. П. Вилесов, В. С. Воробьев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 32–36. – Текст: непосредственный.
- Виноградов, И. А. Исследования процесса рассолонения при разработке засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И. А. Виноградов, А. А. Загоровский, В. А. Гринченко, Я. И. Гордеев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 74–77. – Текст: непосредственный.
- Вожов, В. И. Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботубинской антеклизы / В. И. Вожов, Л. С. Чернова // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 41–48. – Текст: непосредственный.
- Воробьев, В. Н. Стратиграфические несогласия в южных и центральных районах Сибирской платформы / В. Н. Воробьев // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1982. – С. 4–8. – Текст: непосредственный.
- Воробьев, В. С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) / В. С. Воробьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 27–32. – Текст: непосредственный.

- Воробьев, В. С. Модель формирования преобразенского продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) / В. С. Воробьев, А. П. Вилесов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 38–43. – Текст: непосредственный.
- Воробьев, В. С. Строение и условия образования осинского горизонта в пределах Верхнечонского месторождения / В. С. Воробьев, А. П. Вилесов, О. В. Боброва, И. Е. Макаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 4–13. – Текст: непосредственный.
- Воробьев, В. С. Прогноз перспективных зон развития коллекторов в осинском продуктивном горизонте на основе материалов сейсморазведки и реконструкции истории геологического развития / В. С. Воробьев, В. В. Иванюк, А. П. Вилесов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 3. – С. 3–16. – Текст: непосредственный.
- Воробьев, В. С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) / В. С. Воробьев, Я. С. Клиновая // Газовая промышленность. – 2017. – № 4. – С. 36–43. – Текст: непосредственный.
- Воробьев, В. С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода / В. С. Воробьев, И. В. Чеканов, Я. С. Клиновая // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 47–60. – Текст: непосредственный.
- Воронин, Ю. А. Фации, формации. Парагенезис (Уточнение и развитие основных понятий геологии) / Ю. А. Воронин, Э. А. Еганов. – Новосибирск: Наука, 1972. – 120 с. – Текст: непосредственный.
- Галицкий, В. И. Основы палеогеоморфологии / В. И. Галицкий. – Киев: Наук. думка, 1979. – 224 с. – Текст: непосредственный.
- Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения / П. А. Оленич, И. А. Бухарова, М. С. Но-

викова [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6. – С. 58–61. – Текст: непосредственный.

▪ Геология нефти и газа Сибирской платформы / ред. А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук. – М.: Недра, 1981. – 552 с. – Текст: непосредственный.

▪ Гордеев, Я. И. Особенности проектирования разработки месторождений Восточной Сибири / Я. И. Гордеев, В. А. Гринченко, А. Н. Лазеев, А. В. Мирошниченко // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки: сборник избранных статей, посвященный 50-летию деятельности ЦКР по УВС. – М.: НИИЦ «Недра-XXI». – 2013. – С. 257–269. – Текст: непосредственный.

▪ Гринченко, В. А. Повышение эффективности выработки запасов нефти в засоленных коллекторах: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Гринченко Василий Александрович. – Тюмень, 2013. – 24 с. – Текст: непосредственный.

▪ Гринченко, В. А. Лабораторное исследование процесса рассолонения при заводнении засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / В. А. Гринченко, И. А. Виноградов, А. А. Загоровский // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 100–103. – Текст: непосредственный.

▪ Грязнухина-Степанова, В. Р. Анализ состояния сырьевой базы и перспективы развития добычи нефти и газа в Республике Саха (Якутия) / В. Р. Грязнухина-Степанова // Нефтегазовая теория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2012. – № 3. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/46_2012.pdf. – Текст: электронный.

▪ Губин, И. А. Оценка качества вендских терригенных коллекторов по данным сейсморазведки 3D на Среднеботубинском месторождении / И. А. Губин, Т. В. Юрьева // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 83–90. – Текст: непосредственный.

▪ Гурова, Т. И. Методические рекомендации по изучению и научному прогнозированию резервуаров нефти и

газа / Т. И. Гурова, Л. С. Чернова, Р. С. Рояк. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1986. – 153 с. – Текст: непосредственный.

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

▪ Детальная корреляция разрезов венда и кембрия юга Сибирской платформы / Н. В. Мельников, А. О. Ефимов, Л. И. Килина [и др.] // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1978. – С. 3–26. – Текст: непосредственный.

▪ Ефимов, А. О. Литолого-стратиграфические и тектонические предпосылки нефтегазоносности вендского и кембрийского комплексов северо-востока Непско-Ботубинской НГО: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 / Ефимов Александр Олимпиевич. – Новосибирск, 1985. – 23 с. – Текст: непосредственный.

▪ Зверев, К. В. Принципиальная фациально-стратиграфическая модель терригенных отложений венда Верхнечонского месторождения (Сибирская платформа) / К. В. Зверев, М. В. Лебедев, Г. А. Хохлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 9. – С. 31–41. – Текст: непосредственный.

▪ Зенкович, В. П. Основы учения о развитии морских берегов / В. П. Зенкович. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 710 с. – Текст: непосредственный.

▪ Иванюк, В. В. Опыт интерпретации сейсмических данных Верхнечонского месторождения как основа постоянно действующей модели / В. В. Иванюк, М. В. Лебедев, М. Ю. Шаповалов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3. – С. 14–19. – Текст: непосредственный.

- Индексация продуктивных горизонтов венд-кембрийских отложений Непско-Ботуобинской антеклизы / В. Н. Воробьев, В. В. Александров, С. Л. Арутюнов [и др.] // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1981. – С. 31–36. – Текст: непосредственный.
- Исаев, А. В. Изучение и прогноз локальных объектов сложного типа на Сунтарском своде и Пеледуйском поднятии (Республика Саха (Якутия)) по данным сейсморазведки и бурения / А. В. Исаев, Н. В. Мельников, С. В. Кушнарев, А. А. Егшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 9. – С. 40–49. – Текст: непосредственный.
- Карбонатные породы. Генезис, распространение, классификация: в 2 т. / ред. Дж. Чилингар, Г. Биселл, Р. Фэйбридж. – М.: Мир, 1970. – Т. 1. – 396 с.; Т. 2. – 267 с. – Текст: непосредственный.
- Кальвин, И. А. Условия кристаллизации соли в поровом пространстве коллекторов Непского свода / И. А. Кальвин, В. А. Моисеев, В. В. Буторов // Геология нефти и газа. – 1990. – № 6. – С. 23–25. – Текст: непосредственный.
- Карих, Т. М. Вещественный состав пород фундамента Верхнечонского месторождения и их отражения в структуре поверхности «фундамент – осадочный чехол» по данным сейсморазведки (Сибирская платформа) / Т. М. Карих, В. В. Иванюк, М. Б. Немчинова, А. П. Вилесов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 13–21. – Текст: непосредственный.
- Клыкова, В. Д. Некоторые особенности обработки сейсмических данных МОГТ 3D на Верхнечонском НГКМ при компенсации влияния сейсмогеологических условий осадочного чехла на динамические характеристики целевых горизонтов / В. Д. Клыкова, В. В. Лыкова, Г. А. Хохлов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 1. – С. 19–29. – Текст: непосредственный.

- Кокоулин, М. Л. Корреляция базальных слоев осадочного чехла юго-западной Якутии в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности / М. Л. Кокоулин, В. А. Рудавская // Проблемы геологии нефти и газа Сибирской платформы. – Л.: ВНИГРИ, 1982. – С. 5–14. – Текст: непосредственный.
- Колосов, П. Н. Стратиграфия верхнего докембрия юга Якутии / П. Н. Колосов. – Новосибирск: Наука, 1975. – 156 с. – Текст: непосредственный.
- Колосов, П. Н. Древние нефтегазоносные толщи юго-востока Сибирской платформы / П. Н. Колосов. – Новосибирск: Наука, 1977. – 89 с. – Текст: непосредственный.
- Колосов, П. Н. Верхнедокембрийские палеонтологические остатки Сибирской платформы / П. Н. Колосов. – М.: Недра, 1982. – 96 с. – Текст: непосредственный.
- Колотущенко, Л. Д. Основные продуктивные горизонты Ботубинского нефтегазоносного района: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 / Колотущенко Леонид Данилович. – Новосибирск, 1984. – 16 с. – Текст: непосредственный.
- Конибир, Ч. Э. Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел: пер. с англ. / Ч. Э. Б. Конибир. – М.: Недра, 1979. – 222 с. – Текст: непосредственный.
- Коновальцева, Е. С. Условия формирования и закономерности распространения пород-коллекторов нижневендских нефтегазоносных отложений центральной части Непско-Ботубинской антеклизы: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.06 / Коновальцева Елена Сергеевна. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2014. – 27 с. – Текст: непосредственный.
- Конторович, А. Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А. Э. Конторович, Н. В. Мельников, В. С. Старосельцев // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГ-ГиМС, 1975. – С. 4–21. – Текст: непосредственный.

- Конторович, А. Э. Главные зоны нефтегазоаккумуляции в Лено-Тунгусской провинции / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук // Развитие учения И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 22–42. – Текст: непосредственный.
- Конторович, А. Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации / А. Э. Конторович, Л. В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17. – Текст: непосредственный.
- Конторович, А. Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России / А. Э. Конторович // Наука из первых рук. – 2016. – № 1 (67). – С. 6–17. – Текст: непосредственный.
- Конторович, В. А. Сейсмогеологическая модель строения терригенных отложений венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы / В. А. Конторович, С. А. Моисеев, М. Ю. Скузоватов, А. С. Следина // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 20–25. – Текст: непосредственный.
- Копылов, В. Е. Создание геолого-промысловых моделей сложнопостроенных газонефтяных залежей (на примере залежей, открытых в северной части Непско-Ботуобинской антеклизы): автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 / Копылов Валерий Евгеньевич. – М.: МИНИГ, 1989. – 24 с. – Текст: непосредственный.
- Корреляция нефтегазоносных отложений позднего докембрия и раннего кембрия северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы / М. Л. Кокоулин, А. С. Ковтун, В. А. Рудаевская [и др.] // Тезисы III семинара «Корреляция доусольских отложений центральных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции». – Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1982. – С. 18–20. – Текст: непосредственный.
- Кулагин, О. А. Картирование надвигов на юге Восточной Сибири / О. А. Кулагин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 30–32. – Текст: непосредственный.

- Ларионова, Т. И. Палинспастические реконструкции складчато-надвиговых дислокаций Нюйско-Джербинской впадины – перспективных объектов нефтегазописковых работ (Сибирская платформа) / Т. И. Ларионова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 32–37. – Текст: непосредственный.
- Ларионова, Т. И. Перспективы нефтегазоносности надвиговых зон Нюйско-Джербинской впадины (Сибирская платформа) / Т. И. Ларионова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 1. – С. 40–45. – Текст: непосредственный.
- Ларионова, Т. И. Перспективы аллохтона Нюйско-Джербинской впадины на нефть и газ (Сибирская платформа) / Т. И. Ларионова // Нефтегазовая теория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2014. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/7_2014.pdf. – Текст: электронный.
- Ларкин, В. Н. Прогнозирование новых зон нефтегазонакопления на юго-западе Восточной Сибири / В. Н. Ларкин, В. И. Вальчак // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 24–31. – Текст: непосредственный.
- Лебедев, М. В. Стратиграфическое положение продуктивных горизонтов венда в северо-восточных районах Непско-Ботуобинской антеклизы / М. В. Лебедев // Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе. – Л.: ВНИГРИ, 1988а. – С. 57–67. – Текст: непосредственный.
- Лебедев, М. В. Геологическая неоднородность пласта B_6 Верхневиллючанского месторождения как возможный нефтегазоконтролирующий фактор / М. В. Лебедев // Геология и методика разведки месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1988б. – С. 61–67. – Текст: непосредственный.
- Лебедев, М. В. Условия формирования песчаных пластов венда Непско-Ботуобинской антеклизы / М. В. Ле-

бедев, П. Н. Мельников // Советская геология. – 1989. – № 9. – С. 28–36. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Литофациальные модели нефтегазоносных горизонтов терригенного венда северо-востока Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 / Лебедев Михаил Валентинович. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1992. – 18 с. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Литофациальная модель ванаварской свиты Катангской седловины в связи с прогнозом ее нефтегазоносности / М. В. Лебедев // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Часть II. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1996. – С. 123–124. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / М. В. Лебедев, Л. С. Чернова // Геология и геофизика. – 1996. – № 10. – С. 51–64. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Фациальные несогласия в осадочных бассейнах / М. В. Лебедев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 62–68. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Фациальные серии в осадочных бассейнах / М. В. Лебедев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 3. – С. 8–16. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Фациальная модель верхней части терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Сибирская платформа) / М. В. Лебедев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 11. – С. 38–51. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / М. В. Лебедев, С. А. Моисеев, А. М.

Фомин, В. А. Топешко // Геология и геофизика. – 2014. – № 5. – С. 874–890. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Зоны нефтегазонакопления в основных продуктивных горизонтах терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области / М. В. Лебедев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015а. – № 1. – С. 20–26. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Теоретические основы построения фациальных моделей осадочных нефтегазоносных бассейнов и опыт фациального моделирования терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской НГО (Сибирская платформа): диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Лебедев Михаил Валентинович; ИНГГ СО РАН. – Новосибирск, 2015б. – 281 с. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Уточнение формулировки закона Голловкинского – Вальтера / М. В. Лебедев // Отечественная геология. – 2015в. – № 3. – С. 62–69. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. О фациальном моделировании осадочных бассейнов / М. В. Лебедев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 8. – С. 52–57. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Фациальные несогласия и фациальные серии в секвенс-стратиграфии / М. В. Лебедев // Известия вузов. Геология и разведка. – 2018. – № 6. – С. 24–32. – Текст: непосредственный.

▪ Лебедев, М. В. Основы фациального моделирования осадочных бассейнов / М. В. Лебедев. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 164 с. – Текст: непосредственный.

▪ Леворсен, А. И. Палеогеологические карты: пер. с англ. / А. И. Леворсен. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 152 с. – Текст: непосредственный.

▪ Лидер, М. Р. Седиментология / М. Р. Лидер. – М.: Мир, 1986. – 439 с. – Текст: непосредственный.

▪ Литологическое строение осинского подгоризонта и выявление перспективных зон развития коллекторов

по методике Дж. Лусиа на примере Среднеботуобинского месторождения / Е. Н. Максимова, К. Н. Чертина, К. Д. Бобылев [и др.] // Нефтяная провинция. – 2021. – № 1 (25). – С. 18–40. – Текст: непосредственный.

▪ Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / под ред. Т. И. Гуровой, Л. С. Черновой. – М.: Недра, 1988. – 254 с. – Текст: непосредственный.

▪ Мандельбаум, М. М. Методика и технология открытия крупных и уникальных месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы / М. М. Мандельбаум, Г. А. Хохлов, В. А. Кондратьев, В. Б. Мазур // Разведка и охрана недр. – 2005. – № 2–3. – С. 29–39. – Текст: непосредственный.

▪ Материалы по тектонической терминологии. Часть 3 / Ю. Т. Афанасьев, А. К. Башарин, Н. П. Башарина [и др.]. – Новосибирск: СО АН СССР, 1964. – 256 с. – Текст: непосредственный.

▪ Мейен, С. В. Введение в теорию стратиграфии / С. В. Мейен. – М.: Наука, 1989. – 216 с. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, Н. В. Литология и условия формирования вендских и кембрийских отложений в южной половине Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / Н. В. Мельников, Л. И. Килина // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981. – С. 51–66. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, Н. В. Циклостратиграфическая схема венда и нижнего кембрия юга Сибирской платформы / Н. В. Мельников // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1985. – С. 49–58. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, Н. В. Палеогеография Сибирской платформы в венде / Н. В. Мельников, Г. Г. Шемин, А. О. Ефимов // Палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. 3–10.

▪ Мельников, Н. В. Нефтегазовые комплексы Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников // Геология и

геофизика. – 1996. – № 8. – С. 196–205. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, Н. В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития) / Н. В. Мельников. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 148 с. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, Н. В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геологоразведочных работ Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников, П. Н. Мельников, Е. В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2011. – № 8. – С. 1151–1163. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, Н. В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников, А. А. Вымятнин, П. Н. Мельников, Е. В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2014. – № 5–6. – С. 701–720. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, Н. В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. / Н. В. Мельников. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, П. Н. Палеотектонические и палеогеоморфологические критерии локального прогноза нефтегазоносности венд-кембрийских отложений центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы / П. Н. Мельников // Критерии и методы прогноза нефтегазоносности. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1987. – С. 59–65. – Текст: непосредственный.

▪ Мельников, П. Н. Перспективные зоны нефтегазонакопления и ловушки северо-восточного склона Непского свода / П. Н. Мельников, Л. В. Рябкова, Р. Р. Хуснитдинов // Геология нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 57–61. – Текст: непосредственный.

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

- Мигурский, А. В. Новые направления нефтегазопромысловых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) / А. В. Мигурский, А. С. Ефимов, В. С. Старосельцев // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 19–27. – Текст: непосредственный.
- Моисеев, С. А. Геологическое строение и особенности оценки и разведки месторождений нефти и газа северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 / Моисеев Сергей Александрович. – Новосибирск: ОИГГИМ СО РАН, 1997. – 17 с. – Текст: непосредственный.
- Муромцев, В. С. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев, Р. К. Петрова. – Л.: Недра, 1979. – 231 с. – Текст: непосредственный.
- Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Л.: Недра, 1984. – 241 с. – Текст: непосредственный.
- Надвиговая тектоника и нефтегазоносность Предпатомского прогиба / В. Г. Сережников, В. С. Ситников, Н. А. Аржаков [и др.] // Геология нефти и газа. – 1996. – № 9. – С. 4–10. – Текст: непосредственный.
- Наливкин, Д. В. Учение о фациях. Географические условия образования осадков: в 2 т. / Д. В. Наливкин. – Л.: Изд-во АН СССР, 1955. – Т. 1. – 534 с.; Т. 2. – 388 с. – Текст: непосредственный.
- Нассонова, Н. В. Опыт изучения геологического строения Верхнечонского месторождения по данным сейсморазведки ЗД / Н. В. Нассонова, В. В. Иванюк, М. В. Лебедев, Г. А. Хохлов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 38–42. – Текст: непосредственный.
- Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / ред. А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук. – Новосибирск: Наука, 1986. – 245 с. – Текст: непосредственный.

- Нефтегазовая геология и перспективы развития нефтегазового комплекса Якутии / В. П. Ларионов, А. Ф. Сафронов, В. А. Каширцев [и др.] // Геология и геофизика. – 2004. – № 1. – С. 121–126. – Текст: непосредственный.
- Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала / Д. И. Дробот, В. А. Пак, Н. М. Деятеликов [и др.] // Геология и геофизика. – 2004. – № 1. – С. 110–120. – Текст: непосредственный.
- Нефтегазоносность и перспективы освоения углеводородных ресурсов Якутии / Г. С. Фрадкин, С. А. Моисеев, В. П. Киселев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 2–15. – Текст: непосредственный.
- Нефть и газ Восточной Сибири / И. А. Кушмар, Ю. Н. Григоренко, В. В. Ананьев [и др.]. – СПб.: Недра, 2006. – 102 с. – Текст: непосредственный.
- Новые продуктивные объекты в вендском осадочном комплексе Среднеботуобинского месторождения (Сибирская платформа) / Л. В. Торгашова, Н. Н. Чикина, В. А. Гринченко [и др.] // Сборник «Геобайкал-2018». – 2018. – Текст: непосредственный.
- О состоянии и перспективах ресурсной базы углеводородов, геологоразведочных работ и лицензирования недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) / А. С. Ефимов, А. А. Герт, П. Н. Мельников [и др.] // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 57–74. – Текст: непосредственный.
- Обобщение результатов анализа геологических и сейсмических данных в пределах Сибирской платформы по территории, обеспечивающей прирост запасов углеводородного сырья для нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» / А. С. Ефимов, М. Ю. Смирнов, Г. А. Берилко [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 1. – С. 12–32. – Текст: непосредственный.
- Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т. / ред. Х. Рединг; пер. с англ. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 351 с.; Т. 2. – 360 с. – Текст: непосредственный.

- Осипова, М. В. Зона засоления как причина образования различных газонефтяных контактов / М. В. Осипова, М. Ю. Шаповалов, Д. А. Анурьев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 28–33. – Текст: непосредственный.
- Основные результаты (2005–2011 гг.) и актуальные задачи изучения и освоения ресурсов углеводородного сырья Восточной Сибири / А. С. Ефимов, А. А. Герт, М. Ю. Соболев [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 4. – С. 3–13. – Текст: непосредственный.
- Петиджен, Ф. Дж. Осадочные породы: пер. с англ. / Ф. Дж. Петиджен. – М.: Недра, 1981. – 751 с. – Текст: непосредственный.
- Плюснин, А. В. Литолого-фациальная характеристика новых продуктивных и маркирующих пластов Среднеботуобинского месторождения (Сибирская платформа) / А. В. Плюснин // Осадочная геология Урала и прилежащих регионов: сегодня и завтра: материалы 12-го Уральского литологического совещания. – 2018. – С. 261–264. – Текст: непосредственный.
- Плюснин, А. В. Концептуальная седиментологическая модель Ботуобинского продуктивного горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения / А. В. Плюснин // Вестник ВГУ. Серия: геология. – 2019а. – № 2. – С. 61–69. – Текст: непосредственный.
- Плюснин, А. В. Вещественный состав курсовской свиты венда Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам изучения кернового материала / А. В. Плюснин // Известия вузов. Геология и разведка. – 2019б. – № 6. – С. 45–52. – Текст: непосредственный.
- Плюснин, А. В. Модель строения венда северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам изучения опорных разрезов и секвенс-стратиграфического моделирования Непского свода и Мирнинского выступа / А. В. Плюснин // Нефтегазовая те-

ория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2019в. – № 3. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2019/30_2019.html. – Текст: электронный.

▪ Подольский, Ю. В. Сырьевая база углеводородов Республики Саха (Якутия) / Ю. В. Подольский, Л. С. Маргулис // Нефтегазовая теория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2013. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/23_2013.pdf. – Текст: электронный.

▪ Подходы к освоению низкопроницаемых карбонатных отложений осинского подгоризонта Среднеботуобинского месторождения / Е. С. Зюзев, Е. Н. Максимова, К. Н. Чертина [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 11 (359). – С. 28–34. – Текст: непосредственный.

▪ Поспеева, Н. В. Прогнозирование терригенных коллекторов в отложениях венда – нижнего кембрия на площадях Западной Якутии по данным невзрывной импульсной сейсморазведки и на основе сейсмического моделирования / Н. В. Поспеева, А. А. Егошин, С. Ю. Севостьянов, М. А. Петров // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 4. – С. 71–78. – Текст: непосредственный.

▪ Постникова, О. В. Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы / О. В. Постникова, Л. Н. Фомичева, Л. В. Соловьева // Геология нефти и газа. – 2008. – № 1. – С. 8–15. – Текст: непосредственный.

▪ Предпосылки ускоренной подготовки и комплексного освоения запасов нефти в связи с формированием Западно-Якутского ТПК / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Герт [и др.] // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. – Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988. – С. 113–115. – Текст: непосредственный.

▪ Применение комплексного подхода при интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 3D и вы-

сокоплотной электроразведки ЗСБ для повышения успешности поисково-разведочного бурения в условиях Восточной Сибири / И. И. Кубышта, Ю. В. Павловский, С. В. Компаниец [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 24–27. – Текст: непосредственный.

▪ Природные резервуары рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы: особенности строения и закономерности размещения / О. В. Постникова, Л. Н. Фомичева, Л. В. Соловьева [и др.] // Геология нефти и газа. – 2010. – № 6. – С. 52–62. – Текст: непосредственный.

▪ Прищеп, О. М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли / О. М. Прищеп // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2008. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf. – Текст: электронный.

▪ Прогноз зон нефтегазонакопления в терригенном комплексе центральных районов Лено-Тунгусской провинции / Г. Г. Шемин, В. Е. Делова, А. О. Ефимов [и др.] // Закономерности строения и локальный прогноз зон нефтегазонакопления на Сибирской платформе. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1985. – С. 41–52. – Текст: непосредственный.

▪ Прогнозирование новых зон нефтегазонакопления в юго-западной части Сибирской платформы / А. И. Варламов, В. Н. Ларкин, Е. А. Копилевич [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 1. – С. 5–11. – Текст: непосредственный.

▪ Проничева, Н. В. Палеогеоморфологический анализ нефтегазоносных областей / Н. В. Проничева, Г. Н. Саввинова. – М.: Недра, 1980. – 254 с. – Текст: непосредственный.

▪ Пушкарева, М. М. Литологическая характеристика парфеновского и ботубинского продуктивных горизонтов венда Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубинской антеклизы / М. М. Пушкарева, Е. М. Хабаров,

И. В. Вараксина // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – № 1. – С. 78–83. – Текст: непосредственный.

- Рейнек, Г.-Э. Обстановки терригенного осадконакопления: пер. с англ. / Г.-Э. Рейнек, И. Б. Сингх. – М.: Недра, 1981. – 439 с. – Текст: непосредственный.

- Решения 4-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1989. – 64 с. – Текст: непосредственный.

- Романовский, С. И. Физическая седиментология / С. И. Романовский. – Л.: Недра, 1988. – 240 с. – Текст: непосредственный.

- Руководство по определению осадочных комплексов и методика фациально-палеогеографического картирования / В. И. Попов, С. Д. Макарова, Ю. В. Станкевич [и др.]. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 714 с. – Текст: непосредственный.

- Рухин, Л. Б. Основы общей палеогеографии / Л. Б. Рухин. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 557 с. – Текст: непосредственный.

- Рябкова, Л. В. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской нефтегазоносных областей / Л. В. Рябкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002а. – № 9. – С. 32–35. – Текст: непосредственный.

- Рябкова, Л. В. Закономерности строения резервуаров нефти и газа в связи с оценкой перспектив Ньюско-Джербинской впадины (Сибирская платформа): автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Рябкова Любовь Васильевна. – Новосибирск, 2002б. – 16 с. – Текст: непосредственный.

- Садовский, В. Н. Система / В. Н. Садовский // Словарные статьи по системному анализу. – URL: <https://>

victor-safronov.ru/systems-analysis/glossary/system.html. – Текст: электронный.

- Самсонов, В. В. Особенности геологического строения нефтегазоносных комплексов и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Сибирской платформы / В. В. Самсонов, А. И. Ларичев, В. И. Чеканов, В. В. Соловьев // Геология и геофизика. – 2010. – № 11. – С. 1545–1564. – Текст: непосредственный.

- Сафронов, А. Ф. Зоны нефтегазонакопления на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы / А. Ф. Сафронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 7. – С. 18–24. – Текст: непосредственный.

- Седиментология: пер. с польск. / Р. Гроздинский, А. Костецкая, А. Радомский [и др.]. – М.: Недра, 1980. – 251 с. – Текст: непосредственный.

- Секвенс-стратиграфическая модель непской и тирской свит венда центральной части Непского свода (Непско-Ботуобинская антеклиза, Сибирская платформа) / А. В. Плюснин, О. В. Неделько, А. П. Вилесов [и др.] // Нефтегазовая теория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2019. – Т. 14. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/404/13_2019.pdf. – Текст: электронный.

- Селли Р. Ч. Введение в седиментологию: пер. с англ. / Р. Ч. Селли. – М.: Недра, 1981. – 369 с. – Текст: непосредственный.

- Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления: пер. с англ. / Р. Ч. Селли. – М.: Недра, 1989. – 294 с. – Текст: непосредственный.

- Ситников, В. С. Тектонические критерии нефтегазоносности северной части Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих районов: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 / Ситников Вячеслав Стефанович. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – 18 с. – Текст: непосредственный.

- Ситников, В. С. Тектоника и нефтегазоносность неопротерозоя и нижнего палеозоя востока Сибирской

платформы: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Ситников Вячеслав Стефанович. – Якутск: Ин-т проблем нефти и газа СО РАН, 2005. – 40 с. – Текст: непосредственный.

▪ Ситников, В. С. Эволюция представлений о нефтегазоносности восточных территорий Сибирской платформы – тектоника и прогноз / В. С. Ситников, И. А. Кушмар, К. В. Лобода // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 4–13. – Текст: непосредственный.

▪ Следина, А. С. Геологическое строение и нефтегазоносность терригенных отложений венда Непского свода / А. С. Следина // Материалы VI Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь – 2010». – Новосибирск: Изд-во СГГА, 2010. – С. 8–12. – Текст: непосредственный.

▪ Соболев, П. Н. Новые данные по геохимии нафтидов и органического вещества неопротерозойских отложений зоны сочленения Предпатомского прогиба и Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / П. Н. Соболев, И. А. Кожевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 2. – С. 77–85. – Текст: непосредственный.

▪ Сонненфелд, П. Рассолы и эвапориты: пер. с англ. / П. Сонненфелд. – М.: Мир, 1988. – 480 с. – Текст: непосредственный.

▪ Специальные исследования ядра пласта-коллектора Вч Верхнечонского месторождения / Я. И. Гильманов, А. А. Загоровский, А. С. Комисаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 66–70. – Текст: непосредственный.

▪ Старосельцев, В. С. Основные тектонические этапы формирования чехла Сибирской платформы в связи с нефтегазоносностью рифейских отложений / В. С. Старосельцев // Геология и геофизика. – 1996. – № 8. – С. 206–212. – Текст: непосредственный.

▪ Старосельцев, В. С. Геологические условия нефтегазоносности чехла Сибирской платформы / В. С. Старо-

сельцев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 9. – С. 4–8. – Текст: непосредственный.

- Степаненко, Г. Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы углеводородов Чонско-Талаканской зоны нефтегазоаккумуляции / Г. Ф. Степаненко, П. Н. Мельников, С. Б. Окулов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 9. – С. 36–39. – Текст: непосредственный.

- Степаненко, Г. Ф. Типизация месторождений нефти и газа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации поисково-разведочных работ / Г. Ф. Степаненко, В. А. Топешко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 9. – С. 28–31. – Текст: непосредственный.

- Стратиграфический кодекс России: изд. 3-е. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – 96 с. – Текст: непосредственный.

- Стратиграфия верхнедокембрийских и нижнекембрийских отложений Ботуобинского газоносного района юго-западной Якутии / П. Н. Колосов, В. И. Авдеева, В. Е. Бакин [и др.] // Стратиграфия нефтегазоносных отложений Якутии. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1980. – С. 3–35. – Текст: непосредственный.

- Стратиграфия позднедокембрийских отложений Ботуобинского газоносного района / В. И. Авдеева, О. Д. Драгунов, А. С. Ковтун [и др.] // Новое в стратиграфии и палеонтологии позднего докембрия Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во ИГиГ, 1978. – С. 76–84. – Текст: непосредственный.

- Страхов, Н. М. Основы теории литогенеза: в 3 т. / Н. М. Страхов. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т. 1. – 212 с.; Т. 2. – 574 с.; Т. 3. – 531 с. – Текст: непосредственный.

- Судакова, В. В. Геологическое строение Предпатомского прогиба / В. В. Судакова, А. В. Иванчик, И. В. Куницына // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 46–47. – Текст: непосредственный.

- Твенхофел, У. Х. Учение об образовании осадков:

пер. с англ. / У. Х. Твенхофел. – М.: ОНТИ, 1936. – 916 с. – Текст: непосредственный.

▪ Тектоника венд-силурийского структурного яруса осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа) / А. Э. Конторович, С. Ю. Беляев, А. А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2004. – № 1. – С. 100–109. – Текст: непосредственный.

▪ Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А. Э. Конторович, С. Ю. Беляев, А. А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2009. – № 8. – С. 851–862. – Текст: непосредственный.

▪ Тимофеев, П. П. Геология и фации юрской угленосной формации Южной Сибири / П. П. Тимофеев. – М.: Наука, 1969. – 460 с.

▪ Тодорович, Г. И. Учение об осадочных породах (применительно к геологии нефти и угля) / Г. И. Тодорович. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 541 с. – Текст: непосредственный.

▪ Трофимук, А. А. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» / А. А. Трофимук, Ю. Н. Карогодин, Э. Б. Мовшович // Геология и геофизика. – 1982. – № 5. – С. 5–11. – Текст: непосредственный.

▪ Туровская, Е. М. Седиментационная модель терригенных пластов V_{13} и V_{10} Чонской группы месторождений / Е. М. Туровская, Ю. Г. Еремин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 74–76. – Текст: непосредственный.

▪ Файзулина, З. Х. Растительные микрофоссилии нижнепалеозойских отложений (аналогов мотской и усольской свит) Ботуобинского поднятия / З. Х. Файзулина, А. А. Трещетинкова // Палеонтология докембрия и раннего кембрия. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1979. – С. 163–165. – Текст: непосредственный.

▪ Фомин, А. М. Распределение пород-коллекторов в нефтегазоносных горизонтах северо-восточной ча-

сти Непско-Ботуобинской антеклизы / А. М. Фомин, Т. А. Данькина // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – № 1. – С. 57–61. – Текст: непосредственный.

▪ Фомин, А. М. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев // Интерэкспо «ГЕО-Сибирь – 2012». VIII Междунар. науч. конгресс и выставка (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск, 2012. – Т. 2. – С. 19–23. – Текст: непосредственный.

▪ Фомин, А. М. Талахский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев, В. А. Топешко // Интерэкспо «ГЕО-Сибирь – 2012». VIII Междунар. науч. конгресс и выставка (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск, 2012. – Т. 2. – С. 14–18. – Текст: непосредственный.

▪ Фомин, А. М. Строение и условия формирования ботуобинского нефтегазоносного горизонта на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы / А. М. Фомин, С. А. Моисеев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 60–65. – Текст: непосредственный.

▪ Фомин, А. М. Особенности строения и условия формирования Ботуобинского горизонта в пределах Мирнинского выступа / А. М. Фомин, С. А. Моисеев, Н. Ч. Павлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 8. – С. 4–11. – Текст: непосредственный.

▪ Фортунатова, Н. К. Строение и перспективы нефтегазоносности венд-нижнекембрийских отложений Непско-Ботуобинской антеклизы и ее обрамления / Н. К. Фортунатова, А. Г. Швец-Тэнэнта-Гурий, В. Н. Ларкин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 5. – С. 54–61. – Текст: непосредственный.

▪ Фролов, Б. М. Объем и корреляция отложений юдомского комплекса центральных районов Сибирской

платформы / Б. М. Фролов, Н. Н. Белозерова // Стратиграфия позднего докембрия и раннего палеозоя Сибирской платформы. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1985. – С. 38–50. – Текст: непосредственный.

▪ Хабаров, А. Н. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Анабарской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Вилюйской синеклизы / А. Н. Хабаров // Нефтегазовая теория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2020. – Т. 15, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/bcb/7_2020.pdf. – Текст: электронный.

▪ Хеллем, Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Э. Хеллем. – М.: Мир, 1983. – 327 с. – Текст: непосредственный.

▪ Хоменко, А. В. Древняя зона нефтегазонакопления в южной части Сибирской платформы (Катангское поднятие) / А. В. Хоменко, Е. Н. Кузнецова, А. О. Гордеева // Геология и геофизика. – 2002. – № 2. – С. 188–191. – Текст: непосредственный.

▪ Чемяков, Ю. Ф. Погребенный рельеф платформ и методы его изучения / Ю. Ф. Чемяков, В. И. Галицкий. – Л.: Недра, 1974. – 207 с. – Текст: непосредственный.

▪ Чернова, Л. С. Генетические модели микрофаций континентальных и прибрежно-морских отложений Сибирской платформы / Л. С. Чернова // Коллекторы и экраны нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1980. – С. 5–27. – Текст: непосредственный.

▪ Чернова, Л. С. Модели генетических типов коллекторов нефти и газа / Л. С. Чернова // Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1984. – С. 13–26. – Текст: непосредственный.

▪ Чернова, О. С. Седиментология резервуара: учеб. пособие по короткому курсу / О. С. Чернова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 453 с. – Текст: непосредственный.

- Шаповалов, М. Ю. Особенности инверсионных преобразований сейсмических данных в условиях Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) / М. Ю. Шаповалов // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 21–27. – Текст: непосредственный.
- Шаповалов, М. Ю. Методика и результаты сейсмической инверсии в акустически-контрастном слое на примере месторождений Восточной Сибири / М. Ю. Шаповалов // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов конференции. – 2016. – С. 90–100. – Текст: непосредственный.
- Шаповалов, М. Ю. Особенности обработки сейсмических данных для прогноза свойств тонких пластов на примере Верхнечонского месторождения / М. Ю. Шаповалов, Д. Г. Лазутин // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 1. – С. 100–108. – Текст: непосредственный.
- Шаповалов, М. Ю. Разработка методики прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов непской свиты Сибирской платформы на основе комплексной интерпретации данных 3D сейсморазведки и геофизических исследований скважин: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.10 / Шаповалов Михаил Юрьевич. – Тюмень, 2020. – 23 с. – Текст: непосредственный.
- Шемин, Г. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г. Г. Шемин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с. – Текст: непосредственный.
- Шемин, Г. Г. Детальная корреляция вендско-нижнекембрийских подсолевых отложений Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / Г. Г. Шемин, Н. К. Фортунатова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 8–25. – Текст: непосредственный.

- Шемин, Г. Г. Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров вендского терригенного макрокомплекса Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / Г. Г. Шемин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 1. – С. 22–39. – Текст: непосредственный.
- Шибина, Т. Д. Условия формирования рифей-нижнекембрийских песчаных и глинистых пород в связи с оценкой нефтегазоносности Предпатомского прогиба / Т. Д. Шибина, И. А. Кушмар, А. В. Кляровская // Нефтегазовая теория. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2011. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/19_2011.pdf. – Текст: электронный.
- Шрок, Р. Последовательность в свитах пород: пер. с англ. / Р. Шрок. – М.: Гостоптехиздат, 1950. – 564 с. – Текст: непосредственный.
- Шубин, А. В. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным / А. В. Шубин, В. И. Рыжков // Геофизика. – 2013. – № 5. – С. 17–25. – Текст: непосредственный.
- Щетинин, Д. А. Применение технологии пластовой и томографической инверсии в сложных районах Восточной Сибири для получения статических решений / Д. А. Щетинин, А. В. Скурихин, Я. А. Игнатьева // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 12–15. – Текст: непосредственный.
- Щетинина, Н. В. История развития петрофизической модели Верхнечонского горизонта / Н. В. Щетинина, Я. И. Гильманов, Д. А. Анурьев, Е. С. Бусуек // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3. – С. 30–38. – Текст: непосредственный.
- Эдер, Л. В. Необходимость смены парадигмы развития нефтегазового комплекса в России / Л. В. Эдер, А. Э. Конторович // Интерэкспо «Гео-Сибирь». – 2017. – Т. 3, № 1. – С. 16–23. – Текст: непосредственный.
- Янкова, Н. В. Некоторые аспекты образования засоленных коллекторов Верхнечонского месторождения /

Н. В. Янкова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 21–23. – Текст: непосредственный.

▪ Янкова, Н. В. Палеотектонический анализ терригенных отложений Верхнечонского месторождения / Н. В. Янкова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 56–59. – Текст: непосредственный.

▪ Ali, Y. A. Relationships of modern gypsum nodules in sabkhas and loess to compositions of brines and sediments in northern Egypt / Y. A. Ali, I. West // *Gour. Sed. Petrology*. – 1983. – V. 53. – P. 1151–1168. – Text: unmediated.

▪ An over view of sequence stratigraphy and key definitions / J. C. Van Wagoner, H. W. Posamentier, R. M. Jr. Mitchum [et al.] // *Sea-level changes: an integrated approach: SEPM Special Publication*. – 1988. – V. 42. – P. 39–45. – Text: unmediated.

▪ Busch, D. A. Genetic units in delta prospecting / D. A. Busch // *AAPG Bull.* – 1971. – V. 55. – P. 1137–1154. – Text: unmediated.

▪ Butler, G. P. Modern evaporite deposition and geochemistry of coexisting brines, the sabkha, Trucial Coast, Arabian Gulf / G. P. Butler // *Gour. Sed. Petrol.* – 1969. – V. 39. – P. 70–89. – Text: unmediated.

▪ Catuneanu, O. Temporal significance of sequence boundaries / O. Catuneanu, A. J. Willis, A. D. Miall // *Sedimentary Geology*. – 1998. – V. 121. – P. 157–178. – Text: unmediated.

▪ Catuneanu, O. Principles of sequence stratigraphy / O. Catuneanu. – Amsterdam: Elsevier, 2006. – 375 p. – Text: unmediated.

▪ Catuneanu, O. High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves II: Controls on sequence development / O. Catuneanu, M. Zecchin // *Marine and Petroleum Geology*. – 2013. – V. 39. – P. 26–38. – Text: unmediated.

▪ Catuneanu, O. Model-independent sequence stratigraphy / O. Catuneanu // *Earth-Science Reviews*. – 2019. – № 188. – P. 312–388. – Text: unmediated.

- Gebelein, C. D. Distribution, morphology and accretion rate of recent subtidal algal stromatolites, Bermyda / C. D. Gebelein // *Gour. Sed. Petrol.* – 1969. – V. 39. – P. 49–69. – Text: unmediated.
- Johnson, J. G. Time-rock model for Siluro-Devonian continental shelf, western United States / J. G. Johnson, M. A. Murphy // *Geological Society of America Bulletin.* – 1984. – V. 95. – P. 1349–1359. – Text: unmediated.
- Kendall, C. G. S. C. Holocene Shallow-water carbonate and evaporite sediments of Khor al-Basam, Abu Dhabi, Southwest Persian Gulf / C. G. S. C. Kendall, Sir Patrick A. d'E. Skripwith // *AAPG Bull.* – 1969. – V. 53. – P. 841–869. – Text: unmediated.
- Kinsman, D. L. Modes of formation, sedimentary association and diagnostic features of shallow-water and supratidal evaporites / D. L. Kinsman // *AAPG Bull.* – 1969. – V. 53. – P. 830–840. – Text: unmediated.
- Logan, B. W. Cryptozoan and associate stromatolites from the Reseat, Shark Bey, Western Australia / B. W. Logan // *J. Geol.* – 1961. – V. 69. – P. 517–533. – Text: unmediated.
- Logan, B. W. Classification and environmental significance of algal stromatolites / B. W. Logan, R. Rejak, K. N. Ginsburg // *J. Geol.* – 1964. – V. 72. – P. 68–83. – Text: unmediated.
- Lowenstein, T. K. Evaporite depositional facies in the deeply buried Jurassic Buckner Formation, Alabama / T. K. Lowenstein // *J. Sed. Petrol.* – 1987. – V. 57. – P. 108–116. – Text: unmediated.
- Posamentier, H. W. Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual framework / H. W. Posamentier, M. T. Jervey, P. R. Vail // *Sea-level changes: an integrated approach: SEPM Special Publication.* – 1988. – V. 42. – P. 109–124. – Text: unmediated.
- Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature / O. Catuneanu, W. E. Galloway, C. G. St. C. Kendall [et al.] // *Newsletters on Stratigraphy.* – 2011. – V. 44. – P. 173–245. – Text: unmediated.

- Towards the standartization of sequence stratigraphy / O. Catuneanu, V. Abreu, J. P. Bhattacharya [et al.] // *Earth-Science Reviews*. – 2009. – V. 92. – P. 1–33. – Text: unmediated.
- Warren, J. K. Comparison of sequences formed in marine sabkha (subaerial) and salina (subaqueous) settings – modern and ancient / J. K. Warren, C. G. St. C. Kendall // *AAPG Bull.* – 1985. – V. 69. – P. 1013–1023. – Text: unmediated.
- Wearer, C. R. Geological interpretation of argillaceous sediments / C. R. Wearer // *AAPG Bull.* – 1958. – V. 42. – P. 254–309. – Text: unmediated.
- West, J. M. Primary gypsum nodules in a modern sabkha of the Mediterranean coast of Egypt / J. M. West, G. A. Aly, M. E. Hilmy // *Geology*. – 1979. – V. 7. – P. 354–358. – Text: unmediated.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1. Модельный пример решения задачи ПГР: исходные данные.

Рис. 1.2. Некоторые из возможных вариантов ПГР по данным рис. 1.1.

Рис. 1.3. Исходные состояния объектов – хаос.

Рис. 1.4. Законы композиции систем: радуга для пазла вверху; закономерный латеральный ряд обстановок (фаций) для терригенной формации внизу.

Рис. 1.5. Результат фациального анализа для терригенной формации.

Рис. 1.6. Неудачная попытка сборки пазла.

Рис. 1.7. Базовые модели пазла (вверху) и осадочного бассейна (внизу).

Рис. 1.8. Базовая модель терригенной формации.

Рис. 1.9. Пазл – задача идентификации букв.

Рис. 1.10. Терригенная формация – задача идентификации фаций.

Рис. 1.11. Пазл – задача прогноза букв.

Рис. 1.12. Терригенная формация – задача прогноза фаций.

Рис. 1.13. Фациально-согласное залегание слоев.

Рис. 1.14. Гипотетическая фациальная модель осадочного бассейна – единая фациально-согласная последовательность отложений.

Рис. 1.15. Секвенс-стратиграфическая модель реального осадочного бассейна (фрагмент рис. 7.11 из [Catuneanu, 2006] с изменениями и дополнениями автора).

Рис. 1.16. Фрагмент рис. 1 из [An over view..., 1988] с добавлениями автора – граница парасиквенсов 3 и 4 является фациальным несогласием.

Рис. 1.17. Фрагмент рис. 10 из [Catuneanu, Zecchin, 2013] с добавлениями автора.

Рис. 1.18. Фрагмент рис. 2 из [Бейзель, 2010].

Рис. 1.19. Генетическое фациальное несогласие I рода.

Рис. 1.20. Инверсионное фациальное несогласие I рода.

Рис. 1.21. Фациальные несогласия II рода.

Рис. 2.1. Фрагмент Региональной стратиграфической схемы венд-кембрийских отложений с изменениями и дополнениями автора [Решения..., 1989].

Рис. 2.2. Фрагмент Региональной стратиграфической схемы верхнепротерозойских отложений Непско-Ботуобинской НГО, 1981 г. (фрагмент рис. 4 из [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986] с изменениями и дополнениями автора).

Рис. 2.3. Фрагмент схемы индексации продуктивных горизонтов венд-кембрия Непско-Ботуобинской НГО (фрагмент рис. 18 из [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986] с изменениями и дополнениями автора).

Рис. 2.4. Фрагмент Региональной стратиграфической схемы венда Тунгусского региона Сибирской платформы из [Мельников, 2018] с изменениями и дополнениями автора.

Рис. 2.5. Схема фациального районирования района работ.

Рис. 2.6. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Пеледуйская-750 – скв. Верхне-Сюльдюкерская-2281.

Рис. 2.7. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Чайндинская-3213 – скв. Бес-Юряхская-3401.

Рис. 2.8. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Среднеботуобинская-24 – скв. Хотого-Мурбайская-733.

Рис. 2.9. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Кубалахская-705 – скв. Иктехская-14401.

Рис. 2.10. Корреляция терригенных отложений венда по профилю скв. Маччобинская-904 – скв. Бес-Юряхская-3402.

Рис. 2.11. Стратиграфическая модель терригенного венда северо-восточной части Непско-Ботуобинской НГО.

Рис. 2.12. Обоснование выделения чаяндинской свиты в Вилючанской седловине.

Рис. 2.13. Закон композиции геосистемы для вендского терригенного комплекса.

Рис. 3.1. Фациальные модели чаяндинской свиты в скважинах Озерная-760, Чаяндинская-3211, Чаяндинская-3213.

Рис. 3.2. Фациальные модели чаяндинской свиты в скважинах Чемпурекская-2831, Среднеботуобинская-99, -31, -11, Монулахская-2313.

Рис. 3.3. Фациальные модели чаяндинской свиты в скважинах Маччобинская-904, Иреляхская-15501, Нелбинская-1241, Очугейская-2581.

Рис. 3.4. Палеогеологическая схема предпоздне-непско-тирской эрозионной поверхности северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы.

Рис. 3.5. Схема строения Хамакинской фациальной серии на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО.

Рис. 3.6. Схема строения Улаханской фациальной серии на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО.

Рис. 3.7. Схема строения Ботуобинской фациальной серии на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО.

Рис. 3.8. Палеофациальные разрезы чаяндинской свиты по линиям I-I (А) и II-II (Б).

Рис. 3.9. Стратиграфические модели секвенсов (на основе fig. 2 из [Sequence stratigraphy..., 2011]).

Рис. 3.10. Секвенс-стратиграфическая модель чаяндинской свиты.

Рис. 4.1. Зоны нефтегазонакопления в хамакинском продуктивном горизонте.

Рис. 4.2. Зоны нефтегазонакопления в улаханском продуктивном горизонте.

Рис. 4.3. Зоны нефтегазонакопления в ботуобинском продуктивном горизонте.

Рис. 5.1. Фрагмент Тектонической карты нефтегазонасных провинций Сибирской платформы под редакцией В. С. Старосельцева (ФГУП «СНИИГГиМС», 2005) с положением активов ПАО «НК «Роснефть».

Рис. 6.1. Технологическая схема комплексного исследования засоленного кернa Верхнечонского месторождения (рис. 2 из [Щетинина и др., 2015]).

Рис. 6.2. Палетка ГГКп-НК (а) и АК-НК (б) для определения коэффициентов пористости и засоленения горных пород верхнечонского горизонта (рис. 3 из [Щетинина и др., 2015]).

Рис. 6.3. Изменение коэффициента проницаемости, полученного по керну и ГИС, в процессе развития петрофизической модели пласта Вч (рис. 3 из [Щетинина и др., 2015]).

Рис. 6.4. Характеристика классов коллекторов билирской свиты согласно классификации Дж. Лусиа (рис. 8 из [Литологическое строение..., 2021]).

Рис. 6.5. Самоорганизующаяся карта (Кохонена) (рис. 9 из [Литологическое строение..., 2021]).

Рис. 6.6. Планшет сопоставления классов керн – нейросетевая модель (рис. 10 из [Литологическое строение..., 2021]).

Рис. 6.7. Кросс-плот $K_{пр} - K_n$ (гелий) с заливкой по классу пород (рис. 11 из [Литологическое строение..., 2021]).

Рис. 6.8. Распределение классов коллекторов по фациям в разрезе осинского подгоризонта (рис. 12 из [Литологическое строение..., 2021]).

Рис. 7.1. Фрагменты сечений амплитудного куба, иллюстрирующие возможности МОГТ 3D по картированию основных элементов структуры осадочного чехла Верхнечонского месторождения: узких линейных грабен, «региональных» (а) и «локальных» (б), составляющих изменения толщины вендского терригенного комплекса (рис. 1 из [Нассонова и др., 2010] с редакционными изменениями).

Рис. 7.2. Срез куба когерентности на уровне 20 мс ниже ОГ Ф (рис. 1 из [Карих и др., 2013]).

Рис. 7.3. Отображение кольцевой структуры А на временном разрезе (фрагмент рис. 2 из [Карих и др., 2013]).

Рис. 7.4. Залежи в фундаменте Верхнечонского месторождения (рис. 6 из [Воробьев, 2013]).

Рис. 7.5. Исходные данные для фациального моделирования (рис. 1 из [Зверев и др., 2012]).

Рис. 7.6. Результаты литолого-фациального анализа отложений непской свиты (рис. 2 из [Зверев и др., 2012]).

Рис. 7.7. Выделение фации преимущественно глинистых отложений отмершего приливно-отливного канала (рис. 4 из [Зверев и др., 2012]).

Рис. 7.8. Фации и фациальные ассоциации отложений венда Непско-Ботубобинской антеклизы (табл. 1 из [Плюснин, 2019в]).

Рис. 7.9. Фотографии характерных текстур выделенных аллювиальных, флювиальных и приливно-отливных фаций (рис. 3 из [Плюснин, 2019в]).

Рис. 7.10. Фотографии характерных текстур выделенных лагунных, пляжевых и морских фаций (рис. 4 из [Плюснин, 2019в]).

Рис. 7.11. Фотографии дельтовых фаций (рис. 5 из [Плюснин, 2019в]).

Рис. 7.12. Фациальный профиль ботубобинского горизонта (фрагмент рис. 6 из [Плюснин, 2019а]).

Рис. 7.13. Сравнение результатов акустической инверсии с низкочастотной (а) и блоковой (б) моделью (рис. 3 из [Шаповалов, 2013]).

Рис. 7.14. Сравнение разрезов куба импеданса, полученного с использованием итеративной методики инверсии (а), и куба импеданса, полученного с использованием блоковой модели (б) (на основе рис. 7, 8 из [Шаповалов, 2016]).

Рис. 7.15. Зависимость между акустическим импедансом по данным инверсии и линейной емкостью пласта V_{ch} (рис. 5 из [Шаповалов, 2013]).

Рис. 7.16. Разрез куба вероятности наличия коллектора по южной части Среднеботубобинского месторождения (Шаповалов, Манькута, 2018).

Рис. 7.17. Совмещение карт толщин между кровлей регионального репера М2 и подошвой осинского горизонта (красные изопахиты) и толщин засоленного песчаника (рис. 3 из [Янкова, 2010]).

Рис. 7.18. Совмещение карт толщин засоленного песчаника и суммарных толщин глин (коричневые изопахиты) (рис. 4 из [Янкова, 2010]).

Рис. 7.19. Схема засоления пород непской свиты: а – принципиальная модель вторичной цементации галитом порового пространства вблизи палеоуровней ВНК; б, в – карты степени засоления пластов Вч₁ и Вч₂ (показаны цветной заливкой), совмещенные с изопакхитами венд-кембрийского комплекса (рис. 7 из [Воробьев, Клиновья, 2017]).

Рис. 7.20. Карты мощностей литотипов «засоленный неколлектор» (а) и «коллектор» (б) (рис. 5 из [Осипова и др., 2016]).

Рис. 7.21. Принципиальный геологический разрез курсовской свиты Среднеботубинского месторождения (рис. 2 из [Новые продуктивные..., 2018]).

Рис. 8.1. Схема обстановок осадконакопления преобразованного горизонта Верхнечонского месторождения с наиболее характерными ЛГТ (вертикальные срезы керна) (рис. 2 из [Вилесов, Воробьев, 2012]).

Рис. 8.2. Фото вертикального среза керна пород преобразованного пласта – I. Фото шлифов пород преобразованного пласта – II.

Рис. 8.3. Концептуальная модель формирования преобразованного продуктивного горизонта (рис. 2 из [Воробьев, Вилесов, 2012]).

Рис. 8.4. Схема корреляции пластов юряхского и осинского горизонтов по месторождениям Непско-Ботубинской антеклизы (рис. 2 из [Геологическое строение..., 2021]).

Рис. 8.5. Картирование зон выступов фундамента по данным сейсморазведки МОГТ 3D (рис. 3. [Геологическое строение..., 2021]).

Рис. 8.6. Основные типы пород осинского горизонта (рис. 4 из [Воробьев и др., 2013]).

Рис. 8.7. Концептуальная седиментологическая модель формирования осинского горизонта (рис. 5 из [Воробьев и др., 2013]).

Рис. 8.8. Каротажные образы пачек осинского горизонта (рис. 6 из [Воробьев и др., 2013]).

Рис. 8.9. Карта мощности биогермной пачки (фрагмент рис. 7 из [Воробьев и др., 2013]).

Рис. 8.10. Основные постседиментационные изменения пород осинского продуктивного горизонта в пределах Верхнечонского месторождения (рис. 5 из [Воробьев и др., 2014]).

Рис. 8.11. Схема отжима и миграции седиментационных вод из венд-кембрийского терригенного комплекса к зонам разгрузки в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы (выполнено с использованием данных работы Воробьева, Рыбьякова (1986)) (рис. 6 из [Воробьев и др., 2014]).

Рис. 8.12. Отображение патч-риффов в волновом поле (рис. 1 из [Подходы к освоению..., 2021]).

Рис. 8.13. Отображение кольцевых структур, соответствующих патч-рифам на срезе амплитудного куба, проходящего на 12 мс ниже отражения, соответствующего кровле пласта O_1 (рис. 2 из [Подходы к освоению..., 2021]).

Рис. 8.14. Литологическая характеристика перспективных фаций (рис. 6 из [Подходы к освоению..., 2021]).

Рис. 8.15. Концептуальная модель строения шельфовых патч-риффов осинского подгоризонта Среднеботуобинского месторождения (рис. 6 из [Литологическое строение..., 2021]).

Рис. 8.16. Распределение коллектора по фациям (рис. 5 из [Подходы к освоению..., 2021]).

Рис. 8.17. Зависимость продуктивности скважин от удаленности патч-риффов (рис. 7а из [Подходы к освоению..., 2021]).

Рис. 8.18. Сопоставление продуктивности горизонтальных скважин (ГС) и наклонно-направленных (ННС) (рис. 7б из [Подходы к освоению..., 2021]).

Рис. 8.19. Накопленные отборы нефти и газа на карте нефтенасыщенных толщин (рис. 8 из [Подходы к освоению..., 2021]).

Рис. 8.20. Карта общей мощности базального горизонта успунской свиты (рис. 1 из [Новые продуктивные..., 2018]).

Научное издание

Лебедев Михаил Валентинович;
Хайруллин Марат Фаатович;
Погребняк Александр Сергеевич;
Торгашева Лариса Витальевна.

ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО
(СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Монография

Подписано в печать: 27.12.2022. Формат 60x84/16. Гар-
нитура Ехo2. Печать офсетная. Усл. печ. л. 16,8. Тираж 100
экз. Заказ 139935.

ООО «ИПЦ «Экспресс», г. Тюмень, ул. Минская, 3г, корп. 3,
тел. 8 (3452) 55-58-47.

