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

На правах рукописи

ПРАКОЙО ФЕЛИКС САНТО

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЦИЙ СЕДИМЕНТАЦИИ И ЭПИГЕНЕЗА ЮРСКО-МЕЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

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

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук
В.И. ИСАЕВ

ТОМСК
2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ... 3
1 ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ФАЦИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ... 7
2 МОДЕЛИ ФАЦИЙ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ... 17
2.1 Общая характеристика фаций осадконакопления ... 17
2.2 Литологический и структурный анализ типовых фаций седиментации ... 24
2.3 Анализ фильтрационно-емкостных свойств типовых фаций седиментации ... 25
2.4 Анализ каротажей потенциалов собственной поляризации (ПС), гамма-каротажей (ГК) и каротажей электрического сопротивления (КС) типовых фаций седиментации ... 31
2.5 Выводы ... 42
3 МОДЕЛИ «ФАЦИЙ» ЭПИГЕНЕЗА ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ... 43
3.1 Общая характеристика процессов эпигенеза ... 43
3.2 Анализ изменения пористости и текстуры породы в процессе катагенеза ... 46
3.3 Анализ типов (механизмов) эпигенетических процессов и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства осадочных горных пород ... 51
3.4 Характеристика текстурно-структурных изменений в процессе эпигенеза. «Фации» эпигенеза ... 65
3.5 Анализ каротажей вторичных коллекторов – «фаций» эпигенеза ... 71
3.6 Выводы о перспективах продуктивности «фаций» вторичных коллекторов, возможности их выделения и идентификации типа методами ГИС ... 82
4 ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ПЛАСТОВ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ... 84
4.1 Характеристика площади исследований ... 84
4.1.1 Стратиграфия ... 84
4.1.2 Нефтегазоносные комплексы, пласты ... 90
4.1.3 Тектоническая история и нефтегазносность ... 93
4.2 Методика анализа (прогнозирования) ... 96
4.3 Результаты анализа ... 98
4.4 Обсуждение результатов анализа и прогноза ... 126
4.5 Выводы ... 128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ... 130
ЛИТЕРАТУРА ... 132
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Сводная таблица типов (моделей) седиментационных структур ... 150
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Сводная таблица прогноза фаций пласта $Ю_1^1$ ... 166
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$ ... 170

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Основные разрабатываемые нефтегазоносные комплексы (НГК) Западной Сибири сосредоточены в верхнеюрских и меловых отложениях. Согласно результатам исследований А.Э. Конторовича и его коллег (2013, 2014), а также трудам других томских и новосибирских геологов и геофизиков, процессы трансгрессии-регрессии на юго-востоке Западной Сибири активно менялись в юрско-меловое время. Эти процессы влияли на формирование песчаных тел в осадочных пластах, как показывает литолого-фациальный анализ. Как в России, так и за рубежом разрабатывается ***проблема типизация фаций осадконакопления***, литогенетические типы пород, типы седиментационных структур и методики литолого-фациальных анализов. Это работы известных ученых и специалистов В.П. Алексеева, В.Б. Белозерова, А.Г. Берзина, Л.Н. Ботвинкиной, А.В. Ежовой, Ю.М. Карогодина, Г.Л. Кирилловой, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Л.С. Маргулиса, И.А. Мельника, В.С. Муромцева, Т.Г. Перевертайло, Е.П. Развозжаевой, О.С. Черновой, Р. Шериффа и Л. Гелдарта, Х.Г. Рединга, R.M. Slatt, R.G. Walker и многих других.

Фациальный анализ очень важен при поисковых и разведочных работах, т.к. результаты анализа фаций позволяют дать подробную оценку характеристик резервуара. При этом важно интегрирование геолого-геофизических данных. Наши исследования, направленные на решение указанной проблемы – на разработку эффективной методики оценки продуктивности терригенных пластов на основе комплексной типизация фаций и прогнозирования, являются ***актуальными.*** Объектами экспериментальной апробации методики являются нефтеперспективные верхнеюрские и меловые отложения юго-востока Западной Сибири.

Степень разработанности темы

В основании проводимых геолого-геофизических исследований при фациальном анализе положено детальное изучение слоев, признаков седиментационных структур, отражающих механизм осадконакопления.

Палеогеографические условия формирования верхнеюрских отложений и циклитов меловых отложений исследуются на основе детального изучения керна, седиментационных структур, ихнологического и литолого-фационального анализов, а также электрометрических характеристик (В.Б. Белозеров, Т.Г. Перевертайло, О.С. Чернова и др.).

Данные сейсмики (сейсмические атрибуты) широко используются для анализа фаций и прогнозирования потенциальных зон углеводородов (В.А. Конторович и др.). Эта методика очень распространена и имеет важное значение для разведочных работ.

В.С. Муромцев (1984) основал методику фациального анализа по кривым ПС. Фациальную интерпретацию кривых ПС для терригенных отложений континентальной, переходной и морской групп фаций выполнил В.Б. Белозеров (2011). Результаты новейших фациальных исследований меловых отложений Томской области на основе инновационной интерпретации материалов комплекса ГИС опубликованы И.А. Мельником (2015).

Анализ геофизических характеристик пластов (электрофации, сейсмофации) позволяет повысить достоверность идентификации фаций, определить их распространение как по латерали, так и по вертикали на площади исследования. Применение одного способа фациального анализа может привести к недостаточно достоверным и детальным результатам. Поэтому перспективно интегрирование (комплексирование) геолого-геофизических способов фациального анализа.

В диссертационной работе решена следующая научная задача – усовершенствована методика оценки продуктивности юрско-меловых отложений юго-восточной части Западной Сибири на основе комплексного фациального анализа седиментационных структур, фильтрационно-емкостных свойства (ФЕС) и каротажей.

Этапы решения задачи исследований

1) Сбор и систематизация материалов по седиментационным структурам, ФЕС и каротажам терригенных коллекторов 90-а месторождений мира и Западной Сибири.

2) Анализ и комплексная типизация фаций терригенных отложений по литологии, седиментационным структурам, характеристикам ФЕС и каротажам.

3) Сбор и систематизация материалов по структурам пустотного пространства, ФЕС и каротажам вторичных коллекторов по 77-ми месторождениям мира и Западной Сибири.

4) Анализ и комплексная типизация «фаций» эпигенеза терригенных отложений по характеристикам текстурно-структурных изменений, по структуре пустотного пространства, по ФЕС и каротажам.

5) Экспериментальная апробация типовых фаций терригенных коллекторов (моделей) на примере оценки продуктивности юрско-меловых пластов юго-востока Западной Сибири.

6) Прогнозирование фациальных условий и продуктивности, районирование нефтегазоносных пластов 2-х месторождений на севере Томской области.

Научная новизна работы

1. Выполнена интегрированная типизация фаций терригенных пластов на основе анализа седиментационных структур, ФЕС и комплекса каротажей ПС, КС и ГК.

2. Выполнена интегрированная типизация «фаций» вторичных коллекторов на основе анализа текстурно-структурных изменений, структуры пустотного пространства, ФЕС и комплекса каротажей БК, ГК, ННК и АК.

3. Построены прогнозные схемы распределения литолого-фациальной неоднородности 15-ти юрско-меловых нефтегазоносных пластов на площади Северного и Приграничного месторождений Томской области.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработаны методические основы комплексного фациального анализа юрско-меловых отложений юго-востока Западной Сибири по геолого-геофизическим данным.

2. Определены и продемонстрированы прогностические возможности комплексных моделей фаций терригенных отложений для оценки продуктивности пластов-коллекторов юго-востока Западной Сибири.

3. На основе комплекса литологических и каротажных данных выполнено прогнозирование продуктивности пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, ИП Северного и Приграничного нефтяных месторождений.

Методы исследования

1. Актуалистический подход к анализу процессов осадконакопления при типизации седиментационных структур.

2. Комплексный анализ седиментационных структур, текстурно-структурных изменений, структур пустотного пространства, ФЕС и каротажей при типизации фаций терригенных отложений и «фаций» вторичных коллекторов.

3. Экспериментальная проверка прогностических возможностей моделей типовых фаций на примере оценки продуктивности юрско-меловых пластов юго-востока Западной Сибири.

Положения, выносимые на защиту

1. Типовые модели фаций терригенных отложений по комплексу видов седиментационных структур и геофизическим характеристикам пластов для оценки продуктивности пластов на основе комплексного фациального анализа.

2. Диагностика «фаций» эпигенеза (типов вторичных коллекторов) на основе комплексного анализа постседиментационных текстурно-структурных изменений терригенных отложений и геофизических характеристик коллектора.

3. Прогностические возможности моделей фаций терригенных отложений для оценки продуктивности юрско-меловых пластов-коллекторов юго-востока Западной Сибири.

Степень достоверности результатов

1. На площади экспериментальной проверки прогностических возможностей типовых фаций терригенных отложений уровень достоверности прогноза для 50-ти интервалов испытаний пластов составил 92 %.

2. Сопоставление авторского локального прогнозирования фаций для верхнеюрских и меловых пластов Северного и Приграничного месторождений с региональными палеогеографическими схемами Западной Сибири А.Э. Конторовича (2013, 2014) показало хорошую согласованность.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты исследований докладывались на Международном семинаре «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей» им. Д.Г. Успенского (Москва, 2013), на Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова (Томск, 2013), на Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 80-летию академика А.Э. Конторовича (Новосибирск, 2014), на Международной научно-практической конференции с элементами школы-семинара (Томск, 2014). Основные результаты диссертационной работы изложены в 8-и публикациях диссертанта, в том числе 3-и статьи в журналах перечня ВАК.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д. г.-м. н. В.И. Исаеву. Автор признателен коллегам по совместным исследованиям Лобовой Г.А., Осиповой Е.Н., Устиновой В.Н., Старикову Н.Н., Амани Мангуа Марк, Власовой А.В., Кудряшовой Л.К. Автор благодарит профессора Л.Я. Ерофеева, директора Института природных ресурсов А.Ю. Дмитриева, заведующего кафедрой геофизики Ю.В. Колмакова за поддержку работы в Томском политехническом университете. Автор благодарит генерального директора ОАО «Томскнефть» ВНК С.А. Анжигура за разрешение использовать фактические данные по месторождениям Томской области.

1 ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ФАЦИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

В мировой практике литолого-фациальный анализ широко применяется для оценки нефтегазоносности и нефтегеологического районирования, начиная с региональных обобщений и заканчивая объектами промысловых работ.

Значение фациального анализа возрастает при поисках и разведке залежей углеводородов (УВ) в терригенных резервуарах, в случае скоплений УВ в ловушках литологических, стратиграфических, литолого-стратиграфических типов [1, 2]. В условиях юго-востока Западной Сибири отложения одного возраста (одного пласта) могли формироваться в разных фациальных условиях, что в итоге определило латеральную литолого-фациальную неоднородность пластов-коллекторов [3, 4].

Определение фации выполняется с использованием физических, химических и биологических характеристик пород. Принято, что физические характеристики породы, возможно, отражаются в геофизических данных. Интегрированный анализ этих характеристик позволяет более достоверно идентифицировать фации, их распространение как по латерали, так и по вертикали на объекте исследования.

Фациальный анализ очень важен при поисковых и разведочных работах, т.к. результаты анализа фаций позволяют дать подробную оценку характеристик резервуара. Известно, что скорость прогибания коры, скорость компенсированного осадконакопления, трансгрессии и регрессии (и их скорость), тектонические эффекты, направление и скорость палеотечений, генетические процессы формирования обстановок осадконакопления, распространение обстановок осадконакопления определяют качество ФЕС пород [5, 6].

Как отмечено выше, физические характеристики породы, могут отражаться *в геофизических данных.* С развитием геофизических методов изучения стали выделять новые виды фаций, не определяемые классическими параметрами горных пород. По конфигурации, протяженности, амплитуде, частоте отражений и пластовым сейсмическим скоростям в сочетании с формой тел выделяют сейсмические фации [7, 8]. При каротаже фации и циклиты выделяют по электрическим, радиоактивным и акустическим свойствам [9–11].

В тоже время, изучение керна позволяет *анализировать седиментационные структуры*, которые отражают физические условия во время формирования тела осадконакопления. Минеральные ассоциации, размеры зерна и их ассоциации, следы животных и/или растительных организмов в составе породы также характеризуют обстановку осадконакопления.

Применение одного способа идентификации фаций, скорее всего, недостаточно однозначно. Поэтому для повышения достоверности фациального анализа необходимо интегрирование геолого-геофизических данных.

В основании проводимых геолого-геофизических исследований при фациальном анализе положено детальное изучение слоев, признаков седиментационных структур, отражающих механизм осадконакопления. Многие ученые и специалисты по всему миру, как российских, так и зарубежных, разрабатывают типизацию фаций, литогенетические типы пород, типы седиментационных структур и методику литолого-фациальных анализов. Это известные ученые и специалисты В.П. Алексеев, В.Б. Белозеров, А.Г. Берзин, А.В. Ежова, Ю.М. Карогодин, Г.Л. Кириллова, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Л.С. Маргулис, Т.Г. Перевертайло, Е.П. Развозжаева, Х.Г. Рединг, R.M. Slatt, R.G. Walker, О.С. Чернова и многие другие [1–19].

Ниже анализируются примеры исследований последнего времени определения фаций, распространения обстановок осадконакопления и оценки перспектив нефтегазоносности объектов в Западной Сибири.

Палеогеографические условия формирования верхнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины исследовались профессором Томского политехнического университета О.С. Черновой на основе детального изучения керна, седиментационных структур, ихнологического и литолого-фационального анализов [3]. Результат районирования фаций – литолого-фациальная карта (*с элементами электрометрии*) для пласта $Ю_1^2$ приведена на рисунке 1.1.

Сотрудником Томского политехнического университета Т.Т. Перевартайло [17] проведены исследования условий осадконакопления циклита $Б_{10}$ на площади Гураринско-Соболиного месторождения (Томская область) с использованием детального анализа керна, седиментационных структур и *электрометрических характеристик* (рис. 1.2).

В 90-х годах широко используются данные сейсмики (сейсмические атрибуты) для анализа фаций и прогнозирования потенциальных зон углеводородов. Эта методика очень распространена и имеет важное значение для разведочных работ.

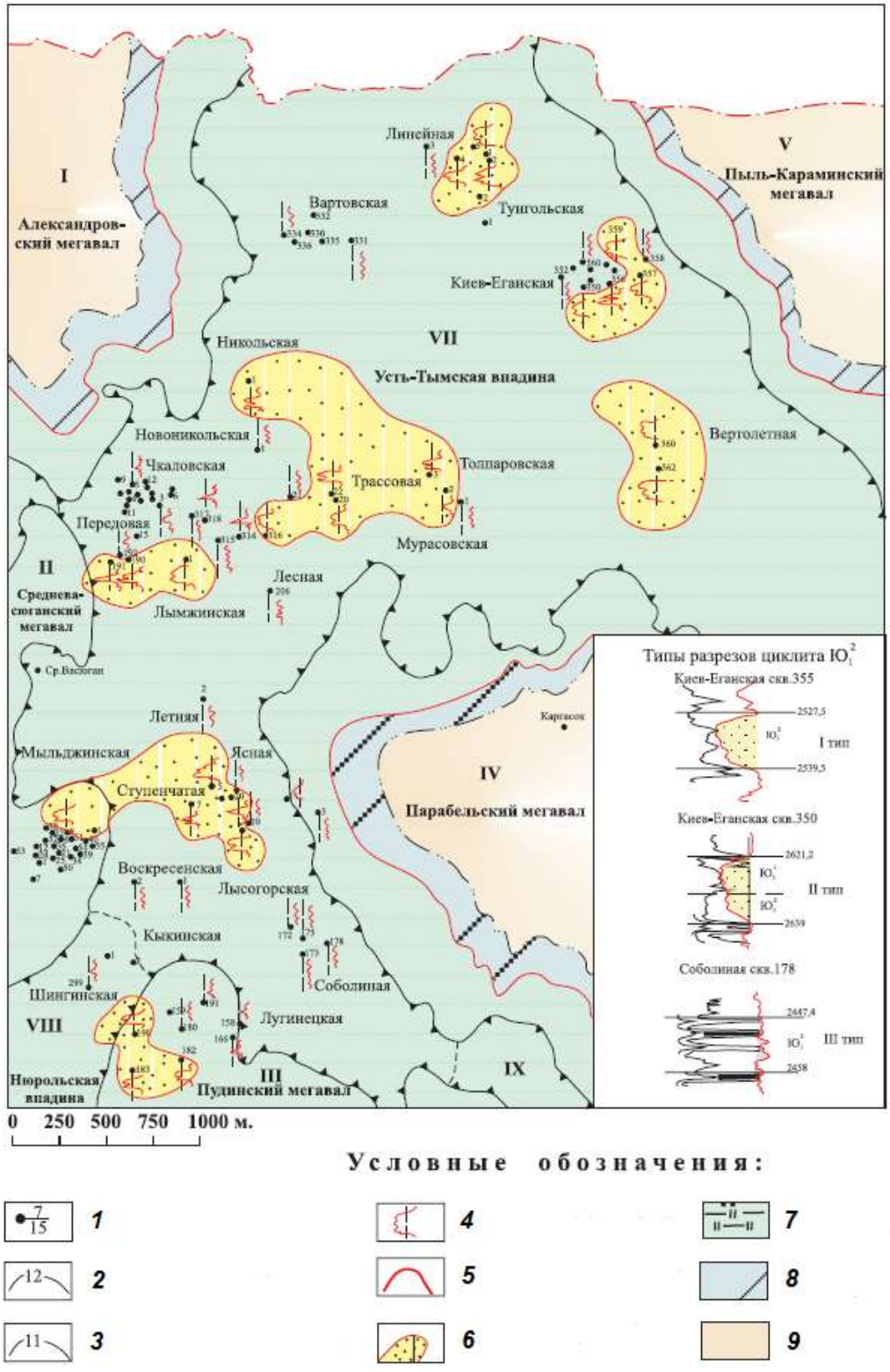


Рис. 1.1. Литолого-фациальная карта с элементами электрометрии Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления на время накопления циклита $Ю_1^2$, по О.С. Черновой [3]. *1* – номер скважины/мощность циклита; *2* – изопахиты мощности песчано-алевролитых тел циклита $Ю_1^2$; *3* – предполагаемые изопахиты мощности песчано-алевролитых тел циклита $Ю_1^2$; *4* – электрометрическая характеристика типа разреза; *5* – граница различных фациальных зон; *6* – фация средне-мелкозернистых песчано-алевролитовых осадков вдольбереговых баров; *7* – фация алевролито-глинистых осадков заболоченных лагун; *8* – фация алевролито-глинистых осадков приморских болот (маршей, лайд); *9* – область накопления отложений наунакской свиты.

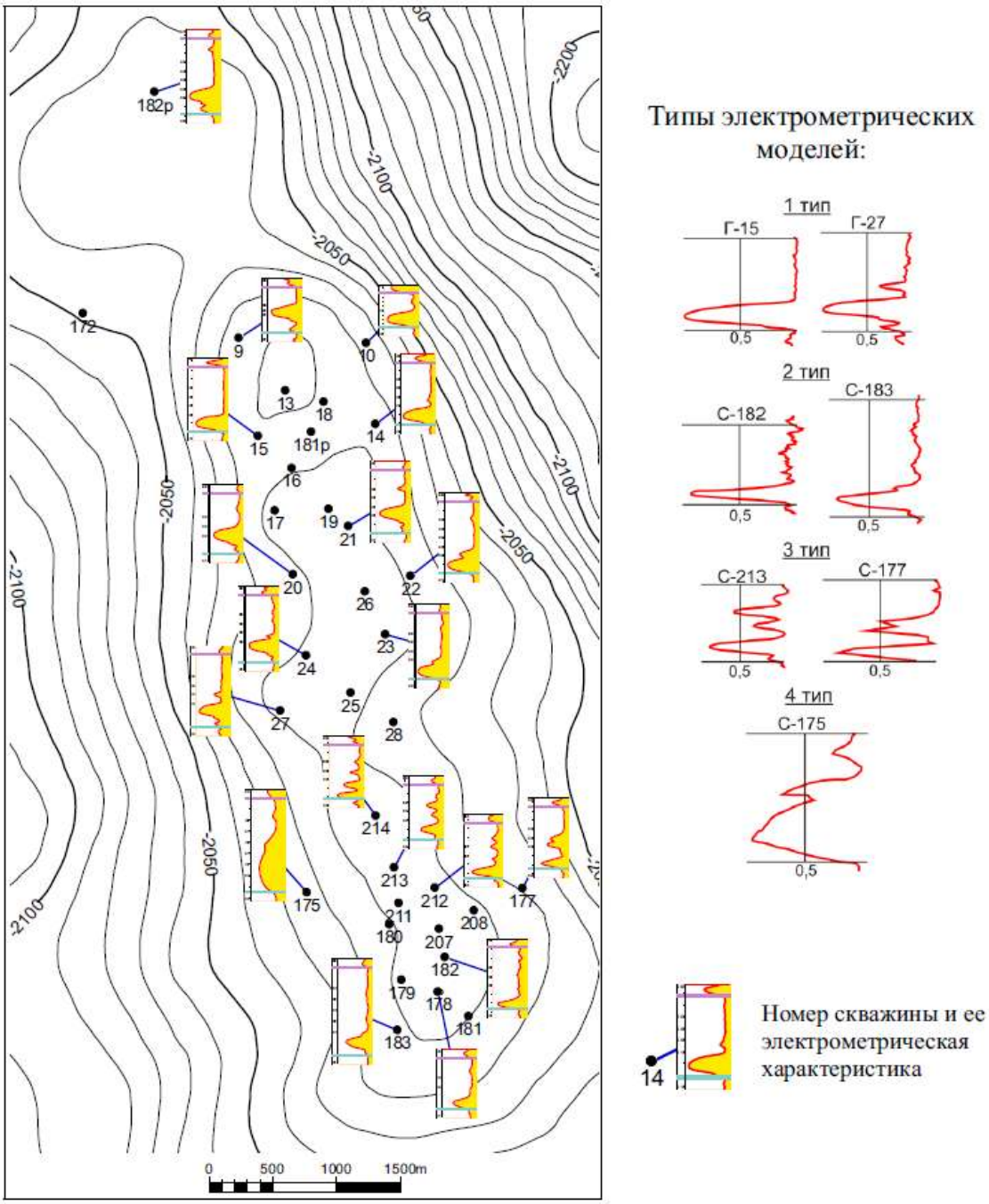


Рис. 1.2. Структурная карта по подошве циклита $Б_{10}$ и типы электрометрических моделей на Гураринском и Соболином участках, по Т.Г. Перевертайло [17].

Например, сотрудники геологической службы США (USGS) David W. Houseknecht, Christoper J. Schenk сделали анализ сейсмофаций и выполнили прогноз потенциальных зон углеводородов для отложений Brookian [20]. Результаты анализа дали 7-мь секвенсов (A, B, C, D, E, F, G) – рисунок 1.3. Здесь секвенс G – нефтематеринская порода, а секвенс A – лучший из всех резервуаров. Фация осадконакопления для секвенса G интерпретирована как мелководноморская. Секвенс A прогнозируется как переход между шельфовой и речной фациями.

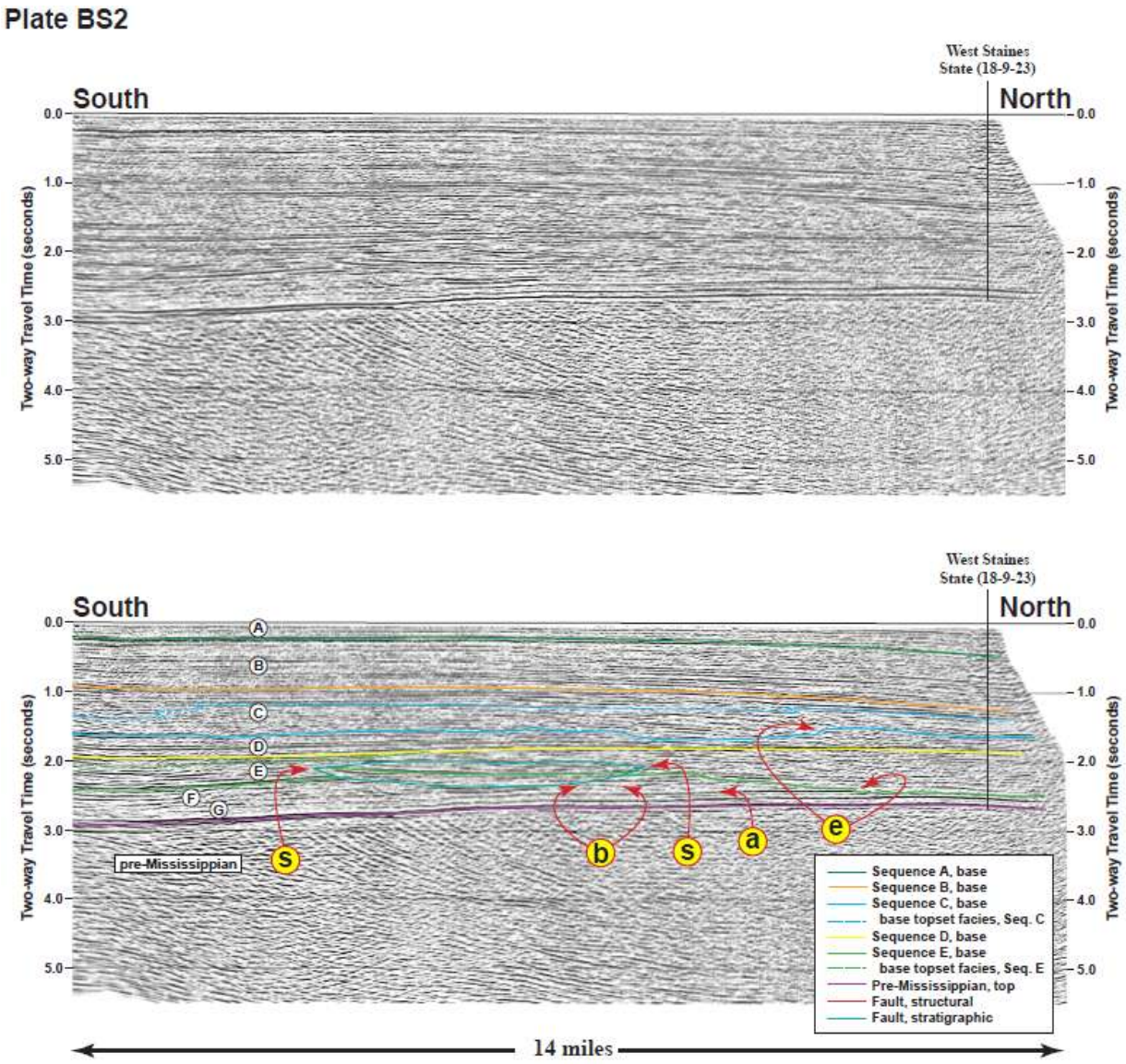


Рис. 1.3. Сейсмический профиль показывает строение отложений Brookian, по David W. Houseknecht, Christoper J. Schenk [20]. Секвенсы идентифицированы большими буквами. Желтые с красным кружки идентифицируют: *a* –граница между секвенсом G и секвенсом F; *b* – холмистая форма внутри секвенса F представлена подводным конусом выноса; *e* – явная эрозия в подошве секвенсов E и C; *s* – граница между секвенсом E и F.

Babangida M. Sarki Yandoka и др. (2014) проведен фациальный анализ, восстановление древних условий осадконакопления, анализ палеотечений для отложений lower Bima member в Yola sub-basin на северо-западе Нигерии [21]. Изучались *седиментационные структуры образцов пород*. Результаты анализа фаций показаны на рис 1.4 и рис 1.5.

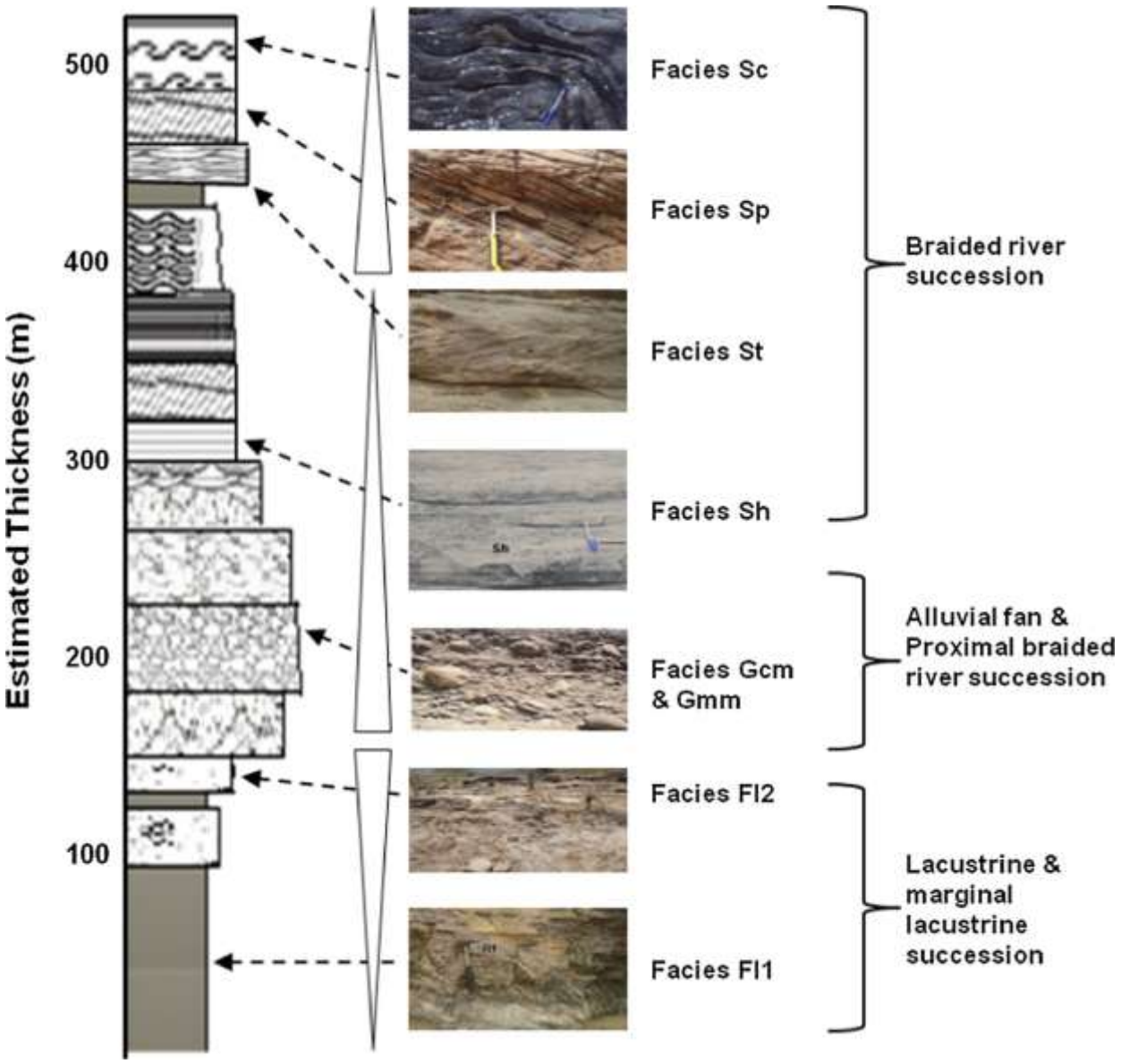


Рис. 1.4. Краткое описание по вертикали фаций и условий накопления отложений lower Bima member in the Yola sub-basin, по Babangida M. Sarki Yandoka и др. [21].

Michel Cremer, сотрудник университета Бордо, и Dorrik A.V. Stow, сотрудник университета Ноттингем, успешно выполнили исследования по теме анализа фаций в Мексиканском заливе с использованием *седиментационных структур по шлифам образцов пород* [22]. Они доказали, что анализ фаций можно выполнить на основе характеристик седиментационных структур и других деталей анализа пород. Результат исследований показал, что седиментационные структуры видны в обнажениях пород и хорошо наблюдаются в шлифах. Фациальный анализ на площади исследований сотрудники интерпретировали как турбидитовая фация (рис 1.6).

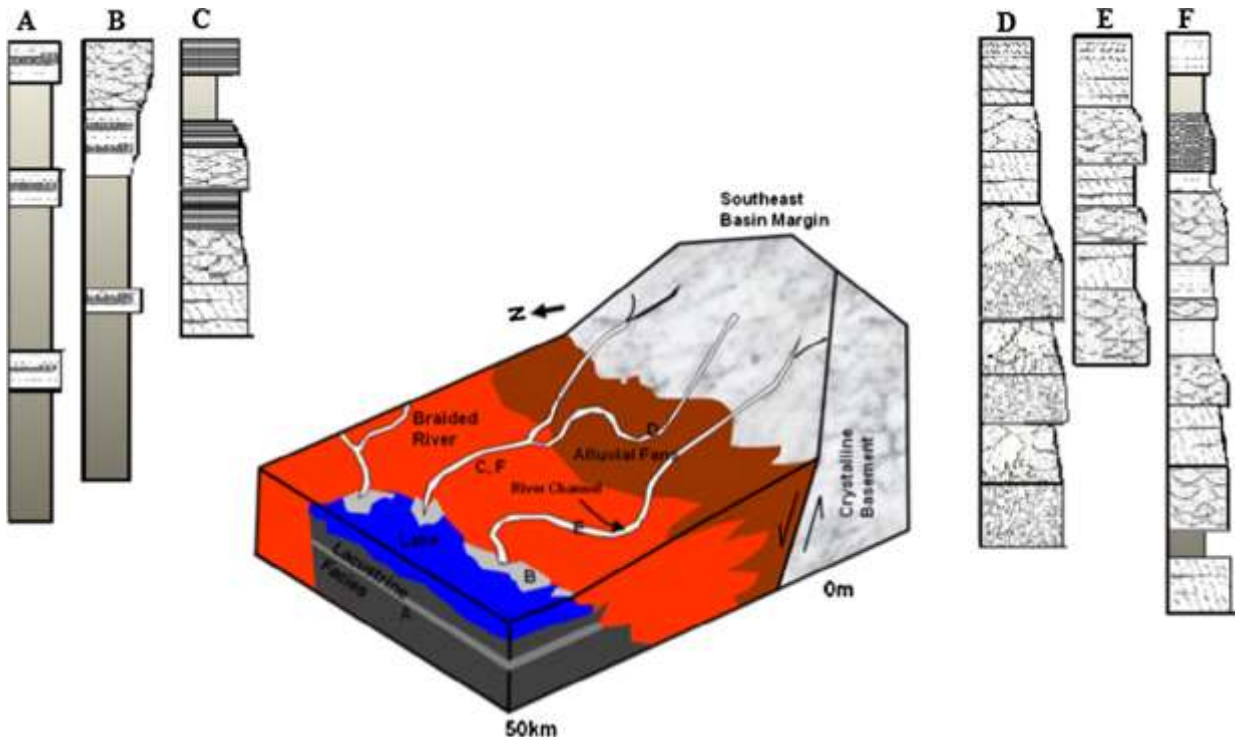


Рис. 1.5. Предполагаемая модель древних условий осадконакоплений lower Bima member in the Yola sub-basin, по Babangida M. Sarki Yandoka и др. [21].

Методика определение фаций на основе кривых каротажей ПС названа *электрофациальным анализом.* Как известно, каротаж хорошо отражает дифференциацию отложений по вертикали, поэтому эта методика широко применяется в нефтяной геологии. В последнее время такая методика развивалась с использованием не только кривых ПС, а также кривых ГК, КС, ИК. Усовершенствованная методика позволяет более точно идентифицировать фацию терригенного коллектора при отсутствии детального изучения керна.

В.С. Муромцев внес основной вклад в разработку методики фациального анализа по кривым ПС [10]. Профессор Томского политехнического университета В.Б. Белозёров в последние годы проводит большие электрофациальные исследования для терригенных отложений континентальной, переходной и морской групп фаций [11]. Пример результатов работы у В.Б. Белозёрова (2011) показывает рис. 1.7.

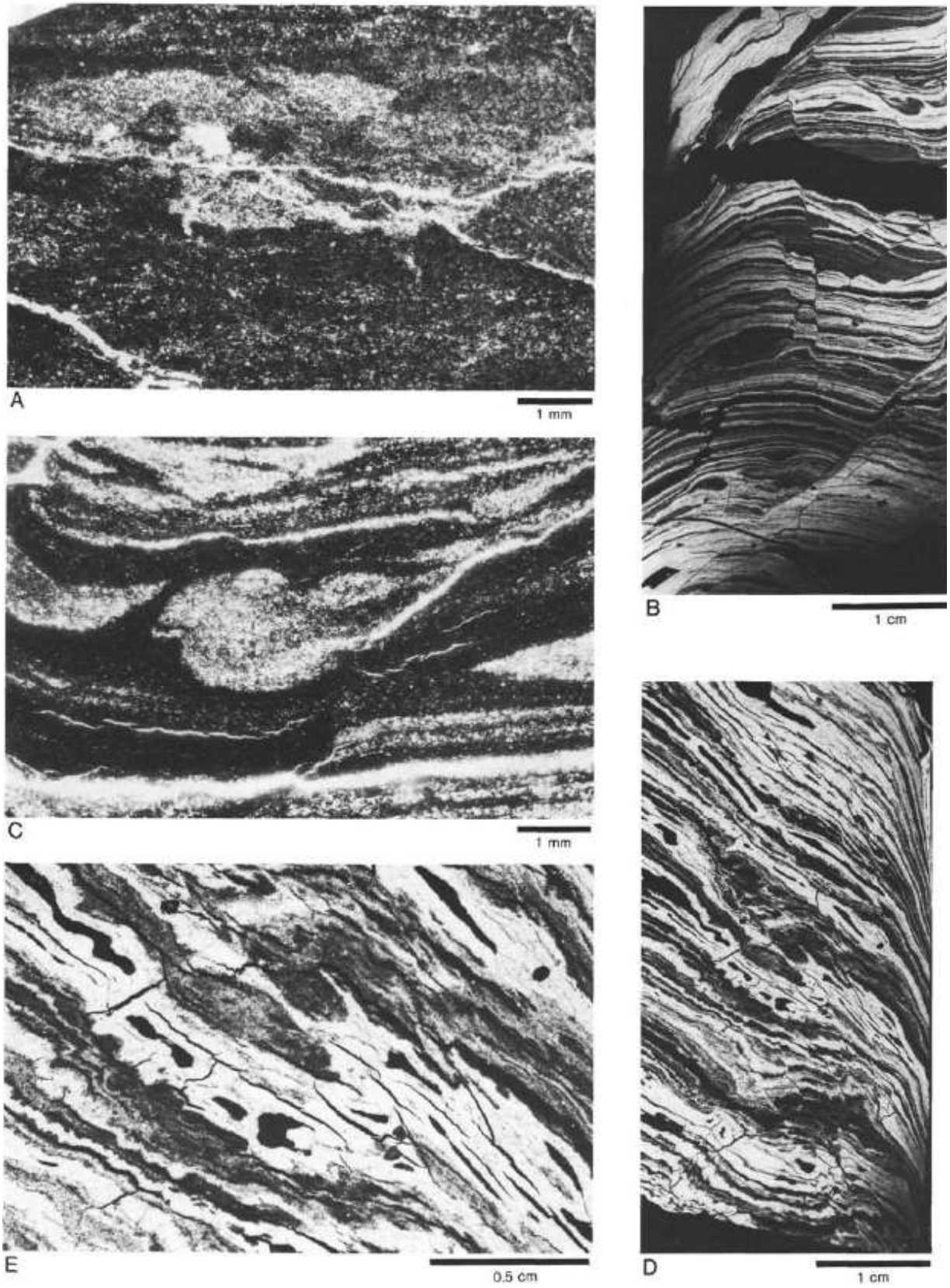


Рис. 1.6. Пример седиментационных структур в шлифе, по Michel Cremer и Dorrik A.V. Stow [22]. *A* – микрофотография образца; *B* – слоистость ила и глин, деформации из-за микро нарушений и следов нагрузки; *C* – детали из *B*, показывают псевдоконкрецию; *D* – слоистость ила и глин, деформации из-за следов нагрузок и неполного потока; *E* – детали из *D*, показывает микроскладку и инъекции ила в глину.

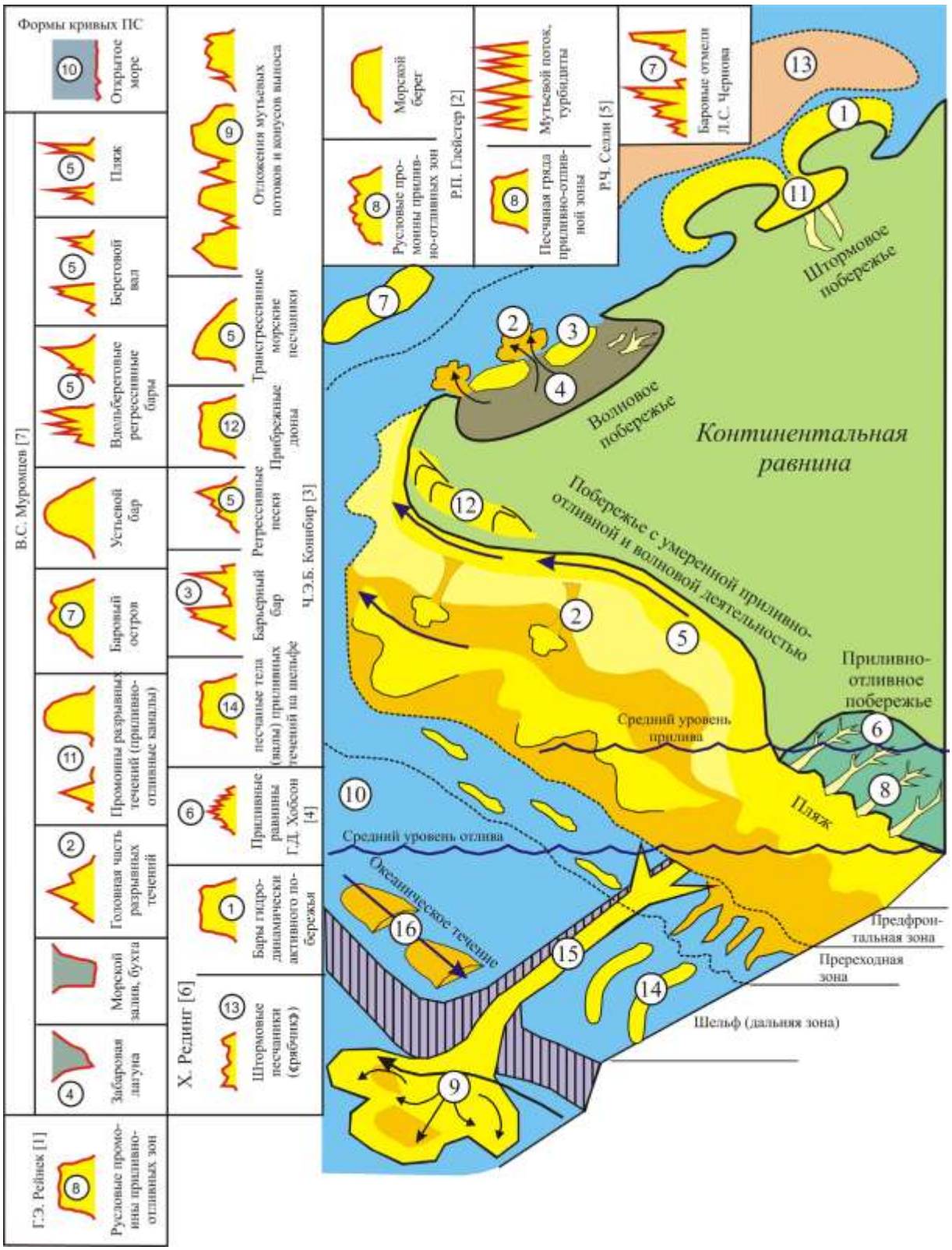


Рис. 1.7. Фациальная интерпретация кривой ПС для морских отложений, из работы В.Б. Белозерова [11]: *1* – баровый остров; *2* – промоины и головные части разрывных течений; *3* – барьерный бар; *4* – забаровая лагуна; *5* – пляж, береговой вал (трансгрессивные и регрессивные бероговые пески); *6* – проливно-отливная зона с рукавообразной системой русловых промоин; *7* – бары дальней зоны и песчаные банки; *8* – приливно-отливные каналы и гряды; *9* – глубоководный конус выноса; *10* – глинистые осадки шельфа; *11* – проливно-отливные дельты; *12* – дюны; *13* – штормовые пески; *14* – песчаные валы приливных течений; *15* – подводная долина; *16* – подводные дюны

Выводы:

1. Фациальный анализ широко применяется в научных исследованиях, в нефтепоисковых работах и в промысловой геологии. Результаты анализа фаций позволяют дать детальную оценку характеристик резервуара.

2. Седиментационные структуры фаций хорошо выявляются в обнажениях пород и существуют в шлифах. Поэтому важен петрографический анализ керна для более уверенного прогнозирования фаций.

3. Анализ геофизических характеристик пластов (электрофации, сейсмофации) позволяет повысить достоверность идентификации фаций, определить их распространение как по латерали, так и по вертикали на площади исследования.

4. Очевидно, что применение одного способа фациального анализа может привести к недостаточно достоверным результатам. Поэтому перспективно интегрирование способов фациального анализа для повышения достоверности и детальности оценки перспектив нефтегазоносности.

5. ***Желательно комплексирование как минимум двух способов фациального анализа, например, таких как анализ седиментационных структур и анализ каротажных кривых.***

.

2 МОДЕЛИ ФАЦИЙ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

2.1 Общая характеристика фаций осадконакопления

Фация − это участок поверхности (единица ландшафта) с одинаковыми физико-географическими условиями и одинаковыми фауной и флорой (по акад. Д.В. Наливкину). Термин «фация» используется при описании осадочной породы в обнажении или в керне скважины. Фация может быть выделена по цвету, характеру слоистости, составу, структуре, ископаемым остаткам, осадочным текстурам. Биофации выделяют, в первую очередь, по составу остатков организмов. Если ископаемые отсутствуют или мало показательны, то упор делается на физические и химические характеристики породы и используют термин «литофация».

Понятие «фация» мы используем (по Л.Н. Ботвинкиной, 1962) в генетическом значении предполагаемого процесса формирования породы, например «турбидитная фация» для отложений турбидитных потоков, а также для характеристики предполагаемой обстановки, в которой отлагалась горная порода или совокупность пород, например «речные фации» или «мелководные морские фации».

С развитием косвенных методов изучения стали выделять новые виды фаций, не определяемые классическими параметрами горных пород. По конфигурации, протяженности, амплитуде, частоте отражений и пластовым сейсмическим скоростям в сочетании с формой тел выделяют сейсмические фации. *При каротаже фации выделяют по электрическим, радиоактивным и акустическим свойствам.* Такое расширение понятия «фация» вполне закономерно, поскольку оно основано на наблюдаемых характеристиках, по которым данная фация отличается от окружающих. Однако подобные фации обычно прямо не сопоставимы с породами [5].

Мы пользуемся тремя основными системами фаций [5, 23]: континентальная система (зона), включающая эоловую, речную и аллювиальную фации; прибрежно-морская система (зона), включающая озерную, дельтовую, лагунную и шельфовую фации; морская система (зона), включающая турбидитовую, оползневую и глубоководно-морскую фации (рис. 2.1).

Континентальная зона

Эоловая фация. Эоловые песчаника могут сформировать хороший − отличний нефтяной и газовый резервуар. Ветер является очень эффективным посредником для сортировки песка, ила и глины с разным размером зерна, как по вертикали в пределах воздушного столба, так и горизонтали − в направлении ветра. Таким образом, эоловые отложения в резервуарах месторождений, имеют тенденцию достаточно хорошей сортированности по размеру зерна.

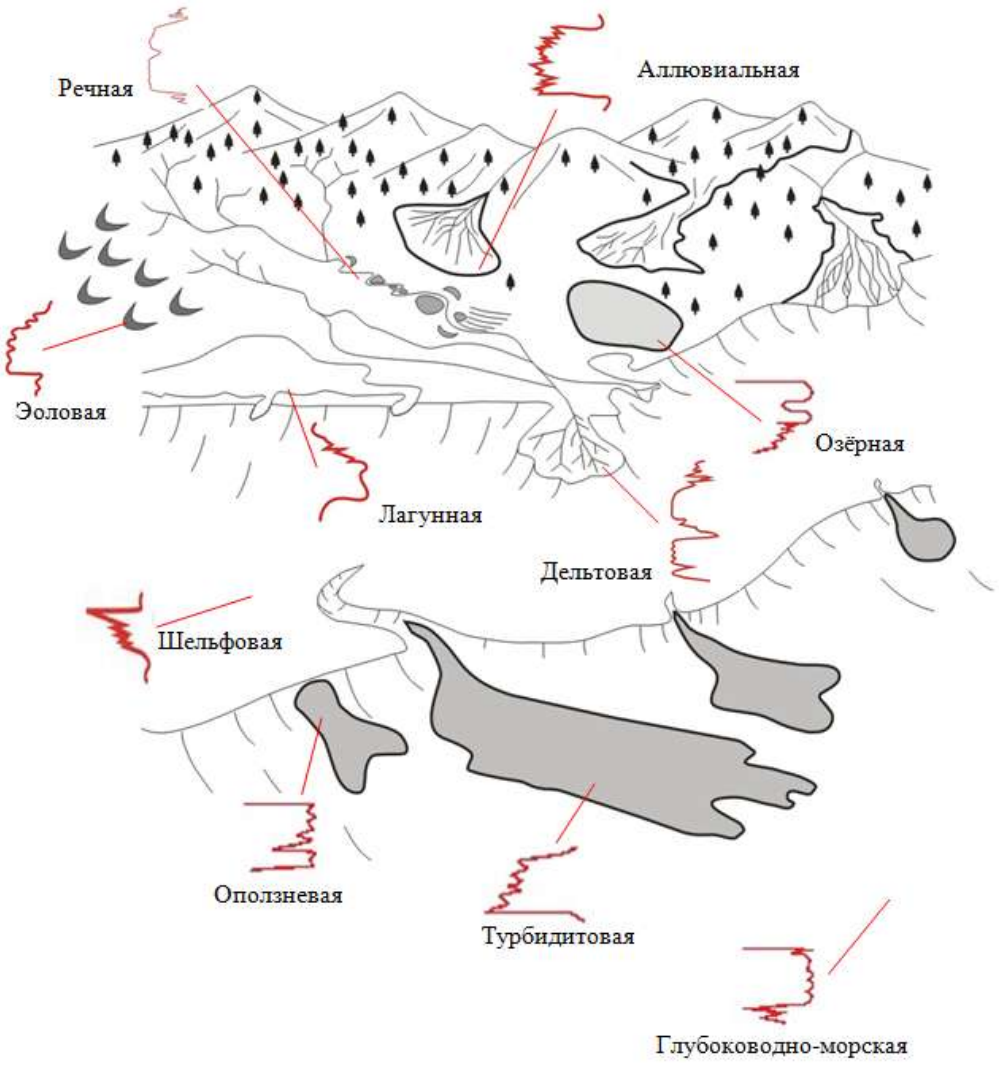


Рис.2.1 Схема системы осадконакопления и характеристики кривой ПС для разных условий осадконакопления – фаций (вне масштаба), по [23]

Диагональная слоистость в дюнах являются доминирующей структурой осаждения эоловых песчаников, в зависимости от вариабельности направления ветра и ориентация песчаника. Диагональная слоистость может быть наклоненной в одном направлении или под разными углами. Кроме того, дюны могут стать менее крутонаклонны и быть вогнутыми от вершины ко дну дюны, так что диагональная слоистость уменьшает углы вниз вдоль подветренной стороны дюн.

Аллювиальная фация. Аллювиальные отложения обычно образуются на основе горно-фронт сбросового уступа или другого крутого склона. Таким образом, аллювиальные образования всегда состоят из двух частей. Нижнюю часть составляют преимущественно гравийно-песчаные осадки русел, в то время как верхнюю − глинистые осадки пойм. Именно таким двучленным строением аллювиальных отложений при их многократном повторении объясняется циклическое чередование в разрезе песчаных и глинистых слоев [24].

Очевидно, что в верхней части содержится минимум гравийно-песчаного осадка с пористостью и проницаемостью, поэтому в этом пласте нет возможности сформироваться хорошему резервуару. А другая часть, которая близка к отложениям конуса выноса, где существует неслабый поток и условия для создания слоистой структуры, содержащей крупно-мелкие зерна, есть большой резервуарный потенциал.

Речная фация. Конфигурации, объемы, текстуры и другие характеристики резервуара каждого речного типа зависят от условий осадконакопления и постседиментационных процессов, которые находятся под контролем нескольких внешних переменных, включая географическое положение, источник (происхождение), климат и степень тектонической активности.

Речние отложения склонов (разветвлённая река) могут быть относительно крупнозернистыми/мелкозернистыми и также состоять из гравия и немного ила. В связи с этим, пласты, как правило, латерально непрерывные на большей части или по всей ширине косы. Хотя присутствие глины может нарушить постоянство пласта.

Отложения меандрирующей реки, как правило, более линзовидные, и частично или полностью заключенные в пойме глин. В зависимости от источника и типа постседиментационного уплотнения и цементации, пористость и проницаемость структуры может быть весьма переменная. Но немало хороших резервуаров состоит из речных отложений.

Прибрежная зона

Озерная фация. Озерные отложения сформированы при различных экзогенных и эндогенных геологических процессах, происходящих в областях погружения коры, таких как рифтовая зона, континентальные бассейны прогибания, которые не могут быть затоплены морской водой.

Редки особенности, характерные для сильных волн и течений, хотя штормовые волны эрозии известны для больших озер. Приливные течения отсутствуют, но ветровое напряжение может создать "ветер-приливные зоны". В регионах оледенений, а также в некоторых засушливых полупустынных низменностях. Ветровое течение дефляции приводит к морфологической депрессии. Некоторые современные и древние озера также характеризуются довольно низкими темпами седиментации (менее 0,1 м / млн л). Крупные озера низменных регионов принадлежат к этой категории, когда отношение площади водосбора к площади озера является малой величиной. Эти озера получают лишь ограниченное количество преимущественно мелкозернистого обломочного материала, который распространяется на большую площадь озера. В связи с этим, озеро заполняется медленно [25].

Дельтовая фация. Отложения дельты могут быть представлены 3-мя типами: дельта речного типа, дельта волнового типа и дельта приливно-отливного типа. Как и в случае с рекой доминирует вертикальная стратификация, которая предлагает ряд уникальных характеристик, предоставляющих средства для выявления и дифференциации их. Такие характеристики могут обнаружить диагональную слоистость, шевронную диагональную слоистость, наличие раковин, сверления и хорошо отсортированные пески. Удлиненный характер приливных каналов приводит как к линзовидному, латерально-прерывистому характеру песчаных тел, так и к хорошим непрерывистым песчаным телам в направлении угла наклона.

Дельты часто содержат значительные залежи нефти и газа. Геометрия, объем и внутренняя архитектура дельты − функции многих переменных, связанных с режимом формирования дельты.

Дельта речного типа (Fluvial-dominated delta) **х**арактеризуется наличием прямых, слабо извилистых дельтовых рукавов, формирующих вытянутые, до лопастных, песчаные тела.

*Дельта волнового типа (Wave-dominated delta***)** характеризуется следующими чертами: образованных ветром волн высокой энергетики; отложениями приустьевой насыпи, которые непрерывно перемываются и образуют гребневые песчаные комплексы − пески прибрежных барьеров; пляжи растут латерально в ответ на береговые течения; в проградацию вовлечен полный фронт дельты; эоловые пески следуют за отложениями фронта дельты; система дельтовой равнины часто плохо развита. Основной состав наносов представлен илами и смешанными алеврито-песчаными отложениями [6].

Дельта приливно-отливного типа (Tidal-dominated delta). Проградации песчаного пляжа создают вертикаль стратиграфических секвенсов, которые постепенно становятся песчанистее и грубо-зернистые от основания к вершине. Пористость и проницаемость также увеличивается вверх в связи с размером зерен.

Приливная отмель песчаников, в среднем 2 м в толщину, характеризуется вверх увеличением размера зерна, хорошей сортировкой зерна, диагональной слоистостью мелкого желоба в их верхней части и существованием следов сверления.

Непрерывность коллектора во многом зависит от процессов отложений приливно-отливной системы. Резервуар песчаников обладает хорошей непрерывностью в направлении угла наклонения удлиненного направления, но есть и бедные коллекторы по простиранию пластов [12].

Лагунная фация. Лагуны образуют водоемы до нескольких сотен километров по длинной оси. Они возникают при развитии береговых валов, превращении их в крупные песчаные бары, которые отгораживают низменные участки побережий от действия волн и приливно-отливного режима. Аллохтонный материал в них дифференцирован и отражает динамику среды бассейна.

Так, накопление песчаного материала тяготеет к полосе баров и островов, которые отгораживают лагуны от открытого моря. Размыву и перемещению подвергаются автогенные частицы, которые в зависимости от принадлежности к той или иной ландшафтно-климатической зоне могут быть представлены гидроксидами железа, карбонатами, сульфатами, и хлоридами. Особенности лагунных отложений – тонко слойчатые текстуры и обилие биотурбаций, вызванных корнями растений [26].

Шельфовая фация. Шельфовые осадки широко представлены в ископаемых толщах. Среди них различаются образования краевых и эпиконтинентальных морей, отложения волновых, штормовых, приливно-отливных типов и отложения океанических течений. Надо заметить, что в конкретных разрезах наблюдается чередование осадков разных режимов седиментации и, следовательно, можно сказать о преобладании того или иного типа для отдельных интервалов разрезов [26]. Тип осадков на континентальном шельфе регулируется тектонической обстановкой, наличием входа осадка реки и транспортом волн и течений.

Различия в осадке определяется и непосредственным влиянием плотности биомассы, распределением и разнообразием бентонных сообществ [27], биогеохимией [28, 29]. В неглубоких частях системы шельфа с чистой водой свет может достичь дна и популяция населения донных микроводорослей может размножаться.

Песчаные отложения доминируют в континентальных шельфах [30]. Эти песчаные отложения подвергались повторяющимся циклам отложения и эрозии, в результате отложения хорошо отсортированные, проницаемые. Их высокая проницаемость обусловлена высокими скоростями течения и волной деятельностью [31, 29].

Проницаемость связана и с обменом воды между участками водной толщи и отложениями, что приводит к тому, что мелкие частицы в толще воды могут оказаться в ловушке в зависимости от относительных размеров пор, частиц и энергии транспортных процессов [31, 32]. Общий эффект усиливается вхождением частиц из подошв бентических слоев в отложениях и повышенным притоком окислителей.

Морская зона

Турбидитовая фация. Турбидитовые каналы признаются в качестве очень важных отложений. Залежи нефти и газа обнаружены практически во всех областях распространения этих фаций [33–36].

Пески характеризуются постепенным уменьшением размера зерен снизу-вверх, что называется градационной слоистостью. Имеются разные типы градационной слоистости. В то время как размер зерен по вертикали постепенно уменьшается, степень их сортировки остается

одной и той же. Ситовой анализ крупных фракций показывает уменьшение максимального размера зерен вверх по разрезу. Следовательно, вверх по разрезу сортировка улучшается. Эти структурные различия можно связать с различной плотностью потока [6]. В пределах отдельного пласта песчаника может наблюдаться сложная градационная слоистость, наблюдалась и перевернутая градационная слоистость. Отсутствие градационной слоистости в турбидитах возможно указывает на то, что исходный материал имел однородный размер зерен.

Внутренние текстуры турбидитовых пластов немногочисленные и обычно они распределены закономерно в виде так называемой "последовательности Боума" (рис. 2.2). В идеальной модели можно выделить пять зон (Ta−Tep), которые были интерпретированы с позиции изменения режима потока Уолкером [37], Хармсом и Фенслокком [38] и Хубертом [39]. Размытая поверхность у основания пласта часто покрыта конгломератом чуждых галек и обломков илистых пород, происходящих из местного источника. Это указывает на первоначально мощную эрозионную стадию потока. В идеальном случае это часть слоя перекрывается массивными песками, накопление которых соответствует седиментации антидюн при верхнем режиме потока. В этих слоях Уолкером [40] и Скиппером [41] были обнаружены антидюновые передовые слои, падающие вверх по течению. Слой песка Ta с массивной текстурой перекрывается слоистыми осадками слоя Tb, отложение которого происходило в условиях режима стреляющего потока с образованием плоской поверхности слоя.

Этот слой сменяется косослоистыми песками слоя Tc, в котором часто видны конволютные деформационные структуры, обусловленные почти одновременным обезвоживанием осадка. Эта зона косослоистых песков отражает седиментацию из потока при нижнем режиме. Зона Tc сменяется второй слоистой зоной Tef, которая вверх постепенно сменяется пелагическими илами зоны Tep, осаждающимися из суспензии.

Детальные статические исследования целых турбидитовых формаций показали, что их строение изменяются закономерно [42–44]. В направлении потока или вниз по разрезу обычно выявляются следующие изменения: размер зерна и толщина слоя песка уменьшаются.

Строение оснований ритмов обычно изменяется − вместо канавок появляются ямки грушевидной формы, бороздки и, наконец, бороздки волочение. Строение турбидита также изменяется с постепенным выклиниванием слоев, начиная с основания. Сначала массивные пески зоны Ta вытесняются слоистыми песками зоны Tb. Последние, в свою очередь, вытесняются косослоистыми песками зоны Tc и так далее. Уолкер предложил статистический коэффициент − индекс P − как показатель проксимального (т.е. близ источника) или дистального положения пластов в пределах турбидитовой формации.

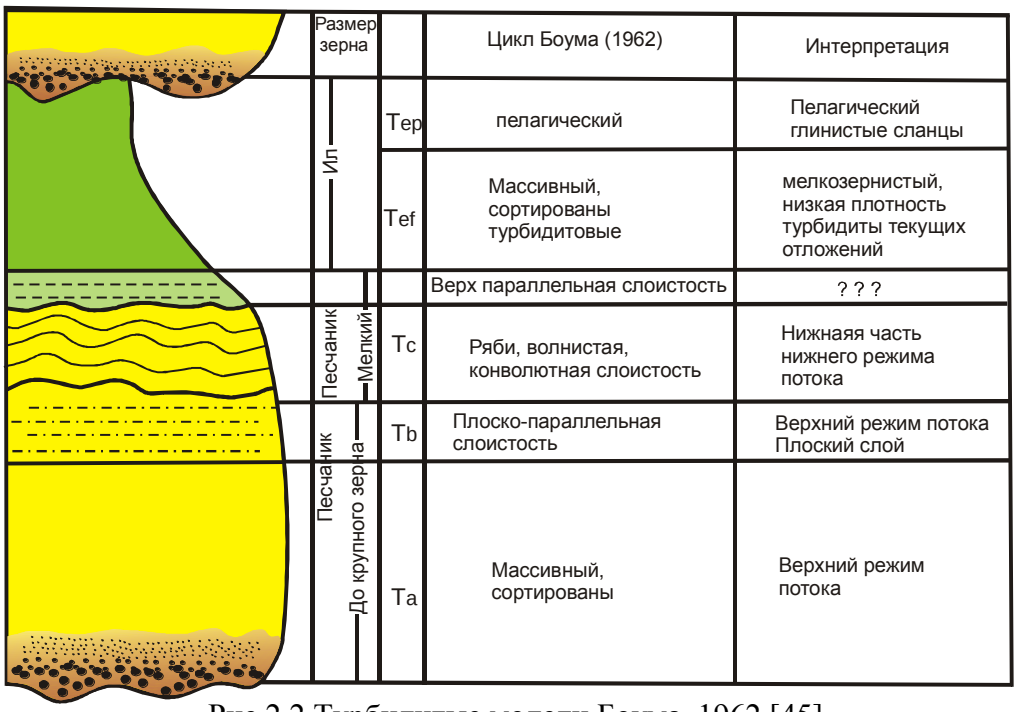


Рис.2.2 Турбидитые модели Боума, 1962 [45].

Эта концепция изменения седиментологических параметров турбидитовых формаций вверх по разрезу и в зависимости от расстояния источника во многом прояснила их генезис [46].

Оползневая фация. Оползание осадочных масс сопровождается нарушением и перемещением слоев осадков и обычно приводит к хаотическому смешению материала различных слоев. В глубоководных морских отложениях, вследствие их отчетливой слоистости, оползневые дислокации видны достаточно резко. Масштаб их очень различен, вплоть до крупных дислоцированных масс, залегающих среди недислоцированных, которые могут быть ошибочно приняты за тектонические смятия. Обычно оползневые текстуры наиболее развиты в алевритоглинистых осадках и отсутствуют в более грубо- и более тонкозернистых осадках. В пределах одного и того же слоя эти структуры могут быть распространены на большой площади или же проявляются локально и исчезают на протяжении нескольких метров и даже сантиметров. Характерны оползневые структуры для зон развития флишевых отложений. В поперечных сечениях эти структуры обычно представляют собой круто поставленные или опрокинутые в одну, но нередко и в обе стороны, складки, похожие на букву «омега». Иногда оползающая масса отрывается и образует изолированные округлые включения со слоистостью, в какой-то степени согласной с контуром включения. Размер их может быть различным − от миллиметров до метров. При крупных подводных оползаниях образуются оползневые текстуры, измеряемые метрами и десятками метров. В процесс оползания может быть захвачен весь слой, но, как правило, оползает только его часть. Причины их также могут быть

разнообразны. Смятие слоев с развитием складок отслаивания и появление мелкомасштабных разрывных нарушений весьма широко распространено в озерно-ледниковых и аллювиальных осадках ледников. Характерные структуры оползания, возникающие под действием силы тяжести, наблюдаются на очень крутых отмелях в промоинах приливно-отливных полос и в речных руслах. Здесь, как правило, развиваются гравитационные разрывные нарушения. Плоскости таких нарушений обычно изогнуты, причем вогнутости искривлений обращены вверх. Подобные гравитационные нарушения наиболее ярко развиты в глинистых осадках [6].

В этой системе очень редко бывает хороший резервуар для нефти или газа потому, что местоположение нестабильное, невозможно поддерживать условие, чтобы строить нормальный резервуар. Не смотря на то, что часто обнаруживаются хорошие сортированные зерна песка, чаще доминирует глины.

Глубоководно-морская фация. Различны механизмы осадконакопления, которые действуют в глубоководной обстановке и которые приводят к отложению осадка в самых глубоких местах [15]. Основными архитектурными элементами, которые составляют системы глубоководного осадконакопления являются: каньоны, эрозионные каналы, (аградационные) обвалованные русла.

Глубоководные резервуары являются достаточно сложными и изменчивыми. Понимание различных архитектурных элементов имеет решающее значение для оценки продуктивности резервуара, так как элементы имеют различную внешнюю геометрию, размеры, пространственную ориентацию, внутреннюю осадочную и стратиграфическую характеристики.

Тектонический эффект

Тектонический процесс часто приводит к нарушению слоистости, это происходит в результате действия различных внешних факторов, тем или иным образом разрушающих уже отложившийся осадок. Механизм формирования этих нарушений очень многообразен.

Тектоническое расширения может внезапно привести к открытию трещины в кристаллическом фундаменте, что вызывает понижение давления и имплозив неконсолидированного песка вниз [47].

2.2 Литологический и структурный анализ типовых фаций седиментации

Для каждой фации в таблице 2.1 приведена краткая типовая характеристика литологии.

При осадконакоплении возникает ряд условий формирования субстрата, определяющих тип седиментационных структур [15]. *Типы седиментационных структур, их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)* в реальных коллекторах анализировались и систематизировались

по более чем 100-а месторождениям, с использованием актуалистического метода. Типы седиментационных структур выделены (табл. 2.2, ПРИЛОЖЕНИЕ 1) как индикаторы фаций, определяющих параметры ФЕС пластов (табл. 2.3). Важнейшей характеристикой типа седиментационной структуры является размер «зерна» и их ассоциации.

2.3 Анализ фильтрационно-емкостных свойств типовых фаций седиментации

Эоловая. Большинство песчаников этой фации имеют достаточно неплохие пористость и проницаемость. Например, на месторождении Unayzah резервуар «А», песчаники Arab Saudi характеризуются пористостью от 5 до 18 %, проницаемостью от 50 до 200 мД [48]. Близкие характеристики на месторождении White Sands National Monument, имеют песчаники тольще New Mexico – пористость 5–20 %, проницаемость – 50–450 мД [49]. На месторождении Pagareni, песчаники тольще Peru пористость – от 12 до 18 % и проницаемость – от 50 до 800 мД [50].

Аллювиальная. Этот комплекс часто сложен преимущественно алевро-аргиллитовыми породами с прослоями мелкозернистых песчаников, поэтому может формироваться неплохой резервуар. Так, например, на месторождении территории Ангаро-Ленской ступени Ботуобинского горизонта пористость составляет 10–20 %, проницаемость – от 0,0001 до 1 мД [51]. На территории Юго-Восточного Устюрта (Приаралье) пористость составляет 11,8–24,8 %, проницаемость – 1,9–1000 мД [52]. В пределах Непско-Ботуобинской антиклизы и Ангаро-Ленской ступени Парфеновского горизонта аллювиальные фации характеризуются проницаемостью от 0,001 до 1 мД, пористостью – от 5 до 20 % [53].

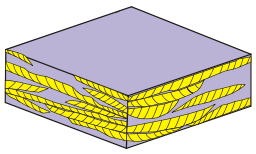
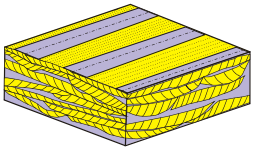
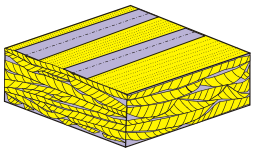
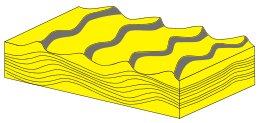
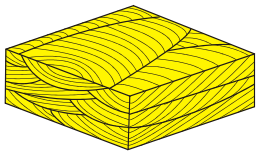
Таблица 2.1

Сводная характеристика литологии фаций седиментации

Типы фаций		Краткая характеристика литологии
Континентальная	Эоловая	Песчаник мелкозернистый, обломочные зерна окатанные, в составе больше всего кварцевые минералы. Материал слабо сцементирован. Наблюдается процесс сильного ожелезнения, поэтому цвет пород оранжевый, коричневый и красный.
	Речная	Песчаники крупно, среднозернистые с гравием, галькой, без органических остатков, хорошая-средняя сортированность, доминирует породы красного цвета.
	Аллювиальная	Песчаники разнозернистые с галькой, гравием, гравелиты незначительно. Крупность зерна часто уменьшается вверх. Отсортированность слабая.
Прибрежно-морская	Озерная	Глины темно серые с прослоями углей, почв, черные, углистые. Незакономерное чередование глин и алевритов. Присутствую отпечатки листьев, деревьев, растений. Отсутствуют остатки морских организмов, биотурбаций.
	Дельтовая	Песчаник мелкозернистый в составе дельтовых каналах и в межканалах. Пески верхов регрессивного типа разреза приливных гряд фронта дельты характеризуются двунаправленной мульдобразной косой слоистостью со случайными глинистыми слойками и многочисленными мелкими каналами. Часто чередование линзовидных прослоев песчаника и алевролита. Обильные раковины. Сцементированы кальцитом. Содержать глауконiты.
	Лагунная	Глины серые, черные с прослоями углей, конкреций сидерита и пирита в центральной части, с прослоями мелкозернистых песчаников и алевролитов.
	Шельфовая	Песчаник мелкозернистый, хорошая отсортированность, обломочные материалы хорошо окатанные. Часто встречаются в породе остатки раковин, растительный детрит. Биотурбация интенсивная, редко сохраняется горизонтальная слоистость. Значительное количество глин серых, зеленосерых смешаных иллит-монтморилонитовых, уменьшается алевролит в составе.
Морская	Турбидитовая	В каждом слое наблюдается постепенное уменьшение размера частиц от подошвы к кровле: от песка, гравия, гальки в подошве слоя до алевролита и глины в кровле. В основании слоев наблюдается резкий контакт с подстилающими отложениями, такая же картина наблюдается и на поверхности слоя. Последовательность с низу в верх следующая: эрозионная поверхность, песчаник от массивного до градационного, иногда с зернами гравия или мелкой галькой (Ta); в основании обычно присутствуют подошвенные знаки, песчаник с градацианной или параллельной слоистостью (Tb), песчаник с косой и конволютной слоистостью (Te), мелкозернистый песчаник и алеврит с параллельной слоистостью (Td), глина (аргиллит) от массивной до биотурбированной (Te), переходящая вверх в пелагические осадки.
	Оползневая	Состоят из осадков смешанного литологического состава, который может меняться от глин с обломками песчаной и валунной размерности, до валунных масс с небольшой примесью глинистого материала. Тоже в породе имеются деформированные слои и структуры, преобладающая ориентировка осей складок не связана с простиранием тектонических структур.
	Глубоководно-морская	Характерны глинистые темно серые, зеленосерые, с микропрослоями, слабо алевритовые аргиллиты, обильные раковины. Карбонатное вещество сильно определяет состав пород.

Таблица 2.2

Фрагмент сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

Тип структуры	Тип фации	Размер зерна	Геометрическая схема (модель)	Примеры*
Линзовидная слоистость (Lenticular bedding)	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил–мелкое зерно		Ordovician Reedsville shale, Pennsylvania.
Волнистая слоистость (Wavy bedding)	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил–мелкое зерно		Sandstone-shale alternations lower devonian, Ardenne.
Флазерная слоистость (Flasser bedding)	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил–мелкое зерно		Elatina formation, Adelaide.
Восходящая рябь (Climbing ripples)	Озерная, турбидитовая	Тонко–мелкое зерно		Entrada formation, Utah.
Диагональная слоистость (Cross bedding)	Эоловая, речная, лагунная, дельтовая, шельфовая, глубоководно-морская	Тонко–крупное зерно		Lúžna formation, Slovakia.

*- интернет-ресурсы

Речная. Популярна на территории суши, здесь часто можно встретить хорошие ФЕС в резервуаре. Например, на месторождении Moomba, Toolachee Formation, Южная Австралия, пористость составляет от 10 до 15 %, проницаемость – от 100 до 1000 мД. На месторождении Merrimelia, Paning Member (Южная Австралия) пористость составляет от 1,2 до 22,9 %, проницаемость – от 0,01 до 865 мД. Пористость 10–15 %, проницаемость от 100 до 1000 мД характерны для отложений Tinchoo Formation, Южная Австралия. Для отложений Cuddapan Formation (Южная Австралия) пористость составляет от 0 до 20 %, проницаемость – 100–1000 мД [54].

Озерная. Для этой фации более всего характерны глинистые породы и поэтому характеристики проницаемости не сильно хорошие. Так, например, на месторождении Deep Uinta Overpressured Continuous Play пористость составляет от 3 до 10 %, проницаемость от 1 до 10 мД. Пористость 10–15 %, проницаемость 1–50 мД – на участке месторождения Conventional Southern Uinta Basin Play [55].

Лагунная. Здесь значения пористости и проницаемости немного отличаются от характеристик озерной фации. Например, на месторождении Carthage, Eastern Texas-Northern Louisiana пористость составляет от 6 до 10 %, проницаемость от 0,02 до 0,33 мД. Пористость 10–19 %, проницаемость 1–280 мД на месторождении Cotton Valley Eastern Texas-Northern Louisiana [56].

Дельтовая. Песчаники из этой фации часто создают хороший резервуар. В северо-восточной части Niger Delta (Нигерия) пористость составляет от 20 до 25 %, проницаемость – от 647 до 72320,21 мД [57]. На месторождении Amboy (Niger delta) существуют пористости от 25 до 29,8 % и проницаемости – от 379 до 613 мД [58]. На месторождении Eyram (Niger Delta) – пористость 12–34 % и проницаемость – 75–1364 мД. Пористостью 13–30 %, проницаемостью от 10 до 879 мД характеризуется пласты песчаников на месторождение West Baram Delta, Serawak, Малайзия [59]. В дельтовой фации, в которой доминирует речная система, пористость составляет 8–15 % и проницаемость – от 1 до 200 мД [60].

Шельфовая. Для комплекса фации шельфа с преимущественно глинистой седиментацией и периодическим внедрением алевро-песчаников во время штормовых событий значения пористости и проницаемости весьма изменчивы. Например, на территории Керченско-Таманского шельфа существуют пористости от 2,2 до 19,2 % и проницаемости от 0,002 до 0,174 мД [61]. На территории Ангаро-Ленской ступени пористость составляет 1–3 %, проницаемость – меньше 0,000001 мД [50]. В Чукотском море, в формации Пеббл Шейл и Торок пористости составляют от 16 до 22 % и проницаемости – до 0,00049 мД [62].

Турбидитовая. Не смотря на то, что интерпретацию отложений этой фации сложно выполнить, но есть много примеров хороших песчаников турбидитового резервуара. Например, на месторождении Южной Италии Marnoso Arenacea Formation пористость составляет 12–34 %, проницаемость – от 100 до 1000 мД [63]. Пористость от 14 до 18 %, проницаемость 1–10 мД характерны для формации Нижний Уилкокс в Мексиканском заливе. Для формации Верхний Уилкокс, тоже в Мексиканском заливе, характерны пористость 20–28 % и проницаемость 50–200 мД [64]. На месторождении Green Canyon 18, в Мексиканском заливе, существуют замечательные величины пористости – 29–37 % и проницаемости − 150–500 мД [65]. Месторождение Auger (Garden banks 426) в Мексиканском заливе характеризуется пористостью 28–32 % и проницаемостью 3–400 мД [66]. Пористость 26–32 %, проницаемость 574–2434 мД – атрибуты месторождения Marlim, Бразилии [67].

Оползневая. Нестабильные конструкции, формирующие эту фацию, возможно влияют на ФЕС. Например, на месторождении Ekofisk, Северное море, хорошая проницаемость – от 1 до 3 мД и отличная пористость 35–45 % [68]. Нижнечокракские отложения Дагестанского сектора Терско-Каспийского передового прогиба характеризуются пористостью 10–25 %, проницаемостью от 1 до 100 мД [69].

Глубоководно-морская. Типичная фация формируется на глубине, как минимум, 2500 м ниже уровня моря и без турбидитных процессов. Например, отложения яновстанской свиты восточного борта Большехетской впадины Западно-Сибирской плиты имеют пористость 2–17 %, проницаемость от 0,09 до 10 мД [70]. Кремнистые аргиллиты Лемвинской формации в зоне Приполярного Урала обладают пористостью до 11 % [71]. Породы VI горизонта Западно-Кубанского прогиба имеют пористость от 2 до 23 %, проницаемость до 3,4 мД [72]. Надо заметить, что наличие в этой фации турбидитного процесса может образовать хороший коллектор.

Сводная характеристика седиментационных структур и типичных ФЕС фаций седиментации приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Сводная характеристика седиментационных структур и ФЕС типовых фаций седиментации

Типы фаций		Возможные седиментационные структуры	Пористость (%)	Проницаемость (мД)
Континентальная	Эоловая	Фронтальный наклонный слой конуса выноса, диагональная слоистость, биотурбация, слоистость, дюны, биогенная структура	5–20	50–800
	Речная	Галечниковый горизонт, канал обломков, диагональная слоистость, холмистое косое наслоение, врезание и заполнение структуры, залегание, залегание знак ряби, канал и выемка	0–23	0,001–1000
	Аллювиальная	Галечниковый горизонт, канал обломков, шарово-подушечная структура, перекрытие внахлестку, следы выпахивания структур, залегание, залегание знак ряби	5–25	0,0001–1000
Прибрежно-морская	Озерная	Трещины усыхания, микротонкие слои, параллельная слоистость, восходящая рябь, плоский слоистый ил и глина, колонная структура.	3–15	1–50
	Дельтовая	Линзовидная слоистость, волнистая слоистость, флазерная слоистость, диагональная слоистость, шевронная диагональная слоистость, линейная рябь, плоская слоистость, фронтальный наклонный слой конуса выноса, следы выпахивания структур, биогенная структура	12–34	10–1500
	Лагунная	Тонкослойчатые текстуры и обилие биотурбаций, вызванных корнями растений, линзовидная, волнистая, шевронная диагональная слоистость	6–19	10–1500
	Шельфовая	Характерна линзовидная, флазерная и шевронная диагональная слоистость, геопетальные структуры	1–22	0,002–0,174
Морская	Турбидитовая	Нормальные седиментационные структуры и реверс пластов, илистый сортированный песок, конкреция, факельная структура, конволютная слоистость	10–25	1–2400
	Оползневая	Валунный песок и ил, оползневая структура	10–25	1–100
	Глубоководно-морская	Параллельная слоистость, биотурбация, микротонкие слои, карбонатный ил, куплет, шарово-подушечная структура, дропстон, холмистое косое наслоение, сжатие-разрыв структур, строматолитовая структура, биогенная структура	2–23	0,09–10

Анализ литологических, структурных и фильтрационно-емкостных свойств структур седиментации позволяет сделать следующие ***выводы:***

1. Седиментационные структуры являются важным параметром для идентификации фаций.
2. Выделение турбидитовой фации очень сложно, потому что она может быть сформирована многообразными седиментационными структурами.
3. Установление типа фации седиментации позволяет оценить параметры коллектора (ФЕС).
5. Высокопродуктивными коллекторами, емкостные характеристики которых определяются благоприятными палеогеографическими условиями формирования, могут быть турбидитовая и дельтовая фации.
6. Фация эоловая входит в группу значительных по продуктивности коллекторов.
7. Следующими перспективными коллекторами являются фация речная и аллювиальная.
8. Коллектора малой продуктивности могут быть образованы оползневой и шельфовой фациями.
9. Как правило, непродуктивным коллектором является фация глубоководно-морская.

2.4 Анализ каротажей потенциалов собственной поляризации (ПС), гамма-каротажей (ГК) и каротажей электрического сопротивления (КС) типовых фаций седиментации

Каротажи ПС. Данных ПС используются для литологического расчленения и количественной оценки глинистости разреза. Для оценки возможности использования данных ПС, с целью идентификации в разрезе фации седиментации, в таблице 2.4 сведены данные о форме (виде) кривых и о характеристиках кривых ПС.

Табл. 2.4

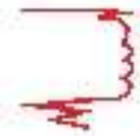
Сводная характеристика каротажей ПС типовых фаций седиментации

Типы фаций		Вид кривой ПС	Характеристики кривой ПС
1		2	3
Континентальная	Эоловая [24]		Вид четырехугольника или осложненного в верхней части треугольника, небольшие отрицательные отклонения кривой ПС. αПС=0.5–0.6, кровельная часть – наклонная, боковая – почти волнистая, подошвенная – горизонтальная прямая.
	Речная [24]		Аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений кривой ПС. αПС=1–0.7, вид четырехугольника, кровля – линия полого наклонная, боковая – почти вертикальная, на подошве – горизонтальная линия.
	Аллювиальная [24]		Аномалия ПС расположена в зоне отрицательных отклонений кривой. αПС=1.0–0.8, вид − почти четырехугольника, кровельная и подошвенная − горизонтальная, вертикально боковая − осложненная зубчатостью.

Продолжение табл. 2.4

1		2	3
Прибрежно-морская	Озерная [10,73]		Аномалия ПС в виде треугольника в зоне положительных отклонений. αПС=0.4–0.2, подошвенная – горизонтальная прямая, кровельная − круто наклонная зубчатая.
	Дельтовая [24]		Аномалия ПС расположена в зоне отрицательных отклонений кривой. αПС=0.8–0.5, подошвенная и кровельная − горизонтальные, околовертикальная − волнистая, зубчатая.
	Лагунная [24]		Аномалия ПС в зоне положительных отклонений кривой. αПС=0.2–0.4, подошвенная − горизонтальная, бокововертикальная − волнистая, кровельная − наклонная, зубчатая.
	Шельфовая [24]		Аномалия ПС расположена вершиной в зоне отрицательных отклонений кривой. αПС=0.6–0.5, подошвенная часть − наклонная, зубчатая, боковая − отсутствует, кровельная − горизонтальная, иногда зубчатая, рассеченная.

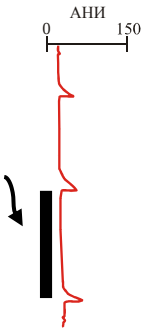
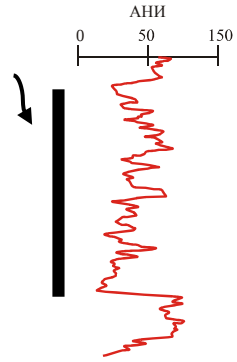
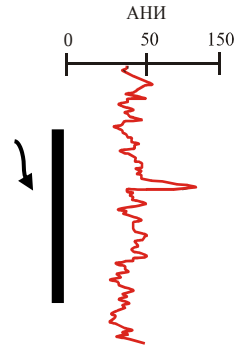
Окончание табл. 2.4

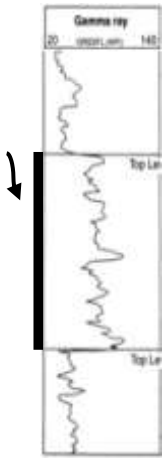
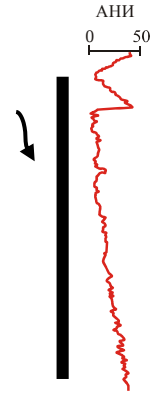
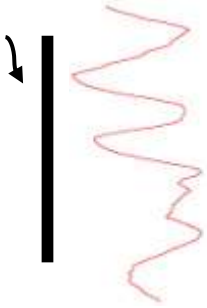
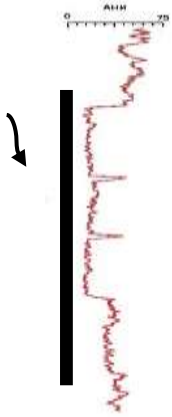
1		2	3
Морская	Турбидитовая [10,73]		Аномалия ПС расположена вершиной в зоне отрицательных отклонений кривой ПС. αПС=0.8–0.6, постепенно строит форму треугольника, в верху − частично зубчатая. Подошвенная часть − горизонтальная, боковая − отсутствует, кровельная − наклонная
	Оползневая [10,73]		Аномалия ПС в зоне положительных отклонений кривой. αПС=0.2–0 почти четырехугольник, подошвенная и кровельная − горизонтальные, бокововертикальная − сильно волнистая.
	Глубоководно-морская [10,73]		Аномалия ПС в зоне положительных отклонений кривой ПС. αПС=0.2–0.4, почти четырехугольник, подошвенная и кровельная части − горизонтальные, зубчатые, бокововертикальная − волнистая.

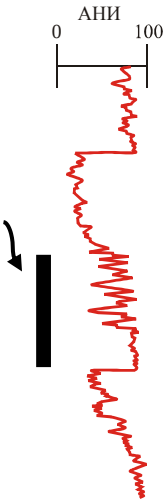
Каротажи ГК. Гамма каротаж один из комплекса методов исследований скважин для литологического и стратиграфического расчленения разреза, качественной и количественной оценки глинистости пород. Обычно кривые ГК хорошо коррелируют с кривыми ПС. Для оценки возможности использования данных ГК, с целью идентификации в разрезе фации седиментации, в таблице 2.5 приведены сведения о форме (виде) кривых и о характеристиках кривых ГК.

Табл. 2.5

Сводная характеристика каротажей ГК типовых фаций седиментации

Типы фаций		Вид кривой ГК	Характеристики кривой ГК
1		2	3
Континентальная	Эоловая [73]		Практически постоянными очень низкими значениями радиоактивности обладают кварцевые песчаники
	Речная [73]		Типичные кривые для этой фации создают форму четырёхугольника, низкие – средние значения радиоактивности, нечасто с интервалами больших значенииий радиоактивности.
	Аллювиальная [73]		В этой фации доминируют средние оценки радиоактивности и бывают вариации с интервалами очень высокой радиоактивности.

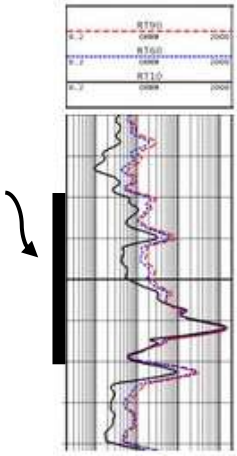
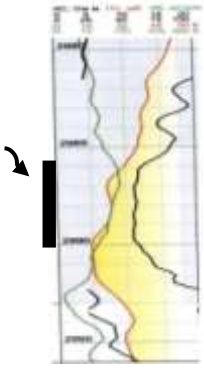
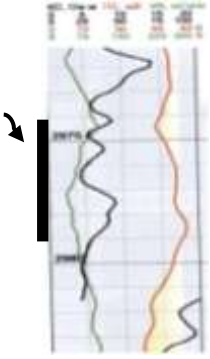
1		2	3
Прибрежно-морская	Озерная [74]		Невысокими значениями радиоактивности обладают угли, большинство отложений этой фации часто со средне – высокими значениями естественной радиоактивности.
	Дельтовая [73]		Постепенно уменьшаются значения радиоактивности вверх до песка, далее коротко назад к маленькому значению и снова с увеличением оценок песка в кровле.
	Лагунная [75]		Характеристики радиоактивности в лагуне похожи на характеристики озерной фации, часто меняются от максимального до минимального, но более активнее, чем кривые озерной фации.
	Шельфовая [73]		С подошвы до кровли фации кривая, в основном, состоит из максимальных значений радиоактивностей, а также содержит минимально-средние значение радиоактивности-четырёхугольники, характеризующие пески.

1		2	3
Морская	Турбидитовая [76]		Минимальные до средних значений радиоактивности, форма четырёхугольник с уменьшением наклона вверх до песков. Такая форма присутствует 2–3 раза в одном цикле турбидита.
	Оползневая [77]		Трудно сразу определить характеристики этой фации т.к. здесь сам процесс тоже не простой. В большинстве случаев от подошвы до средины фации доминируют максимальное значение радиоактивности. Но здесь же могут встретиться минимальные значения - кривая волнистая на боковой вертикали.
	Глубоководно-морская [73]		Можно сказать, что характеристики глубоководно-морской фации обратные характеристикам турбидитовой фации. Четырёхугольная форма кривой с увеличением наклона вверх до песка. Так повторяется 2–3 раза в цикле.

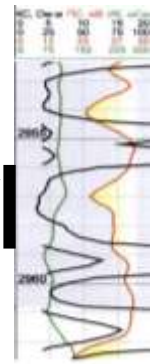
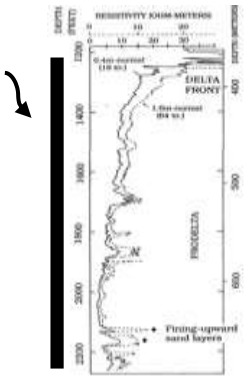
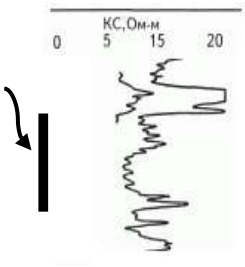
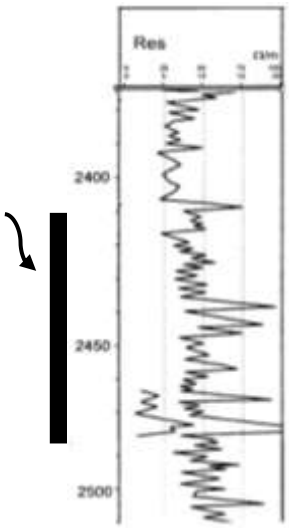
Каротажи КС. Каротаж сопротивления позволяет различать коллекторы, определять мощности слоев, оценивать степень флюидонасыщенности пород. Для оценки возможности использования данных КС, с целью идентификации в разрезе фации седиментации, в таблице 2.6 приведены сведения о форме (виде) кривых и о характеристиках кривых КС.

Таблица 2.6

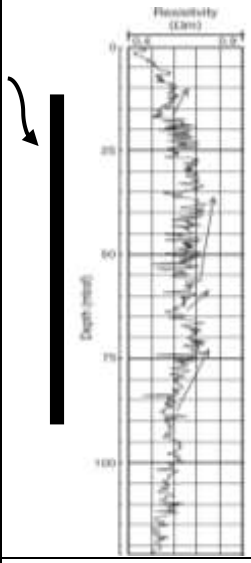
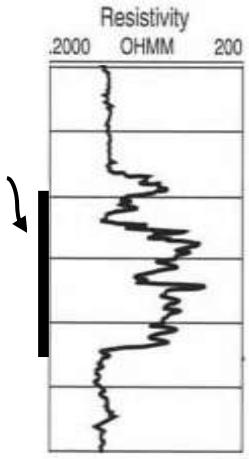
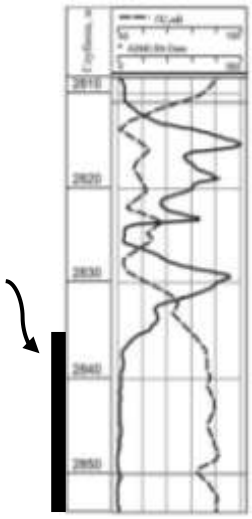
Сводная характеристика каротажей КС типовых фаций седиментации

Типы фаций		Вид кривой КС	Характеристики кривой КС
1		2	3
Континентальная	Эоловая [48]		Практически постоянно низкие значения сопротивления (2 Ом м) и незначительно до средне-максимального уровня (200–2000 Ом м) против кварцевых песчаников.
	Речная [78]		В основном средние значения сопротивления (11–12 Ом м).
	Аллювиальная [78]		Средние значения сопротивления (25–43 Ом м) доминируют в этой фации.

Продолжение табл. 2.6

1		2	3
Прибрежно-морская	Озерная [78]		Аномалия кривой выглядит почти четырехугольником, у кровли и подошвы – высокий уровень (более 40 Ом м), в центральной части – до 3 Ом м.
	Дельтовая [79]		От подошвы до кровли значения сопротивления постепенно увеличиваются (от 3 до 40 Ом м).
	Лагунная [80]		Характеристики сопротивления в лагуне похожи на характеристики озерной фации, но здесь снижение сопротивления происходит до уровня 7 Ом м.
	Шельфовая [81]		От подошвы до кровли фации кривая состоит из минимальных значений сопротивлений (порядка 5 Ом м) и при этом содержит пиковые максимальные значение сопротивления (более 100 Ом м), обусловленные чистыми песками.

Окончание табл. 2.6

1		2	3
Морская	Турбидитовая [82]		Часто значения сопротивления на уровне минимальных (0.5–0.7 Ом м), особенно в подошвенной части фации.
	Оползневая [83]		Для этой фации затруднительно указать характерные значения сопротивления. Кривые оползневой фации похожи на кривые турбидитовой фации. В большинстве случаев от подошвы до кровли фации доминируют минимальные значение сопротивления (10 Ом м). Но могут встретиться сопротивления от средних до высокого уровня (100 Ом м).
	Глубоководно-морская [84]		Значения сопротивления этой фации имеют минимальные значения в нижней части (1 Ом м).

Таким образом, для ***каждой фации седиментации определена модель каротажей (конфигурация, диапазон значений),*** предназначенная для литолого-фациальной интерпретации геофизических данных (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Сводная характеристика каротажей типовых фаций седиментации

Типы фаций		Краткая характеристика каротажей
Континентальная	Эоловая	Значения кривых ПС, ГК от минимальных до средних, значения кривой КС – от минимальных до средних (25–43 Ом м).
	Речная	На кривых ПС, ГК значениями от минимальных до средних, значения кривой КС – средние значения сопротивления (11–12 Ом м).
	Аллювиальная	Значения кривых ПС, ГК от минимальных до средних, значения кривой КС – от минимальных до средних (25–43 Ом м).
Прибрежно-морская	Озерная	Характеризуется максимальными значениями ПС и ГК, значения кривой КС от 3 Ом м до более 40 Ом м.
	Дельтовая	Атрибуты кривых ПС и ГК – по большей части это минимальные значения и возможны, локально, максимальные значения. Характер кривой КС – от минимальных значении с последующим увеличением (от 3 до 40 Ом м).
	Лагунная	Характеризуется обычно максимальными значениями ПС и ГК, значения кривой КС уменьшается до 7 Ом м.
	Шельфовая	Значения ПС, ГК от минимальных до максимальных, значения кривой КС – от минимальных (5 Ом м) до высоких значений (более 100 Ом м).
Морская	Турбидитовая	Характерны следующие атрибуты кривых: ПС, ГК – практически минимальные значения и, локально, средние значениями. Значения кривой КС – обычно минимальные (0,5–0,7 Ом м).
	Оползневая	Значения кривых ПС, ГК в подавляющих случаях максимальные с, локально, средними значениями. Значения кривой КС – от средних (10 Ом м) до высоких (100 Ом м).
	Глубоководно-морская	Параметры кривых ПС, ГК – в основном максимальные значения с, локально, минимальными значениями. Значения кривой КС – от минимальных (1 Ом м) до высоких значений (до 500 Ом м).

2.5 Выводы

Анализ типов фаций, их седиментационных структур и литологии, ФЕС и каротажных характеристик позволяет сделать следующие выводы:

1. Выделены типовые седиментационные структуры терригенных отложений, которые являются важным параметром для идентификации фаций и оценки фильтрационно-емкостных свойств (продуктивности) пласта-коллектора.
2. Высокопродуктивными коллекторами, ФЕС которых определяются благоприятными палеогеографическими условиями формирования, могут быть турбидитовая и дельтовая фации.
3. Определены типовые каротажи методов ПС, ГК, КС фаций седиментации, которые могут дать дополнительную информацию, чтобы выделить коллектор и интерпретировать его как определенную фацию**.**
5. Кривые ПС и ГК для типов фаций, которые в основном сформированы песчаниками - потенциально продуктивными коллекторами, показывают минимальные значения, а кривые КС – от средних до высоких значений.
6. Фации турбидитовая и дельтовая, являющиеся высокопродуктивными коллекторами, достаточно уверенно выделяются и идентифицируются на каротажных диаграммах только с привлечением структурного анализа.
7. Только анализ седиментационных структур недостаточен, чтобы уверенно диагностировать фации, если это сделано без анализов каротажей. Только анализ каротажей тоже может привести к неоднозначной интерпретации фации, если это сделано без изучения седиментационных структур.
8. Комплексный (седиментационный и каротажный) подход к изучению отложений повышает достоверность их фациальной интерпретации и оценки качества коллекторов.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение: «Типовые модели фаций терригенных отложений по комплексу видов седиментационных структур и геофизическим характеристикам пластов для оценки продуктивности пластов на основе комплексного фациального анализа».

3 МОДЕЛИ «ФАЦИЙ» ЭПИГЕНЕЗА ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

3.1 Общая характеристика процессов эпигенеза

Первой стадией преобразования пород является стадия диагенеза, следующая (стадия начального бытия осадочной породы) называется катагенезом, состояние существенно измененных осадочных (метаморфизованных) пород обозначается стадией метагенеза (рис. 3.1).

Термином «эпигенез» обозначаются вся постдиагенетическая история осадочной горной породы до метаморфического процесса. Эпигенез делится на две принципиально разные категории – стадиальный и наложенный [85].

Принципиальным является положение о типизации эпигенетических процессов. Принятие за основу тектонического принципа, интегрирующего влияние на процессы преобразования большинства факторов литогенеза, представляется наиболее обоснованным. О. В. Япаскурт [86] разделяет мнение об универсальности этого принципа, который объясняет многие особенности экзогенной седиментации, активизацию глубинных флюидных потоков, термальные, стрессовые и другие факторы.

Таким образом, признается существование двух категорий процессов, вызывающих постседиментационные преобразования и вторичные изменения:

1. Стадиально-эпигенетические процессы или аутигенно-эпигенетические [85], или региональный фоновый литогенез погружения [86]. Этими терминами обозначается категория последовательно усиливающихся диагенетических, катагенетических и метагенетических преобразований осадочной толщи как саморазвивающейся системы, происходящих при погружении осадочного бассейна.

2. Наложенно-эпигенетические или аллотигенно-эпигенетические [85–87] процессы. Это категория разнородных явлений, включающая инверсионно-тектоническую перестройку породных бассейнов, сопровождающуюся отчетливым изменением водно-флюидых режимов, раскрытием флюидоупорных систем, образованием разломов, зон трещиноватости, катаклазом, термическим воздействием магматических тел и т.д.

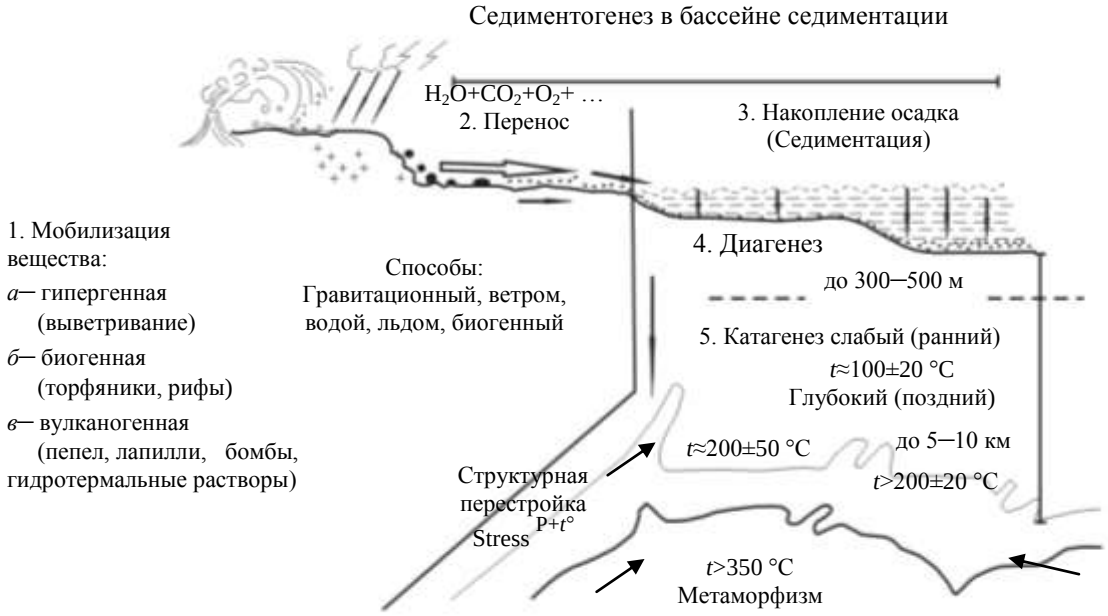


Рис. 3.1 Стадии процессов седиментогенеза, литогенеза и их главнейшие параметры [88]

Диагенез

Термин диагенез впервые употребили в 1888–1893 гг. немецкие геологи К.В. Гюмбель и И. Вальтер. Использованное ими слово *diagenesis* этимологически означает перерождение, или преобразование, что позволяет трактовать его двояко:

а) как совокупность вещественно-структурных изменений, возникших начиная от исходного момента накопления осадка, затем в период его превращения в горную породу и далее, вплоть до этапа полной метаморфизации этой породы;

б) только ту часть изменений, которые претерпел осадок, становясь горной породой.

В принятой нами трактовке Н. М. Страхова диагенез понимается как стадия физико-химического и биологического уравновешивания многих реакционноспособных веществ осадка, преобразуемого в породу при термодинамических условиях земной поверхности и малых глубин под нею (десятки или сотни метров), т.е. при относительно малом литологическом давлении от 0 до 10 МПа и температуре не более 10–25 °С. Одной из важнейших особенностей таких осадков является высокая влажность и проницаемость для диффузионных токов вещества по вертикальному и горизонтальному направлениям, что создает условия для реакций в растворах, способствует растворению твердой фазы, гидролизу силикатов.

Список диагенетических минералов, образующихся в морских осадках, весьма велик: это карбонаты – арагонит, кальцит, доломит, сидерит, родохрозит, олигонит, гидроксиды марганца и железа, опал, халцедон, гидраргиллит, диаспор, сульфиды – пирит, халькопирит, пирротин, миллерит, сульфаты – барит и стронцианит, силикаты – глауконит, монтмориллонит, каолинит, иллит, цеолиты (шабазит, ломонтит, филлипсит). К типично диагенетическим минералам относятся минералы железа, в которые железо входит в виде закиси. Формирование таких минералогических форм железа протекает последовательно [89]: начальная стадия характеризуется развитием глауконита, позже лептохлорита, затем сидерита и пирита. Пиритовая стадия осуществляется более или менее полно, и в этом случае пирит замещает предыдущие аутигенные минералы железа, иногда они сохраняется.

В стадию диагенеза начинается перераспределение аутигенных минералов, в ходе которого ранее равномерно распределенные минералы образуют сгущения, а затем различные по составу конкреции: кальцитовые, доломитовые, сидеритовые, кремниевые, фосфатные, сульфидные, сульфатные, силикатные, глауконитовые, шамозитовые и др.

Катагенез

В целом в катагенезе в полной мере идет процесс эндогенного породообразования и потеря черт экзогенеза. Катагенезом называется стадия изменения вещественного состава и структуры осадочных отложений в стратисфере при повышении давления в диапазоне от 10 до 200 МПа и температурах от 25 до 200 °С (+ 25 °С) в присутствии и при активном участии подземных вод и (или) поровых растворов [86]. Длительность стадии определяется от сотен миллионов лет до 1−1,5 млрд. лет. Вместо катагенеза применяется название "поздняя стадия диагенеза". Знание закономерностей катагенеза имеет большое практическое значение, например, для оценки перспектив нефтеносности осадочных толщ, прогнозирования свойств (марок) углей, нерудных строительных материалов и др. Впервые термин "катагенез" предложен А. Е. Ферсманом (1922).

Условия катагенеза таковы, что идущие медленно и в течение длительного времени процессы приводят: к вызреванию минерального вещества, упорядочению кристаллической структуры минералов, более однородному химическому составу пород.

Метасоматоз

Это один из широко распространенных в природе процессов. Он свойственен также всем стадиям осадочного породообразования. За ним признавалась большая роль в гипергенезе и

локальноэпигенетических изменениях осадочных комплексов под воздействием на них эндогенных газо-флюидных эманаций в зонах различных тектонических дислокаций. Метасоматическое замещение по своей природе может быть разделено на реакционное и диффузионное. При этом процессы реакционного и диффузионного замещения тесно взаимосвязаны. Они совершаются не только через капилляры и реакционные пленочные растворы, но и сквозь кристаллическую решетку, легко проницаемую для многих ионов.

По характеру переноса вещества метасоматоз подразделяют на диффузионный, инфильтрационный, ионно-диффузионный. В большинстве случаев он совершается посредством взаимодействия минералов горной породы с жидким или газообразным раствором, выполняющим поры породы.

Наиболее характерным порождением метасоматических процессов в осадочных породах служит образование минеральных псевдоморфоз как следствие установленного В. Линдгренном "закона постоянства объемов" при замещении, всегда сопровождаемым существенным привносом-выносом вещества. Осуществляясь на атомно-молекулярном уровне посредством химических реакций в системе горная порода – поровый раствор, метасоматические процессы оказались своего рода буфером или, точнее, инструментом приспособления состава пород к менявшимся условиям среды.

Метасоматизм вызывается воздействием растворов, поэтому для проявления метасоматических изменений определяющее значение имеет способ перемещения вещества в растворах. Д.С. Коржинский (1950) выделял два крайних типа: диффузионный и инфильтрационный метасоматические процессы. К диффузионному относятся такие процессы, при которых перенос компонентов осуществляется диффузией в водном растворе. При инфильтрационном процессе перемещение вещества осуществляется течением раствора.

В зависимости от геологической позиции различают автометасоматоз, контактовый метасоматоз, околожильный метасоматоз и региональный метасоматоз.

3.2 Анализ изменения пористости и текстуры породы в процессе катагенеза

Под давлением веса перекрывающих осадков рыхлые свежеотложенные глины становятся более плотными и в них уменьшается содержание воды. Уплотнение глинистых осадков прямо или косвенно удается наблюдать во многих районах, где глины перекрыты более молодыми осадками (рис. 3.2). Несколько примеров приведено Энгельгардтом [90]. По мнению Умбгрове, опускание прибрежных районов Голландии связано преимущественно с постепенным уплотнением глинистых осадков. В районе дельты реки По в Италии, поверхность суши также непрерывно опускается с заметной скоростью.

При изучении зависимости пористости глинистых осадков от глубины их погружения [90] было установлено, что по мере увеличения мощности перекрывающих более молодых осадков в глинах непрерывно уменьшается объем порового пространства. Очевидно, даже тонкий слой перекрывающего осадка вызывает уплотнение.

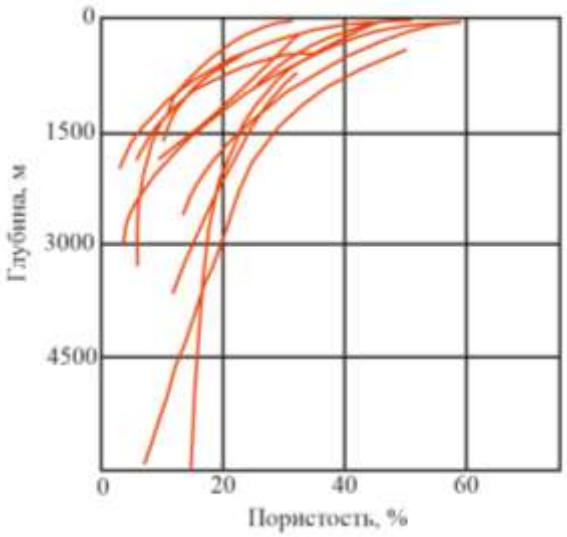


Рис. 3.2 Связь пористости с глубиной захоронения глин [88]

Например, по наблюдениям Цюллига [91] в Цугском озере после образования слоя вышележащего осадка мощностью 3,6 см содержание воды уменьшилось с 83,6% до 70,6%. И такое же уменьшение содержания воды наблюдалось в осадке Боденского озера при погребении на глубину 4,6 см (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Содержание воды и пористость в свежих озерных осадках [91]

Цугское озеро			Боденское озеро		
Глубина погребения, см	Содержание воды, %	Вычисленная пористость, %	Глубина погребения, см	Содержание воды, %	Вычисленная пористость, %
0	83,6	92	0–0,5	73,8	87
1,2	74	87	0,5–1,0	72,2	86
2,4	74,2	87	1,2–1,5	68,0	84
3,6	70,6	85	2,3–2,8	61,7	80
			4,0–4,6	60,3	79

На рис. 3.3 показано последовательное изменение содержания воды (и вычисленной пористости) в колонке глинистых осадков длиной 8,2 м из Цюрихского озера, в которой нижний слой имеет возраст примерно 5000–10000 лет. Отдельные измерения обнаруживают значительный разброс величин, обусловленный, вероятно, послойными колебаниями

зернистости и состава, однако в целом намечается четкое уменьшение пористости осадка с глубиной. В интервале глубины от 0 до 8 м пористость уменьшается примерно на 30%, причем наиболее резкое изменение происходит в пределах нескольких верхних сантиметров. По мере уменьшения пористости осадков в них наблюдается значительное увеличение прочности на сжатие, что ясно подчеркивает процесс консолидации илов.

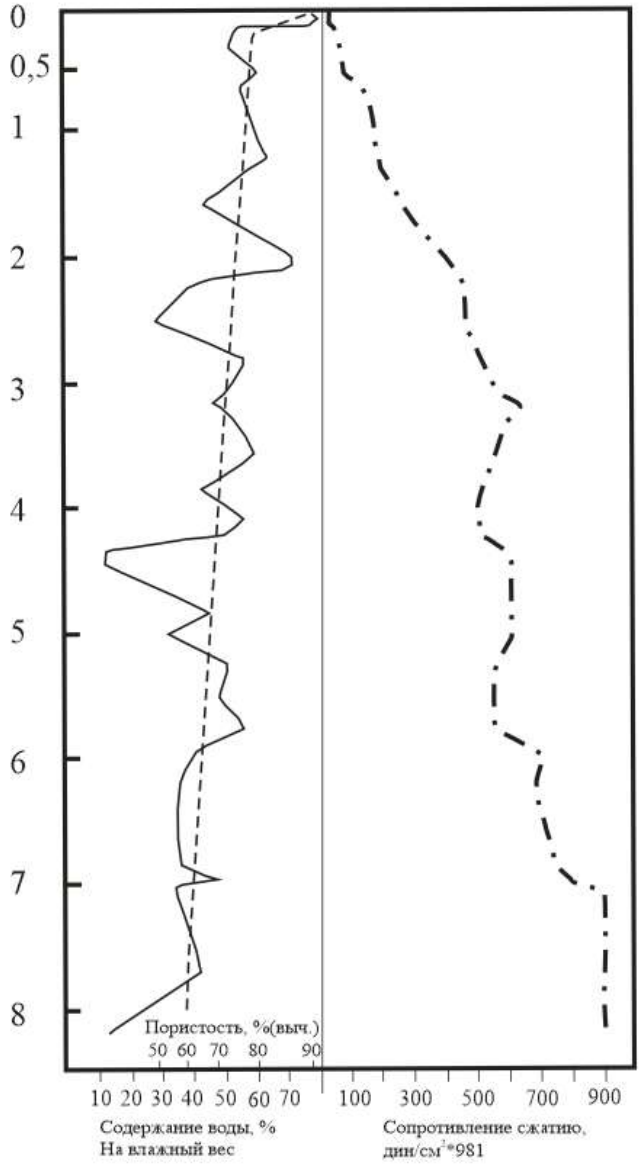


Рис. 3.3 Зависимость содержания воды и сжимающих усилий
от глубины погребения в осадках Цюрихского озера [91].

Песчаники и некоторые виды известняков ведут себя в тех же условиях иначе. Многие из них вскоре после начала катагенетической стадии прочно цементируются аутигенным кварцем либо карбонатами и, погружаясь глубоко, не поддаются литостатическому давлению, не меняют толщины своих пластов. Их цементация обусловлена проникновением в поры внутрисистемных флюидов. Если же таковые по какой-то причине отсутствовали или не успевали повлиять на аутигенное минералообразование (при быстрых темпах погружения

породы), то пески уплотнялись, но иначе, чем глины. В песках вначале происходит переукладка обломочных частиц [88].

Учитывая известную зависимость спектра аутигенных компонентов от состава вещества осадка (седиментофонда) и с целью совершенствования корреляции постседиментационных преобразований в разных формациях (у которых неодинаковый седиментофонд). А.Г. Коссовская, В.Д. Шутов и Н.В. Логвиненко еще в начале 60-х годов предложили выделять фации *регионального эпигенеза* (катагенеза). Это сообщество пород близкого химического состава, характеризующиеся совокупностью новообразованных структурно-минералогических признаков, возникших и устойчиво существующих на определенных этапах постдиагенетического развития пород. Из рисунка 3.4 ясно, как песчаникам разного исходного состава соответствуют разные же ассоциации, которые претерпевают существенные изменения на четырех рубежах, из которых два относятся к стадии катагенеза. Таким образом, рассматриваемая здесь стадия распределяется, как минимум, на две подстадии, которые именовались: начальной и глубинной, либо ранней и поздней.

Появление в породах признаков глубинного (позднего) катагенеза осуществляется неодновременно в различных литотипах. Здесь приходится учитывать одну из важных особенностей процессов катагенеза: анизотропию интенсивностей преобразования пород, залегающих рядом в единой толще. Одни из них по различным причинам оказываются легко податливыми к изменениям состава и структуры, а другие остаются как бы «закосервированными» в своей первозданности. Поэтому, между образованиями слабого (начального) и глубокого (позднего) катагенеза существует переходная зона, «растянутая» в геологическом разрезе иногда на многие сотни метров. Ее наличие дало основание некоторым литологам применить трехчленное деление катагенеза: на ранний, средний и поздний (рис. 3.4).

Проявлением *регрессивного эпигенеза* на начальных его этапах служит массовая каолинизация пород (чему способствуют низкие значения pH воды). Каолинит может замещать путем трансформаций более ранний аутигенный хлорит, а также развиваться по терригенным биотитам и плагиоклазам. Зоны массовой вторичной каолинизации приобретают пластово-линзовидный характер.

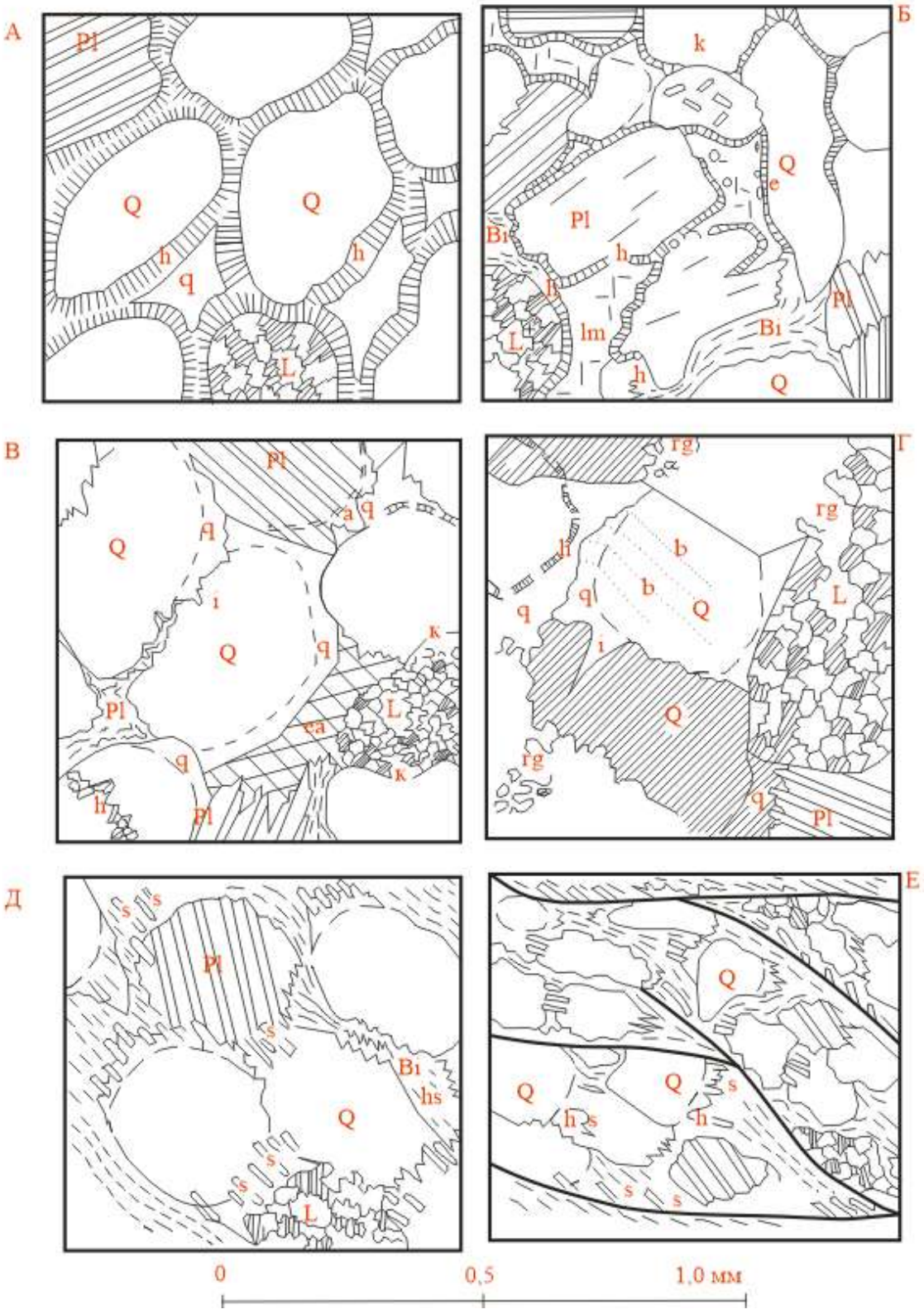


Рис. 3.4 Зарисовки шлифов песчаников из различных зон катагенеза (А – слабого, или начального; Б, В – глубокого, или позднего) и метагенеза (Г – раннего; Д, Е – позднего) [88]. Состав обломков: Q – кварц; Pl – плагиоклаз; L – литокласты; Bi – биотит. Аутигенные образования: q – кварц (поровый и регенерационный); h – хлорит; s – гидрослюда и серицит; a – альбит; lm – лимонтит; ca – кальцит; e – эпидот. Структуры: к – конформные; i – инкорпрационные; rg – рекристализационно-гранулярционные бластические; b – полоски Бема (в кварце).

Вторичные регрессивные изменения, в отличие от прогрессивных преобразований, по существу фациальные: *карбонатизация и каолинизация, цеолитизация и прочие процессы нередко бывают присущи таким отложениям, для которых по условиям седиментации и диагенеза упомянутые минералы принадлежали к «запрещенным» для конкретной природно-ландшафтной среды [92].*

3.3 Анализ типов (механизмов) эпигенетических процессов и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства осадочных горных пород

В процессе погружения на большие глубины существенно изменяются состав, строение и физические свойства осадочных пород. В газонефтяной геологии использование знаний о процессах катагенеза и их последовательности имеет существенное значение при решении вопросов о миграции и аккумуляции нефти и газа, при оценке коллекторских и экранирующих свойств пород. Вторичные изменения накладывают свой отпечаток на физические свойства пород, что необходимо учитывать при интерпретации диаграмм промыслово-геофизических исследований.

Осадочные породы в процессе своего существования, как известно, испытывают существенные изменения, в конечном итоге приводящие к разрушению осадочных образований. Изучение процессов катагенеза выполняется в нефтегазовой геологии. Это связано с тем, что поисково-разведочное бурение на нефть и газ проводится на все большие глубины, где породы претерпели существенные вторичные изменения.

Катагенез связан постепенными переходами, с одной стороны, с диагенезом, с другой – с метаморфизмом. Изменения осадка и пород происходят на этих стадиях, в основном, под влиянием одних и тех же факторов, по крайне мере, в приграничных участках. Катагенез, следующий за стадией диагенеза, приводит к существенным изменениям осадочных пород. Сущность этих изменений сводится к следующим основным явлениям: 1) уплотнение пород; 2) обезвоживание осадка; 3) растворение соединений, неустойчивых в данной термодинамической и геохимической обстановках; 4) минеральное новообразование; 5) перекристаллизация.

Степень изменения осадочных пород возрастает с глубиной, которая связана не только с давлением, температурой, но и с растворенным, газообразно-компонентным, щелочно-кислотным, окислительно-восстановительным свойством подземных вод, с радиоактивностью и геологическим возрастом [93].

Познание механизма катагенеза и последствий постдиагенетических процессов имеет чрезвычайно важное значение для газовонефтяной геологии и геофизики, в частности, при решении вопросов о миграции и аккумуляции нефти и газа, оценке коллекторских и экранирующих свойств пород. Без знания последствий катагенеза и внесения соответствующих корректив невозможны однозначная корреляция геологических разрезов и реконструкция геологического прошлого, особенно если в исследуемых пунктах одновозрастные отложения залегают на резко разных глубинах. Использование знаний о катагенезе пород может принести большую пользу при выборе наиболее рациональной системы разработки нефтяных и газовых месторождений, определении причин возникновения зон потери корреляции, введении соответствующих поправок при обработке материалов полевой геофизики и т.д.

Постседиментационные процессы, развивающиеся в осадках – горных породах, по условиям своего развития целиком связаны с геологической историей рассматриваемого региона. В общем случае последовательность этих процессов такова. Вначале проявляются процессы уплотнения осадков, а затем и пород, сопровождаемые местами процессами стилолитизации. Далее, следуют вторичные процессы перекристализации, выщелачивания, трещиноватости, окремнения, ангидритизации, каолинизации, пиритизации, доломитизации, кальцитизации, карбонатизации, серицитизации, амфиболизации, серпентинизации, сульфатизации, соссюритизации, хлоритизации, пелитизации, альбитизации [94].

Перекристализация

Перекристализация является весьма обычным процессом стадии катагенеза. Она происходит в обстановке возрастающих давления и температуры. В терригенных породах ей подвергается главным образом цементирующий материал. Перекристализация выражается в увеличении размера и упорядочении расположения кристаллов, что в конечном итоге приводит к уменьшению объема реагирующего вещества, приспособлению его к существованию в новых термодинамических условиях. Перекристализация отдельных компонентов терригенных пород и особенно их цементирующей части сопровождается увеличением доли изолированных пор и, соответственно, понижением проницаемости [93]. В Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции в пойгинской свите проницаемость составляет $0{,}00101\times10^{-3}$–$0{,}202\times10^{-3}$ мкм^2, пористость 0,6–2,6 %, в котоджинской свите пористость 0,1–16,2 %, проницаемость $0{,}7\cdot10^{-3}$–$64{,}24\times10^{-3}$ мкм^2 [95]. Очевидно, что в процессе перекристаллизации проницаемость не может повышаться сильно, в то время как пористость увеличивается [96]. Каверново-поровый, порово-каверновый, поровый типы коллекторов могут быть следствием перекристаллизации.

Выщелачивание

Выщелачивание − процесс с выносом растворенного материала из обломочной и цементирующей части породы. Растворение в порах кальцита, доломита, аргиллита оставляет извилистые контуры (канальцы) и поровые пути. Процесс выщелачивания способствует разуплотнению пород, образованию новых вторичных пор, повышая фильтрационные емкостные свойства.

Процессы выщелачивания играли положительную роль в формировании карбонатных пород-коллекторов. Процесс начался на ранней стадии диагенеза, когда в осадке с обилием органического вещества (ОВ) генерировалась углекислота, способствовавшая растворению карбоната. Этот процесс тесно связан с тектонической жизнью территорий, миграцией поровых и пластовых вод из зоны повышенных давлений. Выщелачивание характерно для пород, содержащих более 60 % форменных элементов и менее 5 % нерастворимого остатка. Выщелачивание достигает 15–40 %. Поры выщелачивания редко пустые, чаще заполнены карбонатами, сульфатами, солью, битумом, глиной. Распространение пустот не равномерное, пятнистое [97]. На территории Непского свода (Могдинско-Сугдинская, Преображенская, Даниловская, Верхнеичерская, Немчуйско-Тэтэрская зоны) проницаемость карбонатных пластов 15×10^{-3}–2×10^{-3} мкм^2, пористость 10–15 % [98]. Хорошие ФЕС отложений на Крапивинском месторождении – проницаемость $0{,}8\times10^{-3}$ мкм^2, пористость 13–21 % [99]. Процесс выщелачивания может формировать многие типы коллектора, такие как каверново-поровый, каверново-трещинный, каверновый, трещинный, порово-каверновый и порово-трещинный.

Трещиноватость

Трещинообразование проявляется локально вблизи тектонических нарушений. Трещины чаще всего залечены карбонатным, сульфатным, реже кремнистым, битумным веществом. Трещины обычно линейные, шириной 0,01–0,5 мм. Трещиноватость возрастает от мелкозернистых песчаников с глинистым цементом к песчаникам с хемогенным цементом и аргиллитам.

Трещинная проницаемость от 1 до 5 мД, редко до 10 мД. Увеличение трещиноватости наблюдается от глинистых доломитов равномернозернистых к доломитам с форменными элементами, известнякам равномернозернистым и с форменными элементами. Емкость пор по открытым трещинам не превышает 0,5–0,8 % [97].

Невелики ФЕС, например, в Юрубчено-Тохомской зоне газонефтенакопления, на Ромашкинском месторождении (залежи 302−303) – проницаемость 50×10^{-3} мкм^2, пористость 0,5–1 % [100, 101].

Стилолитизации

Стилолиты проявляются в виде неровных поверхностей, выделяемых в материале породы и проходящих через матрицу породы, обычно примерно параллельных напластованию. Их наличие в обычных условиях уменьшает взаимосвязь систем трещин. Значение стилолитов для трещиноватых пластов в большей степени определяется очередностью их образования относительно появления трещин и миграции углеводородов, чем собственно временем их образования.

Наличие стилолитов в известняках является их характерной чертой, проявляющейся независимо от фаций горных пород и геологического возраста. В основном они легко распознаются как неровные поверхности, выделяемые в теле породы, или швы, вдоль которых два блока породы сочленяются или соединяются путем взаимопроникновения. Для таких поверхностей обычно характерно накопление нерастворимых остатков, которые образуют стилолитовые швы, ограниченные по площади.

Стилолиты развиваются в основном в твердых породах (главным образом в известняках) по определенным плоскостям, часто параллельным напластованию, иногда после первоначального отвердевания осадка и обычно, когда флюид (вода) достигает определенного критического давления, связанного с давлением растворимости породы коллектора. Упрощенная история осадконакопления от отложения осадков до стилолитификации в их зависимости от глубины приведена в работе [102]. Стилолиты часто ассоциируют с трещиноватостью. Например, на Малоичском месторождении существует интервал, где проницаемость не сильно улучшается – $0{,}0044\times10^{-3}$–$8{,}75\times10^{-3}$ мкм^2, а пористость 0,22–7,2 % [103]. Так же и на Ромашкинском месторождении, семилуский и мендымский горизонт - проницаемость 1,4 мкм^2, пористость 15 % [104]. Процесс стилолитизации может проявляться в таких коллекторах как каверново-поровый, трещинный, порово-каверновый, трещинно-поровый.

Окремнение

Окремнение проявляется в регенерации зерен кварца и образовании кварцевого цемента. Процесс окремнения связан с растворением обломочного кварца, так как источником его

образования является первичный кремнезем основной массы. Регенерация обломков бывает частичная и полная, регенерационные каемки разделены пленками глинистого материала. Иногда регенерационный кварц уменьшает пористость и проницаемость пород. Этот процесс преобладает в обломочных породах молодых (пермо – триас) отложений.

Окремнение происходит на стадиях диагенеза и катагенеза. В диагенезе происходит стягивание кремнезема из известкового осадка. Кремнезема в поровых водах в 4 раза больше чем в морской воде. Присутствие глинистого материала способствует проявлению процесса. В процессе окремнения появляются овальные, чечевицеобразные, округлые, сферические и неправильные образования, представленные халцедоном, тонкодисперсным кварцем. В катагенезе происходит выполнение пор, трещин кремнеземом и замещение карбонатного материала на стенках пор. Окремнение чаще идет в известняках и приводит к ухудшению ФЕС [97]. В северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы процессы окремнения практически уничтожили открытую пористость, где она в основном меньше 10 % [105]. На Вахитском месторождении в керне скважин 251, 252 небольшие пористость и проницаемость 3–5 %, $1{,}2\times10^{-3}$–$3{,}5\times10^{-3}$ мкм^2 [106]. Обычно каверново-поровый и порово-каверновый тип коллектора сопровождается процессом окремнения.

Ангидритизация

Процесс вторичного обогащения осадков или горных пород ангидритом происходит путем выполнения межкристальных пространств, пустот, трещин и т. п. или замещения (в том числе метасоматического) ангидритом карбонатов и других компонентов отложений [107].

Гипс и ангидрит могут осаждаться в поверхностных условиях, хотя обычно ангидрит возникает за счет замещения гипса или вмещающих карбонатных пород. В большинстве случаев переход сульфата из одной формы в другую затемняет его происхождение, и в результате в породах присутствует аморфный желваковый ангидрит.

В отложениях ангидрит представлен двумя типами генераций. Ангидрит первого типа существует главным образом в форме микроскопических удлиненных и изометрических кристаллов, часто образуя желваки, пятна, выполняя складчатые энтерлитовые слои и развиваясь по отдельным ламинам строматолитов. Для второго типа характерны крупнокристаллические образования ангидрита, который развивается по кавернам и секущим трещинам. Кроме того, наблюдаются породы с текстурами типа "вигвама". Данные текстурные особенности, очевидно, обусловлены расширением породы в период гидратации ангидритовых прослоев с последующим ростом кристаллов [95].

На Имбинском и Агалеевском месторождениях проницаемость меньше $0{,}1\times10^{-3}$ мкм^2, пористость не превышает 4 % [108]. В Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции было показано, что процесс ангидритизации привел к снижению емкости и проницаемости пород [109]. Тип коллектора каверново-поровый сопровождается процессом ангидритизации.

Каолинизация

Каолинизация это процесс изменения горных пород, ведущий к возникновению каолина за счёт преобразования различных глинозёмсодержащих минералов, в первую очередь полевых шпатов и слюды. Каолинизация проявляется наиболее сильно в образовании каолиновой коры выветривания в результате процессов выветривания гранитов, сиенитов и др. полевошпатовых пород, по-видимому, в условиях влажных субтропиков. При этом за счёт полевого шпата сначала образуется мелкочешуйчатая, богатая глинозёмом слюда – серицит, которая в дальнейшем гидратизируется и переходит в гидрослюду и каолинит. Остатки гидрослюды часто присутствуют среди каолинитов, образовавшихся в результате каолинизаций. Процессы каолинизации проявляются также и при гидротермальном близповерхностном изменении пород в областях вулканической активности.

Интенсивные процессы каолинизации горных пород и образования коры выветривания происходили в каменноугольном, юрском, палеогеновом и неогеновом периодах, которые характеризовались богатой растительностью и относительно влажным и тёплым климатом. Современная каолинизация наиболее характерна для влажных тропиков. Пример из различных скважин Томской области показывает, что при каолинизации улучшается ёмкость в 2–3 раза, проницаемость – в несколько раз [110]. Еще пример из месторождений Томской области – пористость увеличивается до 10,2–17,8 %, проницаемость до $6{,}84\times10^{-3}$–50×10^{-3} мкм^2 [111]. Процесс каолинизации наблюдается обычно в коллекторе порового типа.

Пиритизация

Характерной особенностью кварцитовидных песчаников является интенсивная пиритизация. Пирит в породах присутствует постоянно, но его количество не более 5 %. В мергелях и терригенных породах содержание пирита повышается до 5–10 %.

Пиритизация с образованием сульфидов, свинца, меди, цинка отмечается редко. Чаще развита пиритизация по стенкам пор, периферии обломков. Иногда пирит встречается вместе с битумом. Количество пирита в порах, достигая 5–15 %, отрицательно влияет на коллекторские

свойства песчаников [97]. Пример из Лычковского месторождения показывает проницаемость до $0{,}054\times10^{-3}$ мкм^2 и пористость до 4 % [112]. На Верхнечонском месторождении процесс пиритизации приводит к хорошим результатам – проницаемость пласта В10 и В13 достигает до 2,5 мкм^2 и пористость 11,7–14,6 % [113]. Трещинный и поровый тип коллекторов могут сопровождаться процессом пиритизации.

Доломитизация

Доломитизация это процесс обогащения доломитом известкового ила (осадка) или известковой породы за счёт замещения части $CaCO_3$ на $MgCO_3$. Различают диагенетическую доломитизацию, происходящую в иле в процессе его превращения в осадочную горную породу, и постдиагенетическую доломитизацию, возникающую в отвердевшей известковой породе под действием подземных вод, обогащенных магнием. Полное замещение кальцита доломитом происходит редко. Обычно образуются доломитизированные известняки.

Под влиянием доломитизации происходят изменения и в структуре пустотного пространства. Широко распространено мнение, что доломитизация всегда сопровождается увеличением пористости. Влияние метасоматической доломитизации известняка на его пористость оценивалось С.Г. Вишняковым, С.П. Карсаковым, и др. При неизменности прочих влияющих факторов, влияние доломитизации доходит до 10–13 % абс. По расчетам Л.Н. Капченко, эффект доломитизации зависит от пористости известняка до этапа доломитизации. Известняк с пористостью 30%, подвергающийся полной доломитизации, увеличивает пористость на 9%, т.е. в 1,3 раза. Если пористость известняка составляет 5 %, то развившийся по нему доломит может увеличить пористость на 11,7 % абс. т.е в 3,3 раза, хотя скорость процесса самой доломитизации во втором случае будет ниже, чем в первым [96]. Пример из Колвинского месторождения – проницаемость 0,1–0,16 мкм^2, пористость 11–15 %. В среднеордовикско-нижнедевонском НГК пористость составляет 6–9 %, проницаемость $0{,}5\times10^{-3}$–$9{,}5\times10^{-3}$ мкм^2. Проницаемость 1×10^{-3}–1 мкм^2, пористость 15–20 % в средневизейско-нижнепермском НГК [114]. Процесс доломитизации влияет как на проницаемость, так и на пористость. Тип коллектора порово-каверновый, каверновый и порово-трещинный подвержены процессу доломитизации.

Кальцитизация

Кальцитизация проявляется в образовании пойкилитового, базального и порового цемента в песчаниках. Накопление кальцита происходит за счет влияния вод пласта после литификации.

Кальцитизация изолирует участки пор, образуя крустификационные каемки вокруг обломков карбонатных пород. Новообразования кальцита размером 0,1–1–2 мм заполняют поры, его содержание достигает 5–40 %. Кальцитизация чаще приурочена к кровле и подошве песчаных пластов. Чем больше толщина пласта, тем больше в средней части свободного порового пространства в породе [97]. Пример в пермских отложениях в цетральной части Волго-Уральской антеклизы – не плохие данные проницаемости и пористости в диапазоне 0,1–1 мкм^2, 15–20 % [115]. На Бурейкинской площади в скв. 7120 пористость 18–27 %, где проявления кальцитизаци залечивают поры и каналы [116, 117]. Порово-каверновый и поровый типы коллектора могут сопровождаться процессом кальцитизации.

Карбонатизация

Это процесс обогащения горных пород карбонатными минералами под воздействием углекислых вод. Например, из 30 скважин востока Томской области (общее количество лабораторных определений пористости – 530, проницаемости – 442, карбонатности – 354) анализ показал, что карбонатизация увеличивает ФЕС коллекторов [118]. Улучшение ёмкости присутствует на Дружном месторождения, в пласте $БС_{2\text{-}11}$ проницаемость $61{,}1\times10^{-3}$–$69{,}5\times10^{-3}$ мкм^2 и пористость 16,8–16,9 % [119]. Типы коллектора трещинный и порово-каверновый могут сопровождаться этим процессом.

Серицитизация

Это процесс образования серицита, мелкочешуйчатой разновидности мусковита, по алюмосиликатам (плагиоклазам, роговой обманке, биотиту) при гидротермальных и экзогенных процессах. Например, в Широтном Приобье в пласте $АС_{12}$ с проницаемостью 0–$1{,}5\times10^{-3}$ мкм^2 и пористостью 13–16 % наблюдается интенсивная серицитизация. Как правило, серицитизация улучшает ФЕС в пласте [120]. Тип коллектор поровый наиболее часто сопровождается этим процессом.

Сульфатизация

Сульфатизация, как процесс при наличии порового – базального ангидритового цемента, сопровождается корродированностью обломков сульфатами и их проникновением по микротрещинам. Цемент редко представлен одним аргиллитом, встречаются доломит и

кальцит. Содержание сульфатов в породах до 5–20 %. Процесс сульфатизации связан с пластовыми водами, обогащенными сульфатами.

Сульфатизация на стадии раннего диагенеза способствовала появлению кристаллов гипса, переходящего в ангидрит, при потере воды. Процесс сульфатизации ухудшает ФЕС пород [97]. Это метасоматическое замещение кальцита, доломита и других минералов гипсом, ангидритом, целестином, а также выполнение ими пор, каверн и трещин. Сульфатизация может происходить на различных этапах литогенеза – в осадке (диагенез), породе (катагенез). Наиболее активно сульфатизация протекает при пластовых водах сульфатно-кальциевого-магниевого состава. Известны случаи, когда интенсивно сульфатированные трещиноватые доломиты становятся пористо-проницаемыми за счет повышенной трещиноватости и связанными с нею вновь образованными порами выщелачивания, приуроченными к сульфатизированными участкам [96].

На Марковском месторождении нефтяная залежь осиновского горизонта дает нам хороший пример, где обычно проницаемость, пористость довольно низкие – меньше 1×10^{-3} мкм^2 и меньше 1 %, но здесь улучшается проницаемость благодаря развитию сульфатизации по трещинам [121]. Типы коллектора, которые связаны с этим процессом – трещинный и порово-каверновый.

Хлоритизация

Это процесс замещения некоторых цветных минералов (амфиболов, пироксенов, биотита, эпидота) или вулканического стекла горных пород хлоритом. Выделяются три основных генетических типа хлоритизированных пород: возникшие под влиянием регионального метаморфизма (зеленые сланцы); образовавшиеся в результате автометаморфизма; возникшие под воздействием гидротермальных растворов. Первые два типа имеют широкое региональное развитие, третий тип проявляется на небольших площадях и в виде узких полос, приуроченных к зонам нарушений. При более интенсивной хлоритизации, когда содержание хлорита превышает 25 %, происходит резкое уменьшение эффективной пористости почти в 2 раза, проницаемости в 5 раз [122]. Пример из двух площадей Южного Мангылшака показывает очень малую проницаемость – до $1{,}01325\times10^{-3}$ мкм^2 и пористость 3,5–4 % [123]. Возможно проявление хлоритизации при трещинном типе коллектора.

Пелитизация

Пелитизация это начальная стадия изменения полевых шпатов, главным образом калиевых, в результате их частичного замещения глинистыми минералами. Воздействие геохимических неравновесных зон ВНК на полевые шпаты вызывает их разрушение, за счет чего в коллекторах образуются значительные объемы пустотного пространства. Открытая пористость увеличивается в 1,5–2 раза, проницаемость на порядок. Здесь же наблюдаются такие вторичные процессы, как регенерация кварца, пелитизация полевых шпатов и другие процессы [124]. Хороший пример повышения фильтрационно-емкостных свойств вендского терригенного коллектора известно на Среднеботуобинском месторождении. Здесь существует процесс пелитизации полевых шпатов в пласте, проницаемость – в диапазоне 0,1–1 мкм^2 и пористость 10–15 % [125]. Процесс пелитизации может происходить в трещинном типе коллектора.

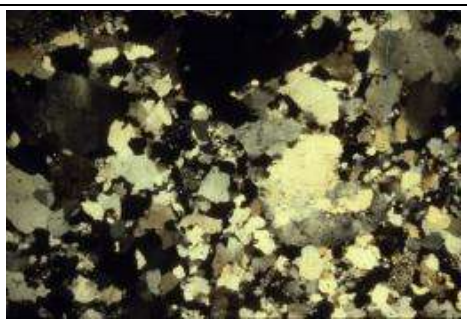
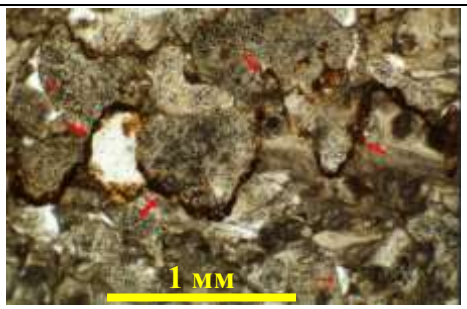
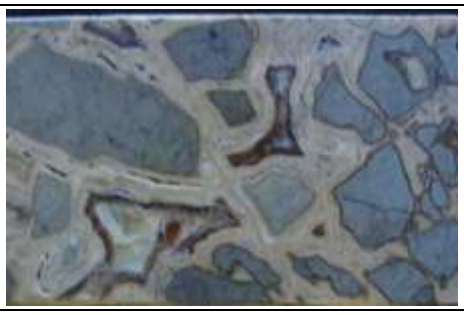
Альбитизация

Альбитизация это метасоматическое и, главным образом, гидротермальное образование альбита в основном за счет силикатных и алюмосиликатных минералов. Очень характерно для процессов соссюритизации, пропиллитизации, зеленокаменного перерождения, спилитизации и формирования зеленых сланцев. С альбитизацией сопряжено образование эпидотовых минералов, актинолита, хлорита, адуляра, карбонатов. Вторичные альбиты в терригенных коллекторах считаются индикаторами нефтегазоперспективных участков. Например, на Талинском месторождении нефтенасыщенные пласты $ЮК_{10\text{-}11}$ шеркалинской свиты улучшают свои фильтрационно-емкостные свойства – проницаемость $4{,}3\times10^{-3}$–302×10^{-3} мкм^2 и пористость 14–17,9 % [126]. Обычно альбитизация присутствует в трещинном типе коллектора.

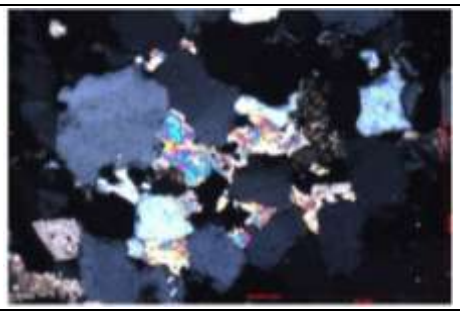
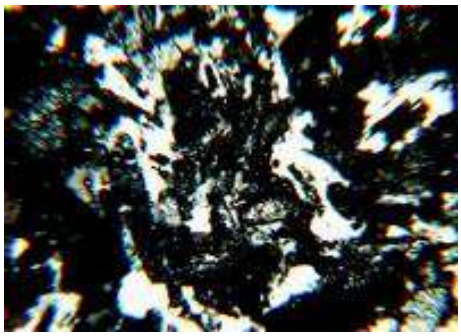
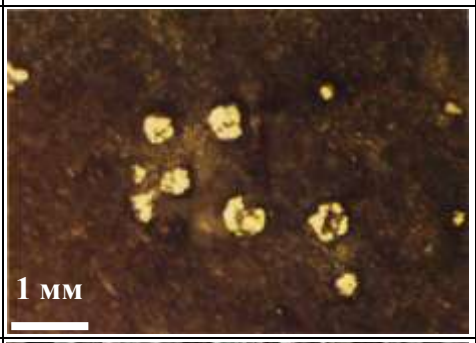
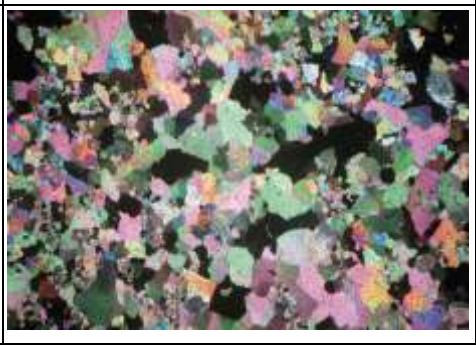
Анализ перечисленных эпигенетических изменений осадочных горных пород, влияющих на их ФЕС, позволяет предложить типовую схему с примерами фотошлифов пород (табл. 3. 2).

Таблица 3.2

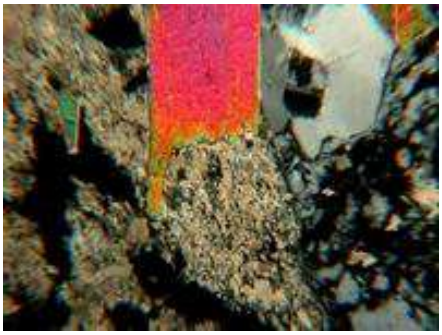
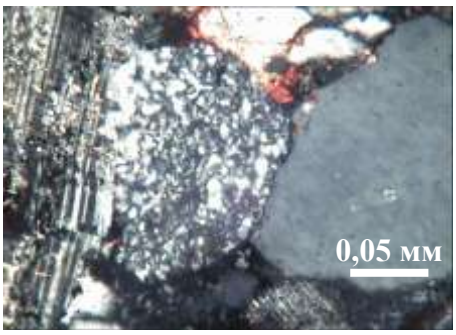
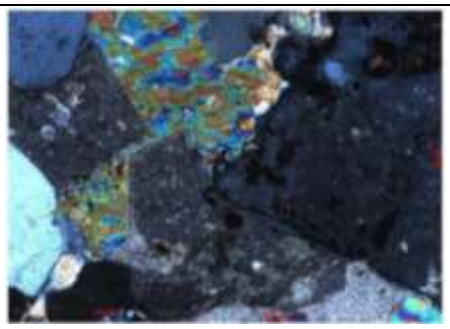
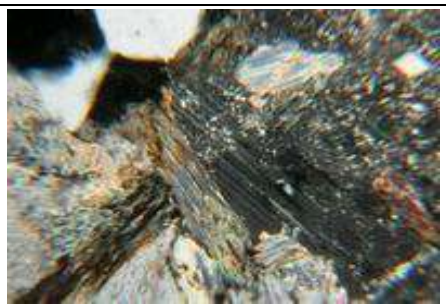
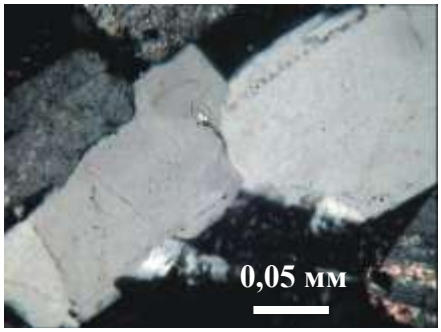
Сводная таблица эпигенетических процессов и характера изменения ФЕС

Тип процесса, ссылка на источник	Фотошлиф	Изменение пористости. Общая характеристика пористости.	Изменение проницаемости. Общая характеристика проницаемости.
Перекристализация [127]		Улучшение. Средне-высокая пористость	Ухудшение. Низкая проницаемость
Выщелачивание [116] X20		Улучшение. Высокая пористость	Улучшение. Высокая проницаемость
Трещиноватость [128] X40		Невелико влияние на развитие пористости. Низко-средняя пористость	Невелико влияние на развитие проницаемости. Низко-средняя проницаемость
Стилолитизация [129]		Невелико влияние на развитие пористости. Низко-средняя пористость	Невелико влияние на развитие проницаемости. Низко-средняя проницаемость
Окремнение [130]		Ухудшение. Средне-низкая пористость	Ухудшение. Средне-низкая проницаемость

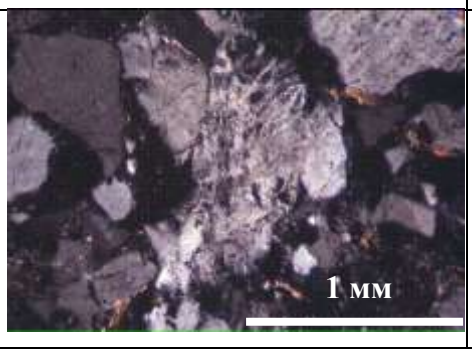
Продолжение таблицы 3.2

Тип процесса, ссылка на источник	Фотошлиф	Изменение пористости. Общая характеристика пористости	Изменение проницаемости. Общая характеристика проницаемости
Ангидритизация [131] X100		Ухудшение. Низкая пористость	Ухудшение. Низкая проницаемость
Каолинизация [132]		Улучшение. Средняя пористость	Улучшение. Средняя проницаемость
Пиритизация [133]		Незначительно улучшение. Низко-средняя пористость	Незначительно улучшение. Низко-средняя проницаемость
Доломитизация [116] X20		Улучшение. Средне-высокая пористость	Улучшение. Средняя проницаемость
Кальцитизация [116] X20		Улучшение. Средне-высокая пористость	Улучшение. Средняя проницаемость

Продолжение таблицы 3.2

Вид процесса, ссылка на источник	Фотошлиф	Изменение пористости. Общая характеристика пористости.	Изменение проницаемости. Общая характеристика проницаемости.
Карбонатизация [132]		Улучшение. Средняя пористость	Улучшение. Средняя проницаемость
Серицитизация [134]		Улучшение. Низко-средняя пористость	Улучшение. Низко-средняя проницаемость
Сульфатизация [131] X100		Улучшение при условиях высокой трещиноватости. Низкая пористость	Улучшение при условиях высокой трещиноватости. Низкая проницаемость
Хлоритизация [132]		Ухудшение. Низкая пористость	Ухудшение. Низкая проницаемость
Пелитизация [134]		Улучшение. Средне-высокая пористость	Улучшение. Средне-высокая проницаемость

Окончание таблицы 3.2

Тип процесса, ссылка на источник	Фотошлиф	Изменение пористости. Общая характеристика пористости.	Изменение проницаемости. Общая характеристика проницаемости.
Альбитизация [135]		Улучшение. Высокая пористость	Улучшение. Высокая проницаемость

Анализ механизмов и результатов эпигенетических процессов позволяет сделать следующие ***выводы:***

1. Выщелачивание, альбитизация – благоприятные процессы для высокой пористости и проницаемости осадочных горных пород, характерных для следующих типов коллекторов: каверново-поровый, трещинный, порово-кавернновый, порово-трещинный.
2. Следующие процессы, повышающие качество ФЕС коллекторов, это процессы, которые связаны с кальцитизацией, доломитизацией, пелитизацией. Если неизмененная порода имеет среднюю пористость и проницаемость, то эти процессы повышают ФЕС коллектора.
3. Процесс перекристаллизации может улучшить пористость, а проницаемость нет.
4. Карбонатизация, каолинизация, серицитизация входят в следующую группу эпигенетических процессов. Эти процессы могут улучшить характеристики коллектора, но не на много.
5. Незначительно улучшают емкостные характеристики коллектора стилолитизация, трещиноватость, пиритизация. Здесь процессы могут дать коллекторам улучшение пористости до среднего уровня.
6. Процесс сульфатизация – единственный процесс, который может улучшить емкостные характеристики только при условиях высокой трещиноватости. Фактические примеры показывают, что процесс улучшает пористость, но незначительно.
7. Окремнение, ангидритизация, хлоритизация − неблагоприятные процессы для ФЕС, они входят в группу ухудшения, приводящие к низкой пористости и проницаемости коллектора.

3.3 Характеристика текстурно-структурных изменений в процессе эпигенеза. «Фации» эпигенеза

Значения пористости и проницаемости, являясь одними из основных показателей коллекторских свойств пород, определяются многими факторами, главнейшие из которых можно объединит в две группы: 1) обусловленные специфическим составом обломочной части, степенью окатанности обломочных частиц, типом и минеральным составом цемента; 2) связанные с особенностями уплотнения пород и их постседиментационными преобразованиями.

Фации седиментации, рассмотренные в 2-ом разделе, создают, как правило, поровый тип коллектора. Далее условно выделим типы «фаций» коллекторов эпигенетически измененных осадочных горных пород, сформированные разными постседиментационными процессами (табл. 3.2).

«Фация» коллектора трещинного типа

Ёмкость и проницаемость определяются только трещинами. Емкость мала, проницаемость изменяется в широких пределах. Коллектор неустойчив по дебитам, приурочен к породам любого генезиса и любого вещественного состава. Например, на среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносном комплексе показан трещинный тип коллектора с проницаемостью до 0,15 мкм^2 и пористостью 9–22 % [114]. Трещинный тип коллектора на Юрубчено-Тохомском месторождении имеет проницаемость $0{,}981\times10^{-3}$ мкм^2 и пористость 1–5 % [136].

«Фация» коллектора порового типа

Эта «фация» характеризуется хорошо сообщающимися порами, емкость и проницаемость обусловлены порами. Коллектор приурочен к органогенным, обломочным породам, накапливавшимися в гидродинамически активной среде, фильтрационно-емкостные параметры изменяются значительно [137]. Характеристики коллектора порового типа на Югид-Соплесском, Пыжьельском и Аранецком месторождениях: пористость 21–23 %, проницаемость 0,05–0,15 мкм^2; для продуктивных отложений на Ягинском и Инзырейском месторождениях - проницаемость 0,88 мкм^2, пористость 15–26,5 % [114]. В средневизейско-нижнепермском НГК пористость 23–26 %, проницаемость 0,216 мкм^2 [114]. На месторождении Тимано-Печорской НГП – пористость 10–15 % и проницаемость, как минимум, 0,1 мкм^2 [138].

«Фация» коллектора кавернового типа

Каверны являются лишь компонентами общей совокупности пустот в горной породе, связанных между собой системами трещин, обусловливающих фильтрацию нефти и газа [94]. Неплохая проницаемость этого типа коллектора на примере Предъенисейского осадочного бассейна (скважина Восток-4) – проницаемость 0,124–1,6 мкм^2, пористость 10–20 % [95]. На Grayburg Formation (West Texas) не так велика проницаемость этого типа коллектора 0,0001 мкм^2 и пористость только 8 %. Но для отложений San Andres Formation проницаемость достигает 0,1 мкм^2 и пористость 8–10 % [139].

«Фация» коллектора трещинно-порового типа

Емкость обеспечивается мелкими порами, проницаемость улучшается за счет трещин, коллектор развит в сильно измененных органогенно-детритовых и обломочных породах, реже в хемогенных [137]. Ключевым фактором, определяющим потенциальную продуктивность скважин, является наличие открытых заполненных нефтью трещин. Из этого типа коллектора могут быть получены достаточно большие притоки [140]. Здесь пористость хорошая, благодаря тому, что происходит вторичный процесс трещиноватости, но для проницаемости отличный результат не всегда получается. Так, на Каменской площади пористость достигает только до 8 % и проницаемость 0,05 мкм^2 [114]. Хорош пример для коллекторов юрской и нижнемеловой толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты с проницаемостью 0,01–0,5 мкм^2 и пористостью 15–28 %. Пример для баженовской свиты – при среднем уровня пористости 14,5 %, проницаемость очень низкая – $1{,}62\times10^{-3}$–$5{,}46\times10^{-3}$ мкм^2 [141]. Очень похожи характеристики этого типа коллектора на Паляновском месторождении с пористостью 14 % и проницаемость до 0,0029 мкм^2. Пример «фации» коллектора трещинно-порового типа из месторождений в Тимано-Печорской НГП [138] – проницаемости и пористости 0,001–0,01 мкм^2, 0,1–0,01 мкм^2, и 8 %, 8–10 %, соответственно.

«Фация» коллектора трещинно-кавернового типа

Эта «фация» приурочена, в основном, к типичным (чистым) карбонатным породам, подвергшимся интенсивному выщелачиванию. Для таких коллекторов характерна низкопористая непроницаемая матрица. Например, на месторождении Айн Зала Qum Formation – проницаемость $1{,}117\times10^{-7}$–$12{,}03\times10^{-3}$ мкм^2 и пористость – 4,75–12,03 %, для Тимано-Печорских месторождений – 0,01–0,001 мкм^2 и 4–8 % [138]. Исключение составляет пример с

хорошими ФЕС из доманиково-турнейского НГК – проницаемость 0,95 мкм^2 и средняя пористость 5–11 %. Отсюда можно заключить, что для этого типа коллектора вторичный процесс в основном ухудшает ФЕС [142].

«Фация» коллектора порово-трещинного типа

Здесь матричная пористость мала и соизмерима с емкостью трещин, фильтрация происходит преимущественно по трещинам, так как радиусы пор малы. «Фация» характеризуется величинами Кп.общ.>10%, некоторым увеличением открытой пористости и ухудшенными фильтрационными свойствами [137]. Пример на Западно-Соплесском и Суборском месторождениях – в доманиково-турнейском НГК плохо с проницаемостями и пористостью – 0,01–0,012 мкм^2, 0,01 мкм^2, 0,05–0,87 мкм^2 и 1–10 % [114]. На месторождении Уосон, одном из крупных месторождений в США, пористость только 3,1–7,1 %, проницаемость $3{,}14\times10^{-3}$–$3{,}85\times10^{-3}$ мкм^2 [137]. Скорее всего, этот тип коллектора из-за вторичного эпигенетического процесса ухудшает свои свойства.

«Фация» коллектора порово-кавернового типа

Такой тип коллектора по общей емкости породы характеризуется самой большой долей каверновой составляющей. Каверны соединяются между собой межкристаллическими порами и микротрещинам. На участках развития межкристаллических пор каверны обладают хорошей сообщаемостью между собой [143]. Следующие примеры показывают, что хотя пористость не велика, но достаточна для хорошего притока жидкости. Для среднеордовикско-нижнедевонского НКГ – очень высокая проницаемость 0,5 мкм^2, пористость 7–12 % [114]. Нижнефаменские отложении центральной части Хорейверской впадины – со среднем уровнем проницаемости 0,212 мкм^2, пористость 13 % [144]. Низкая проницаемость характерна для срединой части Памятно-Сасовского месторождения – проницаемость $0{,}1\times10^{-3}$–30×10^{-3} мкм^2, пористость 5–9 %, а нижней части Памятно-Сасовского месторождения – увеличение проницаемости до 30×10^{-3}–1×10^{-3} мкм^2, пористость 6–10 % [145].

«Фация» коллектора каверново-трещинного типа

Здесь матрица плотная с вновь образованной кавернозностью. Емкость обеспечивается кавернами, проницаемость – трещинами. Коллектор приурочен к карбонатным породам любого генезиса. Проницаемость неустойчива, колеблется в значительных пределах. Коллектор трудно

выявляется по стандартным методикам [137]. Низко-средняя пористость и проницаемость этого типа коллектора характеризуется следующими примерами. На Юрубчено-Тохомском месторождении – проницаемость $0–5\times10^{-3}$ мкм^2 и пористость 0,35–2,4 % [146]. В целом, в пределах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления – пористость 18% и проницаемость 0,00202 мкм^2. Совсем по-другому с проницаемостью на Южно-Степковожском и Усинокушшорском месторождениях – 0,9 мкм^2 и пористость 11 % [114].

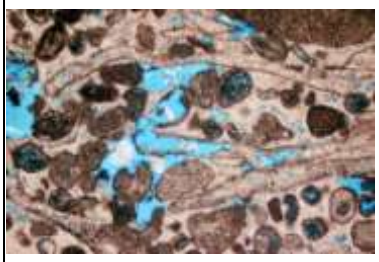
«Фация» коллектора каверново-порового типа

Имеет место унаследованная кавернозность, развивающаяся по порам. Порода отличается повышенными фильтрационными и емкостными свойствами, состав в основном карбонатный. Коллектор встречается в рифовых, биоморфных породах молодого возраста. Кавернозность значительно увеличивает фильтрационные свойства, в меньшей степени – емкость [137]. Хороший коллектор такого типа присутствует на нескольких месторождениях. Например, проницаемость $0,1–36,35\times10^{-3}$ мкм^2 и пористость 9–26 % на месторождениях Южного Мангалышлака [147] и месторождениях в Тимано-Печорской НГП [138]. Здесь проницаемость больше 0,1 мкм^2 , пористость 10–15 %. В средневизейско-нижнепермском НГК на Лабоганском, Наульском, Варандейском и Торавейском месторождениях проницаемость 0,01–0,119 мкм^2 и пористость 15 %. На Пашнинском и Исаковском месторождениях проницаемостью 0,03 мкм^2, пористость 16–17 % [114].

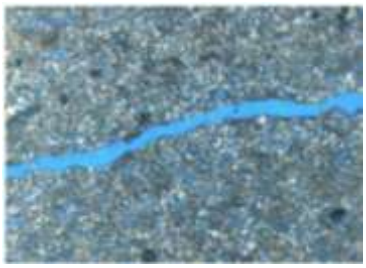
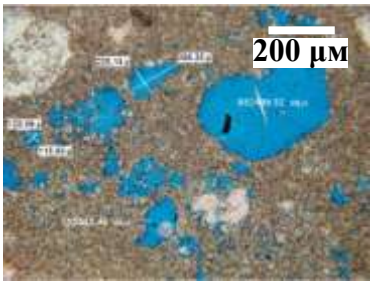
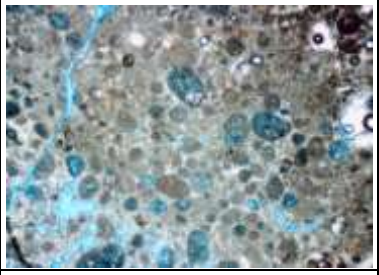
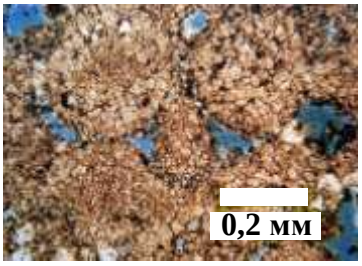
Анализ всех перечисленных типов «фаций» коллекторов эпигенетически измененных осадочных горных пород позволяют предложить сводную характеристику с примерами фотошлифов «фаций» (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Сводная характеристика типов «фаций» вторично измененных осадочных пород

Тип коллектора (тип «фации»), ссылка на источник	Фотошлиф	Типы эпигенетических процессов	Характеристика пористости	Характеристика проницаемости
Трещинный [148]		Выщелачивание, стилолитизация, трещиноватость, сульфатизация, пиритизация, карбонатизация, пелитизация, хлоритизация, альбитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Поровый [149]		Перекристализация, пиритизация, кальцитизация, каолинизация, серицитизация	Высокая	Высокая
Каверновый [150]		Выщелачивание, доломитизация	Высокая	Высокая
Трещинно-поровый [148]		Стилолитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Трещинно-каверновый [151]		Перекристализация, окремнение, выщелачивание, стилолитизация, сульфатизация, карбонатизация, кальцитизация, доломитизация	Низко-средняя	Низко-средняя

Продолжение таблицы 3.3

Тип коллектора (тип «фации»), ссылка на источник	Фотошлиф	Типы эпигенетических процессов	Характеристика пористости	Характеристика проницаемости
Порово-трещинный [152] X47		Выщелачивание, доломитизация	Низко-средняя	Низкая
Порово-каверновый [153]		Перекристаллизация, окремнение, выщелачивание, стилолитизация, сульфатизация, карбонатизация, кальцитизация, доломитизация	Средняя	Высокая
Каверново-трещинный [154]		Выщелачивание, трещиноватость	Низко-средняя	Низко-средняя
Каверново-поровый [155]		Перекристаллизация, окремнение, ангидритизация, выщелачивание, стилолитизация	Высокая	Средне-высокая

Анализ текстурно-структурных изменений коллекторов в результате эпигенетических процессов («фаций» эпигенеза) позволяет сделать следующие ***выводы.***

1. В группу коллекторов с улучшенной пористостью входят «фации» коллекторов следующих типов: поровый, каверновый, каверново-поровый.
2. «Фации» коллекторов каверново-трещинного, порово-кавернового, трещинного типов имеют незначительные емкостные свойства.
3. Порово-трещинный, трещинно-каверновый, трещинно-поровый типы «фаций» коллекторов характеризуются самыми низкими значениями пористости.

4. В группу коллекторов с улучшенной проницаемостью входят «фации» коллекторов следующих типов: поровый, каверновый, порово-каверновый, каверново-поровый.
5. Порово-трещинный, трещинно-поровый, трещинно-каверновый типы «фаций» коллекторов характеризуются низкой проницаемостью.
6. Остальные типы коллекторов (например, каверново-трещинный, трещинный) имеют невысокую проницаемость.
7. Во вторичном коллекторе, для которого доминирует трещинный процесс, стимулируются другие интенсивные эпигенетические процессы.
8. Более вероятно наилучшее качество фильтрационно-емкостных свойств в сложно построенном коллекторе – в «фации» коллектора каверново-порового с эпигенетическим процессом выщелачивания.
9. Каверновый тип «фации» коллектора с эпигенетическим процессом выщелачивания доломитизацией входят в следующую перспективную группу.
10. Комбинация процесса эпигенетического окремнения с трещинно-каверновым типом коллектора является неблагоприятным для ФЕС.

3.5 Анализ каротажей вторичных коллекторов – «фаций» эпигенеза

При интерпретации промыслово-геофизических показаний для оценки коллекторских свойств обычно применяется моделирование, в основу которого заложено то или иное представление о реальной среде породы-коллектора. Результаты интерпретации зависят от степени соответствия избранной модели реальному пласту-коллектору. Однако даже тогда, когда известен тип коллектора, не всегда удается по данным промыслово-геофизических (скважинных) измерений однозначно оценить его ФЕС. Объяснить это можно тем, что реальная горная порода часто характеризуется случайным распределением пустот различного типа. Между тем модели, применяемые при интерпретации скважинных показаний, не позволяют учесть эту случайную характеристику фильтрационно-емкостных параметров пласта. Отсюда следует, что используемые модели ввиду их значительной упрощенности часто не отражают всей сложности строения реальных горных пород-коллекторов.

Применяемый промыслово-геофизический комплекс исследований (сочетание ПС, КС, БКЗ, ГК, НГК) позволяет более или менее уверенно выделять и изучать только коллекторы порового типа. Для выделения сложных типов коллекторов в общем случае применяют промыслово-геофизические методы в комплексе с методами геологическими и промысловыми (отбор керна, шлама и их изучение, испытание пластов). Перспективными являются

акустические, радиоактивные и электрические методы каротажа, а также временные измерения БК и/или КС и НГК и метод двух растворов [156].

Основными параметрами сложнопостроенных коллекторов, оцениваемыми геофизическими методами, являются коэффициент пористости (*Кп*) и эффективная мощность. Информацию о насыщенности коллекторов дают, как правило, исключительно прямые методы исследования и испытания пластов. Показания электрических методов в этих условиях неинформативны из-за глубокого проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, а также из-за сложной структуры порового пространства.

Достоверное определение пористости неоднородных пород обеспечивается комплексом методов АК-НГК-ГГК, позволяющим учитывать литологический состав породы. Ее оценка выполняется путем решения системы уравнений, составленной для определенной модели породы. Причем ранее проведенными исследованиями установлено, что модель карбонатной породы достаточно достоверно описывается линейными уравнениями, связывающими физические параметры с коэффициентом пористости (*Кп*) и отдельными компонентами, составляющими породу.

При идентификации сложных коллекторов по данным ГИС учитываются особенности структуры пустотного пространства пород. В основе классификации лежат два основных принципа: 1) соотношение объемов разных типов пустотного пространства; 2) образование связанной фильтрационной системы определенным типом пустотного пространства.

Для возможной дифференциации коллекторов по особенностям строения пустотного пространства из промыслово-геофизических методов наиболее информативны акустический каротаж и электрометрия. Соотношения объемов пустот разных типов традиционно определяются по данным АК и ННК (комплекс ННК-ГГК).

На показания электрометрии существенное влияние оказывает проводимость заполняющего каверны флюида: сообщение между кавернами осуществляется только по микротрещинам и тонким межкристаллическим поровым каналам матрицы. Каверны, заполненные нефтью, удлиняют токопроводящие пути. Сопротивление такой породы велико.
Каверны могут образовать связанную фильтрационную систему посредством трещин большой раскрытости, что обеспечивает глубокое проникновение бурового раствора в пласт. Размеры зоны проникновения превышают радиус измерения прибора бокового каротажа, что отражается на показаниях БК снижением сопротивления по сравнению с истинным сопротивлением нефтенасыщенного коллектора [143].

Различия приуроченности фильтрационной системы к определенному типу пустотного пространства наглядно проявляются при совмещении нормализованных кривых БК и ННК.

Методика Н.З. Заляева нормализации кривых основана на линейной связи между логарифмами удельного электрического сопротивления и коэффициента пористости в водонасыщенной породе с коллекторами порового типа [156]. По расхождению нормализованных кривых можно судить о характере насыщения коллекторов, а при благоприятных условиях – его типе. При выборе масштаба нормализации в предельно нефтенасыщенной части разреза кривая ННК, преобразованная в масштаб сопротивлений, соответствует кажущемуся сопротивлению нефтенасыщенных коллекторов порового типа [143].

Для определения эффективных толщин, а также количественной оценки проницаемости использовались исследования индикаторным методом по радону (ИМР). Проницаемость продуктивных отложений, определенная по ИМР при одинаковой общей пористости, изменяется в широких пределах, что позволяет использовать ее при типизации коллекторов (Филиппов В.П., Воронцова И.В., Киляков В.Н., 1999).

Каротажи «фации» порового коллектора

Из рисунка 3.5 ясно, что тип коллектора можно определить просто по данным каротажей кавернометрии, ГК, ПС, значения которых относительно уменьшаются, и по данным удельного электрического сопротивления (УЭС) – значения несильно увеличиваются.

Дополнительно диагностировать поровый тип коллектора (при коэффициенте пористости по ГИС немного большее 15%) возможно по методике (2ГК+3ННК)-А: 1) кривые ГК – уменьшение; 2) кривые водородосодержания (ω) – относительное уменьшение. Тоже по методике 4АК-А: 1) интервальное время Р волн (Δ_{tp}) – на среднем уровне; 2) интервальное время S волн (Δ_{ts}) – уменьшение; 3) по интервальному времени волны Стоунли (Δ_{st}) – относительное уменьшении; 4) амплитуда (A_{ls}) – сильное повышение; 5) фазокорреляционные диаграммы (ФКД) – достаточно четкие (рис. 3.10).

Каротажи «фации» трещинного колектора

Для трещинного коллектора характерно относительно высокие значения кривой БК [136], относительно низкие значения НГК (рис. 3.6, 3.7) против области трещиноватости. Измерения каверномером практически не дифференцируются. В случае увеличения трещиноватости (сообщаемости поровых каналов) сопротивление понижается. Кривые ГК и/или ПС для анализа такого типа коллектора не информативны.

Тип коллектора трещинный (низкие значения коэффициента пористости) возможно анализировать по методике (2ГК+3ННК)-А: 1) кривые ГК – повышение; 2) кривые водородосодержания (ω) – относительно уменьшение. Тоже по методике 4АК-А: 1) интервальное время Р волн (Δ_{tp}) – уменьшение; 2) интервальное время S волн (Δ_{ts}) –

уменьшение; 3) по интервальному времени волны Стоунли (Δ_{st}) – относительное уменьшении; 4) амплитуды S волн (A_{ls}) – относительно средние; 5) фазокорреляционные диаграммы (ФКД) – очень сильно деформированные (часто «пилообразные») (рис. 3.10).

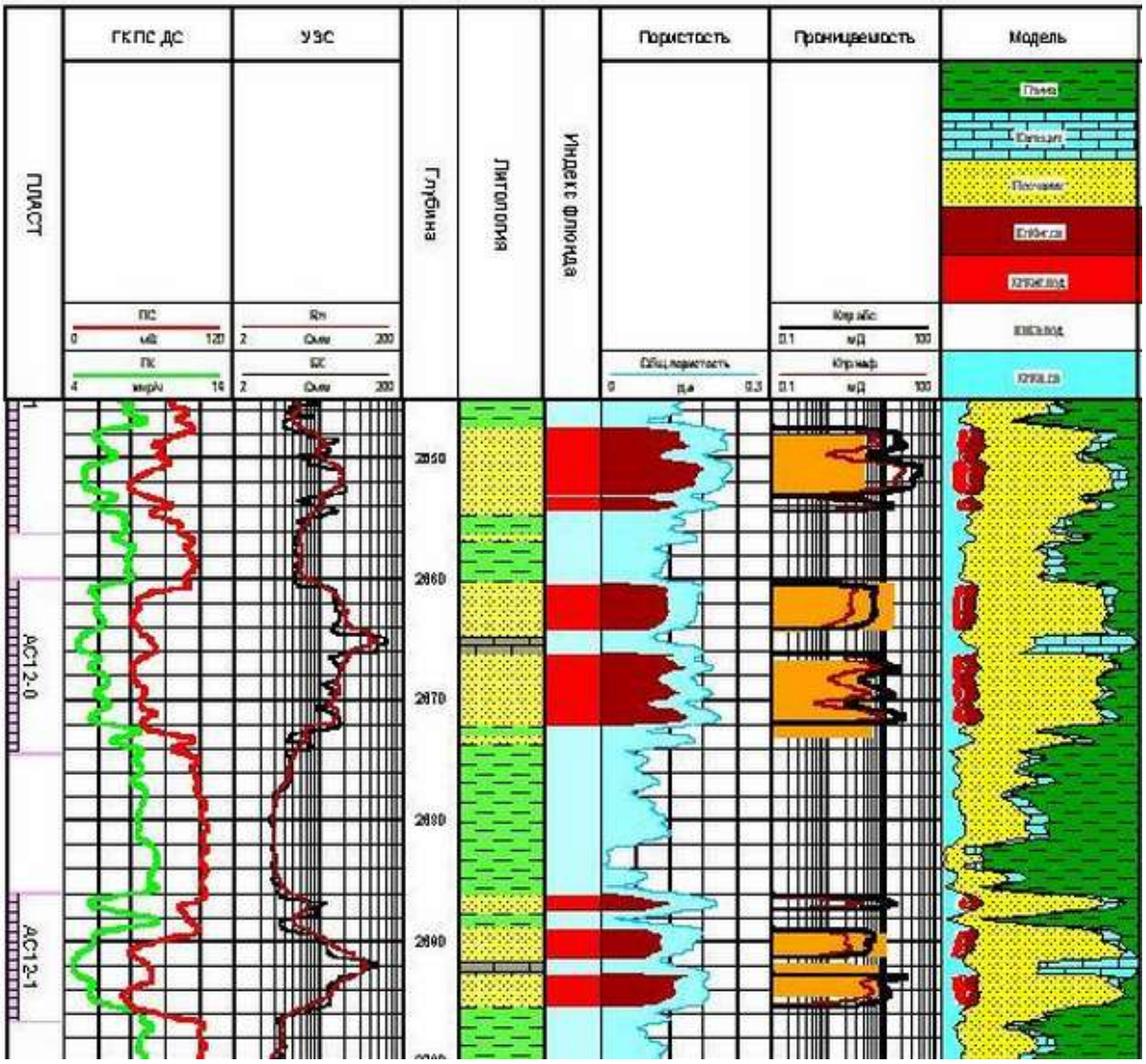


Рис. 3.5 Типовые каротажи порового коллектора, на примере пласта группы А Приобского месторождения [157].

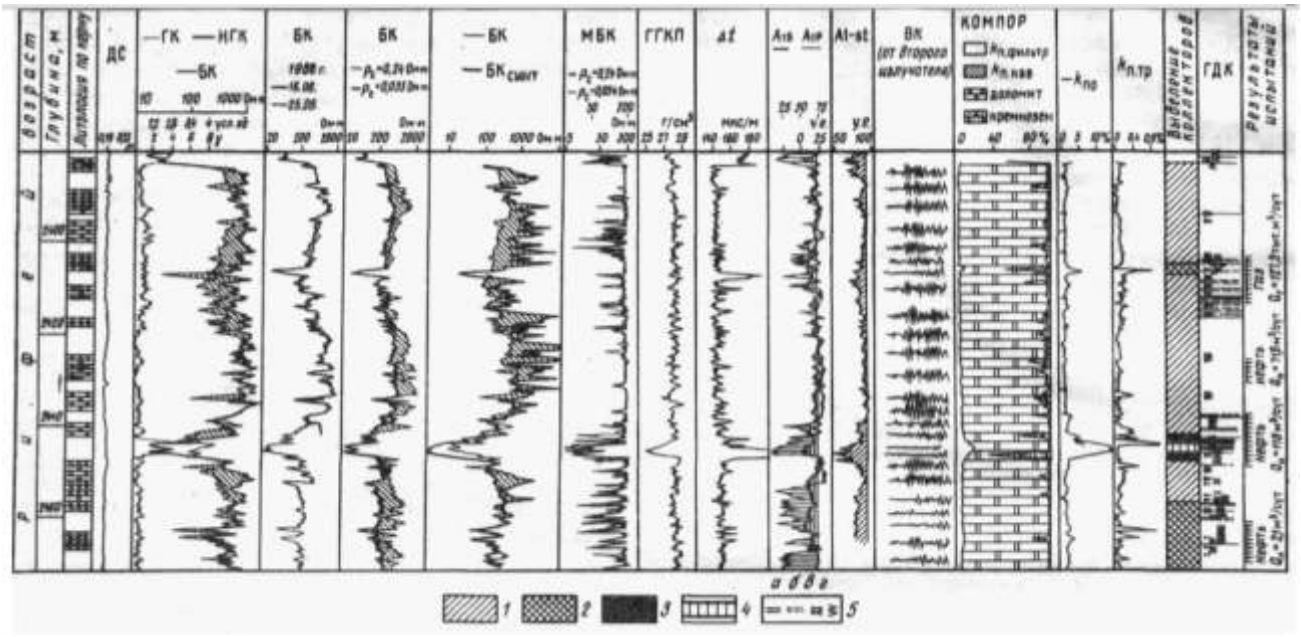


Рис. 3.6 Коллекторы: *1* − трещинный; *2* − трещинно-кавернозный; *3* − трещинно-кавернозно-межзерновой; *4* − интервалы с неопределенной характеристикой; *5* − по данным гидродинамического каротажа (ГДК); *а* − приток из пласта, *б* − слабый приток из пласта, *в* − приток из ствола, *г* − притока нет [136].

Каротажи «фации» кавернового коллектора

Для этой «фации» характерно обратное соотношение кривых БК и НГК, чем для трещинного коллектора – это показатель для кавернового типа коллектора. Увеличение доли кавернозной пористости приводит к уменьшению сообщаемости поровых каналов, что приводит к увеличению сопротивления (рис. 3.7).

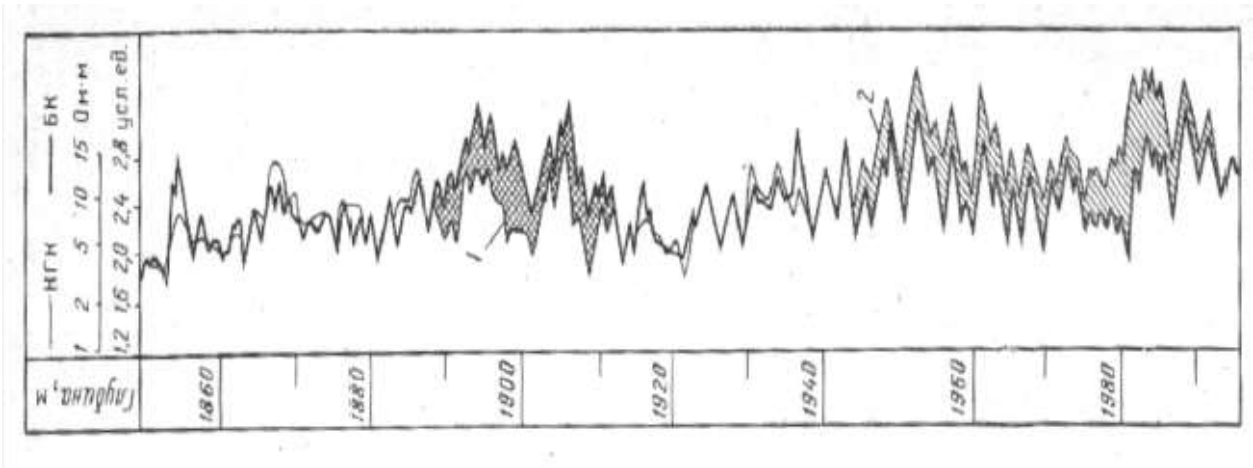


Рис. 3.7 Типовые каротажные кривые коллекторов: *1* − кавернозный, *2* − трещиный [158].

Каротажи «фации» трещинно-кавернового коллектора

Трудности, возникающие при выделении трещинно-кавернового коллектора, связаны с различной реакцией геофизических методов на разную ориентацию трещин и каверн. Из рис. 3.6 видно, что для коллектора трещинно-кавернового показания БК несколько больше (чем для трещинного коллектора), кривые НГК находится на среднем уровне. Измерения каверномером практически не отличаются.

По методике с нормированием ННК-Т-БК, ННК-Т-АК возможно выявить эту «фацию» коллектора так, как это сделано на Сибирском месторождении (рис. 3.12).

Каротажи «фации» трещинно-порового коллектора

На рис. 3.8 представлены характеристики коллектора трещинно-порового: 1) кривая БК – на среднем уровне; 2) удельное сопротивление по нормированному ННК – повышенное; 3) кривые ГГК – на увеличение; 4) кривые АК (интервальное время) – на уменьшение, 140−180 мкс на метр; 5) измерения каверномером – не меняются. Атрибуты: $K_п$ННК ≤ $K_п$АК, ρННК > ρБК, $K_п^{общ}$ < 7 %, $K_п^{кав}$ = 0 % [143].

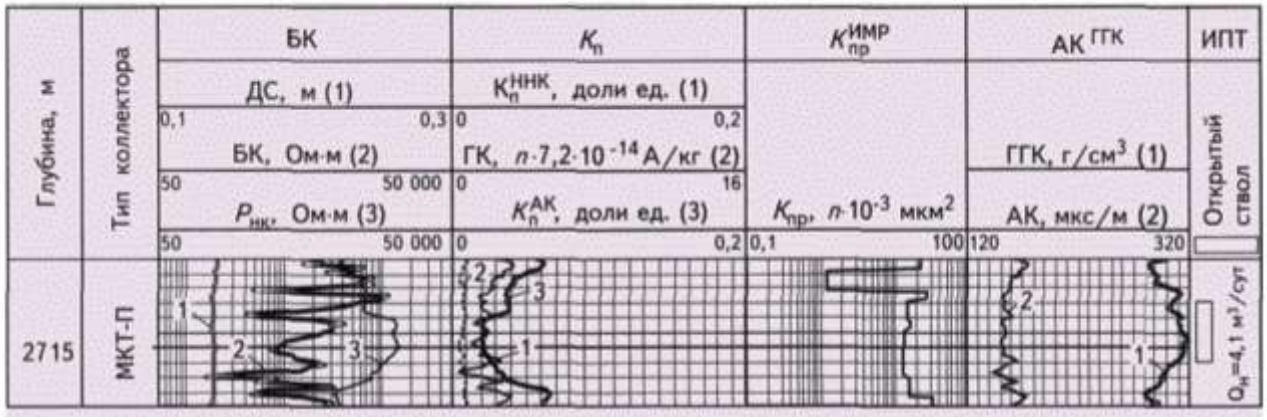


Рис. 3.8. Типовые ГИС против коллектора трещинно-порового [143].

Каротажи «фации» порово-кавернового коллектора

На рис. 3.9 приведены оценки коллектора порово-кавернового типа: 1) кривые БК имеют более высокий уровень; 2) удельное сопротивление по НК несколько меньше данных БК; 3) кривые ГГК – на уменьшение; 4) кривые АК – на увеличение, 5) измерения каверномером практически не меняются. Пласт имеет следующие характеристики: $\Delta_t^{АК}$ = 170 мкс/м; $K_п^{ННК}$ = 9 %; $K_п^{АК}$ = 3,5 %; $\rho^{БК}$ = 10000 Ом.м; $K_п^{кав}/K_п^{общ}$ = 0,61 [143].

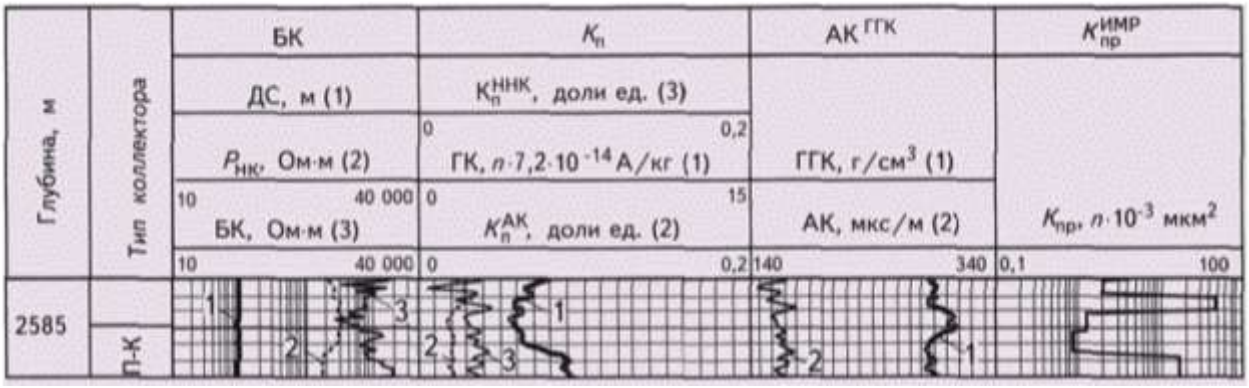


Рис. 3.9 Каротажные кривые коллектора порово-кавернового типа [143].

Каротажи «фации» порово-трещинного коллектора

Затруднительно определить коллектор порово-трещинного типа по данным стандартного каротажа. Возможно решать эту задачу с помощью комплексной методики: радиоактивного каротажа (2ГК+3ННК)-А и акустического каротажа 4АК-А, так как это выполняется специалистами ООО «Нефтегазгеофизика» на месторождениях Западной Сибири для горизонтальных скважин [159].

Следующие результаты показали оценки по методике (2ГК+3ННК)-А: 1) кривые ГК – уменьшение; 2) кривые ω изменяются от среднего уровня до высокого. Атрибуты по методике 4АК-А: 1) интервальное время Р волн (Δ_{tp}) – на среднем уровне; 2) интервальное время S волн (Δ_{ts}) – на среднем уровне и иногда небольшое повышение; 3) интервальное временя волны Стоунли (Δ_{st}) – относительное уменьшение до среднего; 4) амплитуда (A_{1s}) – от среднего уровня до высокого; 5) получены значения коэффициента пористости по ГИС ($K_{п\ гис}$) – от среднего до высокого; 6) фазокорреляционные диаграммы (ФКД) – размытые (рис. 3.10).

Каротажи «фации» каверново-трещинного коллектора

На рисунке 3.11 приводятся результаты исследования ООО «Нефтегазгеофизика» по методике аппаратуры волнового акустического каротажа АВАК-11 [160] для сложнопостроенного каверново-трещинного коллектора при условии нефтенасыщенности. Кривые ГК не информативны, измерения каверномером (CALI) не особо выразительны. Атрибуты интервального времени Р и S волн: (DTP) Δ_{tp} – уменьшается, (DTS) Δ_{ts} и DTSC – по интервальному времени волны Стоунли Δ_{tst} практически находятся на срединой уровне. Параметры затухания продольной (QPT) – относительно уменьшение от 2,5–7,5, а поперечной волн (QSD) немного больше, в диапазоне примерно 10–18. Коэффициент затухания волны Стоунли (SAST) меняется незначительно.

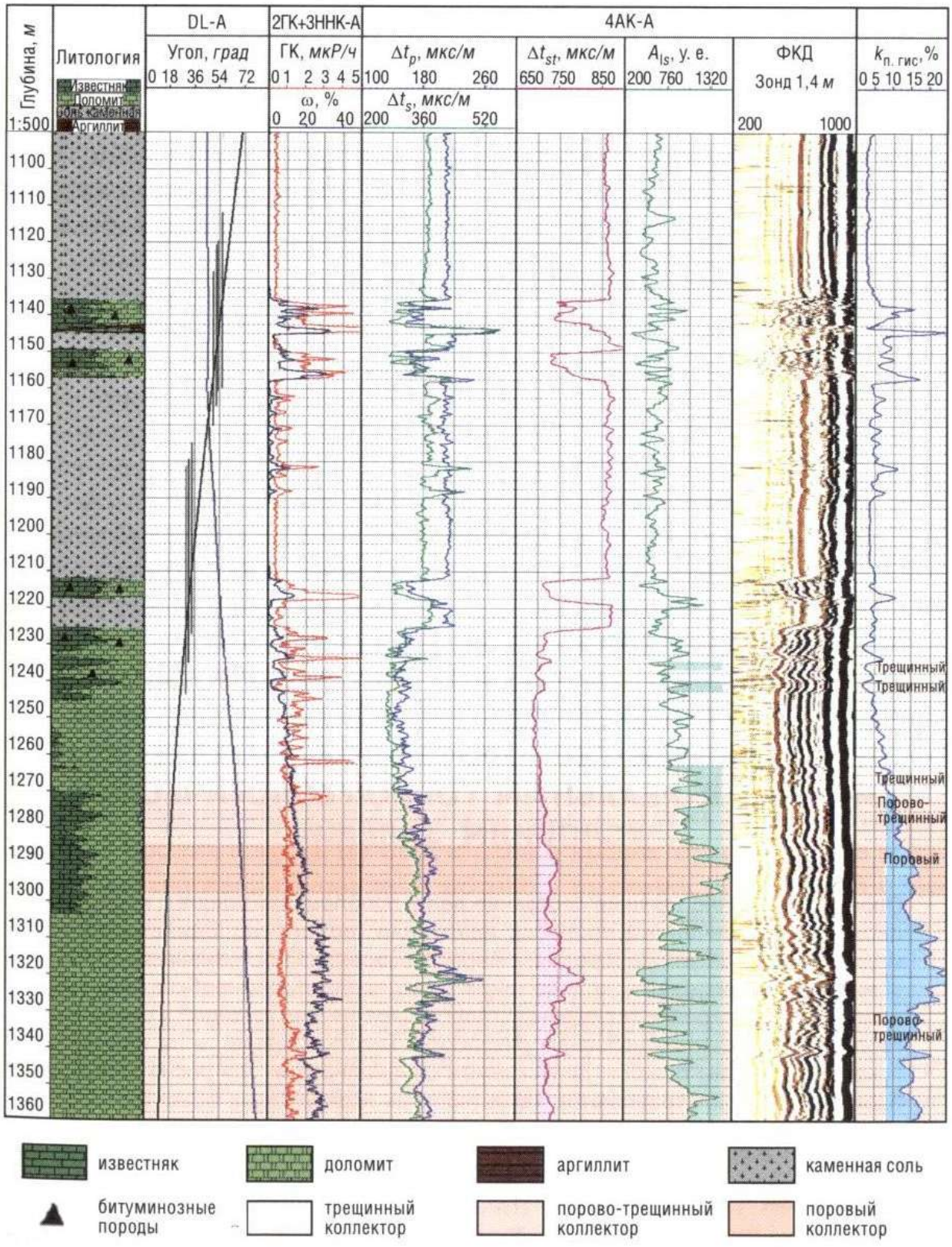


Рис. 3.10 Характеристики каротажей коллектора порово-трещинного типа [159].

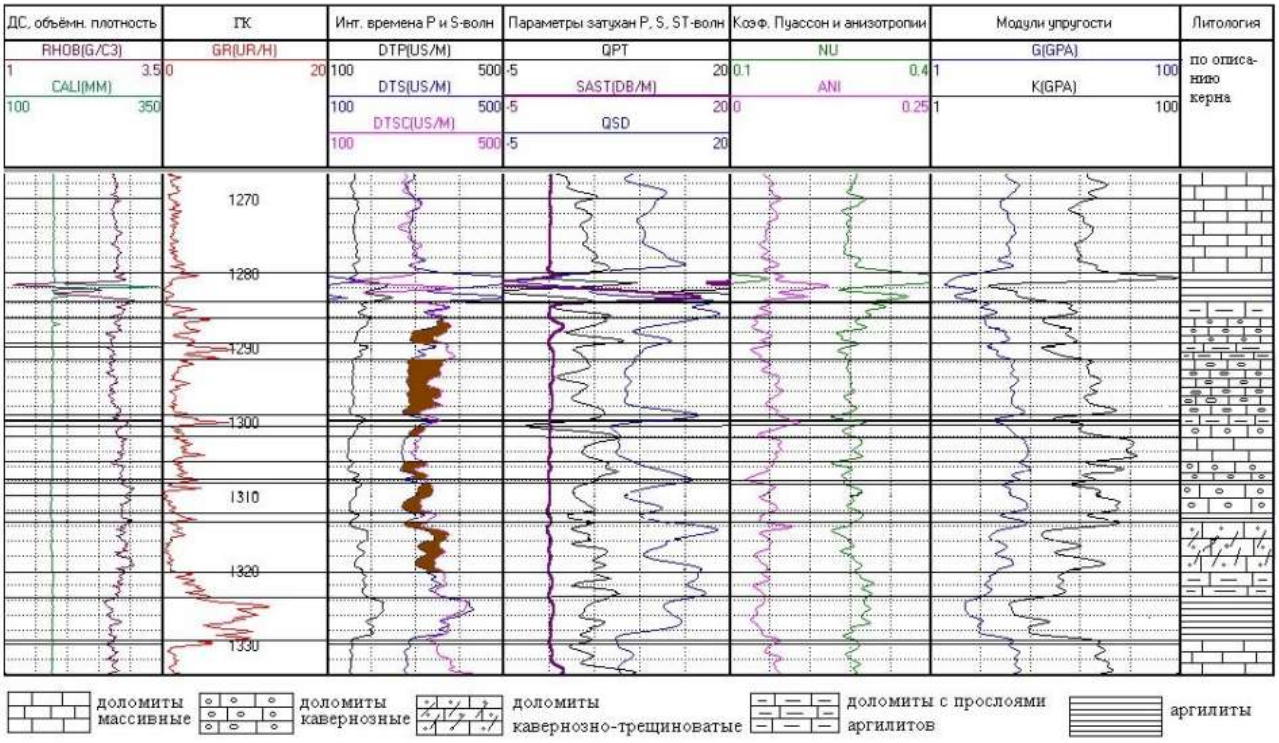


Рис. 3.11 Каротажные кривые коллектора каверново-трещинного типа [160].

Каротажи «фации» каверново-порового коллектора

На рис. 3.12 приведены результаты по методике с нормированием ННК-Т-БК, ННК-Т-АК для изучения каверново-порового коллектора на Сибирском месторождении, скв. 144, пласт фаменско-турнейский [161]. При условии водонасыщенного коллектора, характеристики по методике ННК-Т-БК: 1) кривые ГК – не особо выразительны; 2) коэффициенты сжимаемости пор трещинновато-каверновой породы ($\beta_{птк}$) повышается до среднего уровня; 3) кривые БК – в основном на среднем уровень; 4) кривые ННК-Т – так же на среднем уровень. По методике ННК-Т-АК: 1) кривые АК – повышение; 2) кривые ННК-Т – уменьшение; 3) определяемая трещинно-каверновая пористость ($K_{птк}$) повышается до среднего уровня.

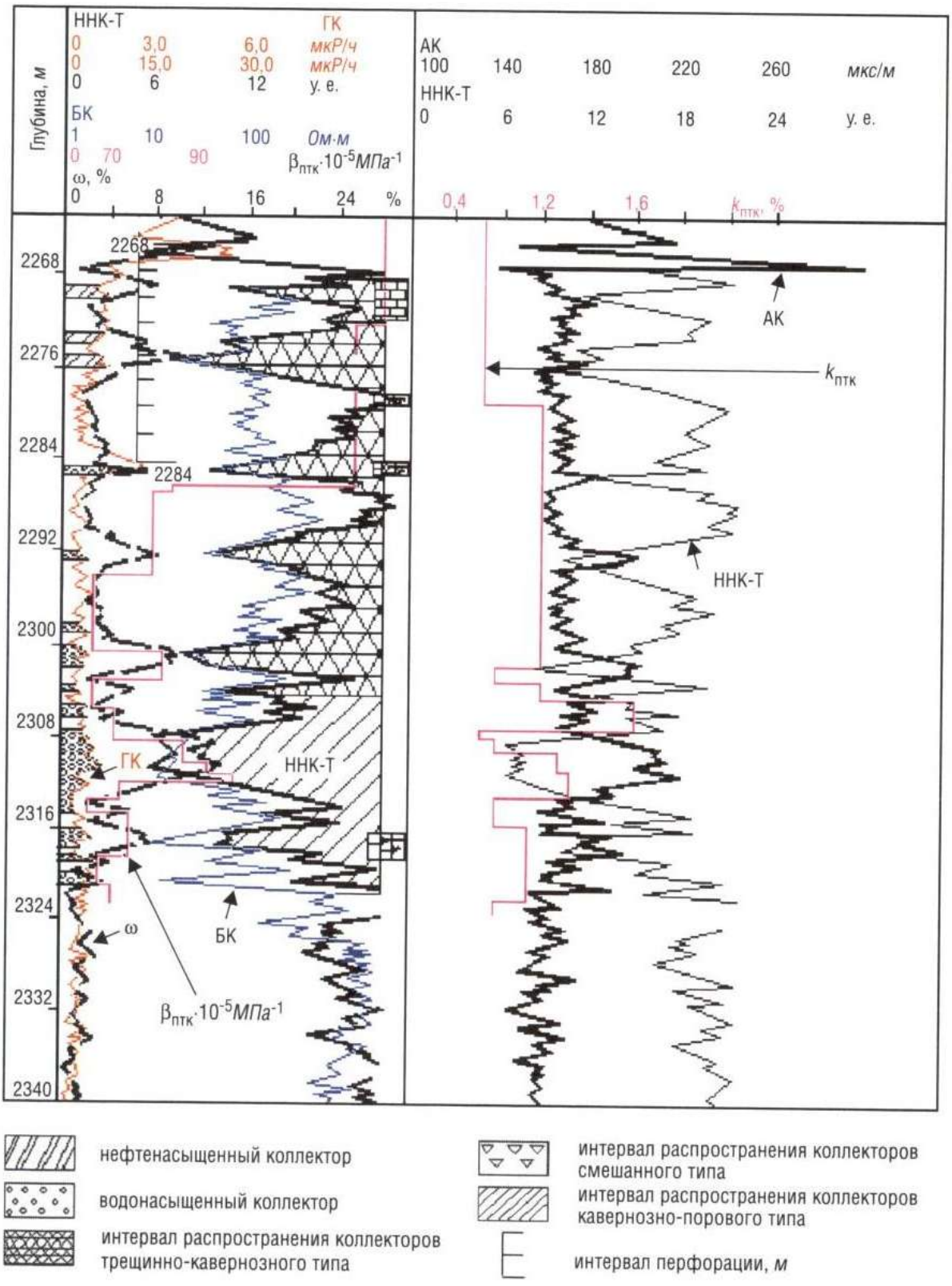


Рис. 3.12 Характеристики коллектора кавернозно-порового. Пример каротажей Сибирского месторождения [161].

В результате анализа информации по каротажам месторождений, выполненных различными методами при изучении сложностроеных коллекторов, можно сделать следующие ***выводы:***

1. Показания стандартных методов ГИС (кривые ДС, ГК и/или ПС) не информативны для выявления и изучения сложнопостроенных «фаций» вторичных коллекторов.
2. Методами радиоактивного каротажа (автономный прибор (2ГК+3ННК)-А) можно достаточно однозначно диагностировать **«фации» трещинного коллектора**.
3. Весьма затруднен анализ сложностроенных коллекторов **«фаций» порово-трещинного, кавернозно-трещинного, кавернозно-порового типа**. Необходимы сложные технологии ГИС, тогда результаты анализа и типизации пластов-коллекторов будут яснее. Можно указать минимальный набор параметров – удельное сопротивление БК, широкополосный АК и временные замеры ННК, которые необходимо применять для анализа сложнопостроенных коллекторов.
4. **«Фацию» порово-кавернового типа** можно оперативно прогнозировать с помощью таких признаков: кривые БК – на увеличение, удельное сопротивление по нормированному ННК – несколько меньше данных БК, кривые ГГК – на уменьшение, кривые АК (интервальное время) – на увеличение.
5. Выявление и идентификация **«фации» порово-трещинного типа** возможно по методике (2ГК+3ННК)-А и по методике (4АК-А). Измеряемые параметры прибором (2ГК+3ННК)-А: кривые ГК – на уменьшение; кривые водородосодержания (ω) изменяются от среднего уровня до высокого. Атрибуты по методике прибора (4АК-А): интервальное время Р волн (Δ_{tp}) – на среднем уровне; интервальное время S волн (Δ_{ts}) – на среднем уровне и иногда небольшое повышение; интервальное время волны Стоунли (Δ_{st}) – относительное уменьшение до среднего; амплитуда (A_{1s}) – от среднего уровня до высокого; фазокорреляционные диаграммы (ФКД) – размытые.
6. Выявление и идентификация **«фации» кавернозно-порового типа** возможно по методике (ННК-Т-БК): коэффициенты сжимаемости относительно пор трещиновато-кавернозной породы ($\beta_{птк}$) повышаются до среднего уровня; кривые БК – в основном на среднем уровень; кривые ННК-Т – так же на среднем уровень; кривые АК (интервальное время) – повышение; кривые ННК-Т – уменьшение.
7. Мало вероятно диагностировать **«фации» кавернового типа**, результат анализа кривых каротажа очень похожий на оценки **«фации» кавернозно-трещинного типа.**

3.6 Выводы о перспективах продуктивности «фаций» вторичных коллекторов, возможности их выделения и идентификации типа методами ГИС

Анализ постседиментационных процессов осадочных горных пород, типов эпигенеза, влияния вторичных процессов на вещественный состав пород, величину пустотности и тип порового пространства, выполненная типизации коллекторов на «фации» эпигенеза и определение возможностей их выделения (диагностики) методами ГИС позволяет сделать следующие выводы:

1. Эпигенетические процессы, которые, как правило, приводят к увеличению пустотности осадочной горной породы, это перекристаллизация, выщелачивание и альбитизация.
2. Выщелачивание и альбитизация – эпигенетические процессы, которые обычно увеличивают проницаемость коллектора.
3. Наиболее благоприятные эпигенетические процессы для улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) осадочных горных пород (высокой проницаемости и пористости, одновременно) – это выщелачивание и альбитизация.
4. Кальцитизация, доломитизация и пелитизация входят в следующую группу эпигенетических процессов, улучшающих ФЕС.
5. Наибольшей продуктивностью (пористость, проницаемость) обладает сложнопостроенный коллектор **«фации» каверново-порового типа,** сформированный эпигенетическим процессом выщелачивания.
6. Эпигенетические процессы кальцитизации, доломитизация с образованием **«фации» порово-кавернового типа коллектора** могут приводить к улучшению продуктивности коллектора.
7. **«Фация» кавернового типа коллектора,** сформированная эпигенетическими процессами выщелачивания, доломитизации входит в следующий менее перспективный тип коллектор.
8. **«Фация» каверново-порового типа коллектора** достаточно уверенно выделяется (идентифицируется) методами ГИС – (ННК-Т-БК, ННК-Т-АК) следующими атрибутами: коэффициенты сжимаемости относительно пор трещиновато-кавернозной природы ($\beta_{птк}$) – повышаются до среднего уровня; кривые БК – в основном на среднем уровень; кривые ННК-Т – так же на среднем уровень; кривые АК (интервальное время) – повышение; кривые ННК-Т – уменьшение.
9. Коллекторы, относящиеся к трещинным «фациям», имеют много нюансов относительно природы эпигенетических процессов и повышения/понижения ФЕС. Процессы, которые приводят к улучшению коллектора, имеют следующие примеры: «**фация» трещинного**

типа коллектора с эпигенетическими процессами пелитизация, выщелачивания, альбитизация может увеличивать потенциал продуктивности.

10. Эпигенетические процессы доломитизации, перекристализации, выщелачивания с формированием **«фации» трещинно-кавернового типа коллектора** допускают неплохие перспективны продуктивности.
11. Дополнительная пустотность, большие притоки могут иметь место благодаря **«фациям» трещинного и трещинно-порового типа коллектора** (возможно с эпигенетическим процессом стилолитизации).
12. **«Фация» трещинного типа коллектора** по данным каротажа идентифицируется следующими основными характеристиками: относительно высокие значения кривой БК, относительно низкие значения НГК. Идентификация может быть выполнена и по методике (2ГК+3ННК)-А: кривые ГК – повышение; кривые водородосодержания (ω) – относительно уменьшение. Тоже по методике 4АК-А: интервальное время Р волн (Δtp) – уменьшение; интервальное время S волн (Δts) – уменьшение; по интервальному времени волны Стоунли (Δst) – относительное уменьшение; амплитуды S волн (Als) – относительно средние; фазокорреляционные диаграммы (ФКД) – очень сильно деформированные (часто «пилообразные»).
13. Характеристики каротажей **«фации» трещинно-порового типа коллектора** можно распознавать по следующим признакам: кривая БК – на среднем уровне; удельное сопротивление по нормированному ННК – повышенное; кривые ГГК – на увеличение; кривые АК (интервальное время) – на уменьшение, 140–180 мкс на метр; измерения каверномером не меняются.
14. Осложнение каротажных кривых, появляющиеся при **«фации» трещинно-кавернового тип коллектора** по методике ГИС можно диагностировать так: кривые БК – уменьшение, кривые НГК находятся на среднем уровне или незначительно уменьшаются, измерения каверномером практически не меняются. По методикам ГИС с нормированием ННК-Т-БК, ННК-Т-АК возможно выявить эти характеристики каротажей.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение: «Диагностика «фаций» эпигенеза (типов вторичных коллекторов) на основе комплексного анализа постседиментационных текстурно-структурных изменений терригенных отложений и геофизических характеристик коллектора».

4 ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ПЛАСТОВ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Основная цель настоящего анализа – сопоставление моделей седиментационных структур, фильтрационно-емкостных свойств и каротажей фаций терригенных отложений с реальными данными, чтобы обосновать достоверность и практическую значимость прогностических возможностей моделей. Объект анализа – юрско-меловые пласты-коллекторы на площади Северного и Приграничного месторождений юго-востока Западной Сибири [162]

4.1 Характеристика площади исследований

Площадь исследования расположена в северной части Томской области. Здесь протекают реки Курьеган и малая Окуневка с притоками и ручьями (рис. 4.1).

4.1.1 Стратиграфия

Доюрский комплекс

Доюрский комплекс имеет весьма неоднородный состав и сложную структуру. Он включает в себя породы фундамента и породы промежуточного комплекса. Фундамент Западно-Сибирской плиты имеет гетерогенное строение и включает геосинклинальный и молассовый (койларный) комплексы. Возраст консолидации отложений фундамента преимущественно герцинский [163, 164]. По данным бурения доюрские породы на площади и на прилегающих территориях представлены метаморфизованными осадочными, вулканогенно-осадочными и интрузивными формированиями от кислого до ультраосновного состава. Отложение представлены метаморфизованными терригенными отложениями и базальтовыми порфиритами темно-серого цвета с зеленоватым и коричневатым оттенком, с порфировой структурой породы. В нижней части разреза присутствуют кремнисто-карбонатные трещиноватые породы серого и светло-серого цвета и песчаники мелкозернистые, слабометаморфизованные, кварц-полевошпатовые с базальным цементом сидеритового состава. Толщина вскрытых отложений достигает 126 м.

Доюрские породы, как правило, непроницаемые, за исключением верхней части разреза, где во многих скважинах, особенно в сводах структур, отмечается разуплотнение, наличие коры выветривания, обладающей относительно слабой проницаемостью. Толщина коры выветривания достигает 100 метров, возможно и больше. Но из-за сокращения мощности

глинистых покрышек на сводах структур возможности формирования сводовых залежей в доюрских формациях значительно снижаются.

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол

Отложения от нижнеюрского до верхнемелового возраста представлены в разрезе осадочного чехла площади исследовании.

Нижне-среднеюрские отложения (без келловея). Нижне-среднеюрские отложения на площади исследовании формируются в сложной переходной области, в которой происходит сочленение четырех структурно-фациальных районов: Нюрольского и Варьеганского Обь-Тазовской фациальной области, и Уват-Мегионского и Колпашевского - Обь-Иртышской области. Нижне-среднеюрские отложения на площади исследования по своим параметрам ближе к Нюрольскому фациальному району.

Урманская свита. Нижняя подсвита (зимний горизонт) представлена разнозернистыми полимиктовыми песчаниками, алевролитами с пропластками аргиллитов (пласт $Ю_{17}$); у выступов фундамента могут встречаться гравелиты. Мощность подсвиты составляет 10−100 м. Средняя подсвита (левинский горизонт) представлена темно-серыми аргиллитами с пропластками алевролитов, песчаников и углей. Мощность варьирует от 5 до 100 м. Верхняя подсвита (шараповский горизонт) сложена серыми песчаниками с прослоями алевролитов (пласт $Ю_{16}$), могут встречаться флюидоупоры. Мощность подсвиты от 10 до 40 м.

Тогурская свита *(нижний тоар).* Темно-серые, зеленоватые аргиллиты с прослоями алевролитов (китербютский горизонт). Мощность свиты от 10 до 40 м.

Салатская свита *(тоар – аален).* Нижняя подсвита (надояхский горизонт): переслаивание углистых алевролитов с серыми песчаниками от глинистых до грубозернистых с остатками флоры (пласт $Ю_{15}$). Толщина подсвиты составляет 35−110 м.

Верхняя подсвита (радомская, лайдинский горизонт): уплотненные глины, темно-серые, иногда битуминозные, углистые с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность подсвиты от 5 до 30 м.

Тюменская свита *(аален – бат).* Нижняя подсвита (толькинская, вымский горизонт): переслаивание глин и алевролитов в верхней части, песчаники с пропластками углей – в нижней части (пласты $Ю_{11-14}$). Мощность отложений достигает 140 м.

Средняя подсвита (сандибинская, леонтьевский горизонт): в верхней части – песчаники серые с прослоями алевролитов и углистых глин, в нижней – чередование глин, алевролитов и песчаников (пласты $Ю_{7-10}$). По всему разрезу от 4 до 8 пластов угля. Толщина подсвита достигает 150 м.

Верхняя подсвита (надымская, малышевский горизонт): глины серые, алевритистые, чередующиеся с глинистыми песчаниками и алевролитами, а в наиболее прогнутых частях с пропластками углей (пласты $Ю_{2\text{-}6}$). Мощность подсвиты составляет 120−306 м.

Васюганская свита *(бат − оксфорд).* Нижняя подсвита: мощностью 20−30 м имеет преимущественно глинистый состав и сложена глинами и аргиллитами темно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, с редкими прослоями алевролитов и песчаников (пласт $Ю_1^4$).

Верхняя подсвита: мощностью 30−50 м имеет преимущественно песчаный состав и представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, углистых аргиллитов и углей. Подсвита состоит из трех пачек: нижней, средней и верхней. Нижняя пачка «подугольной» (пласт $Ю_1^3$, а по индексации томских геологов-нефтяников $Ю_1^3$ – $Ю_1^4$): песчаники мелко-среднезернистые мелководно-морского генезиса с разнообразными типами слоистости. Пласты и пропластки песчаников разделены алевритовыми и глинистыми прослоями незначительной мощности. Средняя «межугольная» пачка: угли или углистые аргиллиты с прослоями песчаника. Верхняя «надугольная» (пласты $Ю_1^{1\text{-}2}$): песчаники переслаивающиеся с аргиллитами с характеристиками мелководно-спокойной морской обстановки [165].

Георгиевская свита *(верхний оксфорд − нижний титон).* Состоит из глин аргиллитоподобных темно-серых до черных, тонкоотмученных с неравномерным распределением глауконита. В верхах иногда присутствуют слабобитуминозные разности. Нередко в кровле присутствует горизонт карбонатных конкреций. В основании свиты может залегать барабинская пачка (песчаники серые и зеленовато-серые, часто глауконитовые). На площади исследовании толщина свиты от 2 до 8 м.

Баженовская свита *(средний титон − нижний берриас).* Состоит из аргиллитов битуминозных, черных с коричневатым оттенком, разной степени плитчатыми, плотными, с прослоями рыхлых листоватых разностей. Часты прослои радиоляритов и глинистых известняков с глауконитом. Глауконитовые песчаники иногда присутствуют в баженовской свите. Баженовская свита является надежным репером в разрезах скважин и покрышкой верхнеюрских отложений. Толщина составляет 15–34 м.

Неоком-нижнеаптские отложения. Согласно существующему стратиграфическому районированию [166] неокомские отложения изучаемой территории относятся к Александровскому району, в котором выделяются куломзинская, тарская и ванденская свиты.

Куломзинская свита *(берриас – нижний валанжин).* Эта свита характеризуется клиноформным строением, аргиллиты, песчаники и алевролиты. В основании свиты залегает подачимовская пачка, представленная глинами аргиллитоподобными темно-серыми, с горизонтальной микрослоистостью, прослоями слабобитуминозными. Мощность достигает 20 м. Выше залегает ачимовская толща, сложенная песчаниками и алевролитами серыми часто известковистыми, содержащими большое количество слюды и глинистых окатышей.

Ачимовская песчаники. Характеризуются линзовидным строением. Обычно выделяется несколько уровней песчаников, которые закономерно сменяют друг друга с востока на запад. Предполагается, что эти песчаники являются аналогами шельфовых пластов группы БВ. В пределах северной части площади исследовании ачимовские песчаники присутствуют.

Отложения, залегающие над ачимовской толщей, представлены глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми, полосчатыми и волнисто-полосчатыми с линзами и пластами песчаников. Пласты $БВ_9$ – $БВ_{12}$. Толщина достигает 250 м.

Отложения тарской свиты *(нижний валанжин).* Так же характеризуются клиноформным строением и представлены преимущественно песчаниками серыми и светло-серыми, иногда известковистыми, с прослоями алевролитов и серых аргиллитоподобных глин. В объеме тарской свиты выделяют пласты $БВ_8$ – $БВ_{3\text{-}4}$. Мощность свиты 100–200 м.

Ванденская свита *(нижний валанжин – баррем).* Нижняя подсвита: песчаники, алевролиты серые и зеленовато-серые, прослой глин серых, зеленовато-серых, комковатых (пласты $БВ_0$ – $БВ_2$). Мощность подсвиты 170 м.

Верхняя подсвита: песчаники, алевролиты серые и зеленовато-серые, неравномерно чередующимися с зелеными, зеленовато-серыми комковатыми глинами. Обилен обугленный растительный детрит, фораминиферы, реже – корни растений. Песчаные пласты $АВ_4$ – $АВ_8$. В верхней части подсвиты залегают глины зеленые, зеленовато-серые, прослоями кирпично-красные, комковатые, с зеркалами скольжения и песчаники зеленовато-серые (пласты $АВ_2$ – $АВ_3$). Толщина свиты достигает 310 м.

Алымская свита *(нижний апт).* Нижняя подсвита представлена песчаным пластом $АВ_1$. В нижней части верхней подсвиты залегают глины аргиллитоподобные, темно-серые, тонкоотмученные, иногда слабобитуминозные, с редкими прослоями глинистых алевролитов и известняков (кошайская пачка). Верхняя часть подсвиты сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми с прослоями алевролитов. Мощность свиты около 60 м.

Апт-альб-сеноманские отложения. Согласно существующему стратиграфическому районированию [166] апт-альб-сеноманские отложения территории исследований относятся к Омско-Ларьякскому подрайону Омско-Уренгойского района. Для Омско-Ларьякского подрайона характерны отложения покурской свиты.

Покурская свита. Нижняя толща: песчаники, алевролиты серые, грязно-серые, в отдельных пластах с буроватым, реже зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, с окатышами глин серых, темно-серых, иногда углистых. Растительный детрит, остатки растений, корневые системы, сидерит, пласты бурых углей. В составе пачки выделяют пласты $ПК_{14-18}$. Мощность отложений составляет 100–210 м.

В низах толщи может залегать чернореченская толща, представленная глинами серыми, алевритовыми, с многочисленными линзами, прослоями алевритового материала. Мощность пачки до 120 м.

Средняя толща: глины серые, темно-серые, прослой с буроватым, реже с зеленоватым оттенком, от алевритовых до тонкоотмученных, иногда углистых, с разными типами слоистости, чередующихся в сложном сочетании с уплотненными песками, песчаниками, алевролитами серыми, реже буровато-, зеленовато-серыми. Растительный детрит, остатки растений, корневые системы, сидерит. В составе пачки выделяют пласты $ПК_{7-12}$. Мощность отложений составляет 150–300 м.

Верхняя пачка: песок уплотненный, песчаники, алевролиты серые, зеленовато-, буровато-серыми, иногда известковистые, прослой глин серых, зеленовато- и буровато-серых, алевритовых, реже трещины усыхания, прослой конгломератов, глинистые и сидеритовые окатыши [167]. Растительный детрит, обрывки растений, янтарь, реже сидерит. В составе пачки выделяют пласты $ПК_{1-6}$. Толщина составляет 120–280 м.

Верхнемеловые отложения (без сеномана). Согласно принятому фациальному районированию (Омско-Ларьякский район) на территории площади в составе верхнемеловых отложений выделяются кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты.

Кузнецовская свита. Глины серые и зеленовато-серые с зернами глауконита, алевролиты, алевролиты глауконитовые, опоковидные глины, остатки двустворчатых моллюсков, фораминифер. Свита так же является репером с мощностью 10–35 м.

Ипатовская свита. Глины, песчано-алевролитисные серые, зеленовато-, и темно-серые, опоковидные глины и опоки с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина свиты достигает 110 м.

Славгородская свита. Морские отложения, опоки серые, голубовато-серые, глины темно серые до черных, опоковидные. Мощность около 60 м.

Ганькинская свита. Неравномерно чередование мергели серые, светло-серые зеленоватым оттенком, глины известковистые с прослоями алевритовых разностей и зернами глауконита, обломки раковин двустворчатых моллюсков, кокколитофориды, фораминиферы. Толщина свиты достигает 110 м.

Палеогеновая система. Согласно принятому фациальному районированию [168] отложения палеогенового возраста территории исследовании относятся к Центральному району. По характеру литологии в этом районе выделяются следующие свиты: талицкая, люлинворская, тавдинская, черталинская и туртасская. Общая толщина палеогеновых пород составляет 186–400 м.

Талицкая свита *(датский – танетский)***.** Нижняя подсвита: глины алевритистые, аргиллитоподобные, темно-серые с буроватым оттенком

Верхняя подсвита: глины темно-серые с прослоями глауконитовых песчаников. Мощность свиты от 50 до 55 м.

Люлинворская свита *(ипрский – лютетский)***.** Нижняя подсвита: опоки, глины опоковидные, зеленовато-серые и темно-серые с редкими прослоями песчаников.

Средняя подсвита: глины серые с прослоями диатомитов.

Верхняя подсвита представлена глинами желтовато-зелеными, тонкоотмученными, оскольчатыми, изредка слабоопоковидными, с прослойками глинистых алевритов. Общая толщина свиты составляет 100 м.

Тавдинская свита *(бартский – приабонский)***.** Глины зеленовато-серые и серо-зеленые, алевритистые листоватые вверху с прослоями алевритов. Мощность свиты достигает 130 м.

Черталинская свита *(рюпельский)***.** Глины, алевриты, пески коричневатые, с прослоями и линзами бурых углей. Мощность свиты достигает 100 м.

Туртасская свита *(хаттский)***.** Глины, алевриты зеленовато-серые, тонкослоистые, с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков. Мощность свиты 15–45 м

Неогеновые отложения непосредственно на территории исследований отсутствуют и на размытой поверхности палеогеновых отложений с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения четвертичного возраста [167].

Четвертичная система. Породы четвертичной системы залегают с размывом на отложениях палеогенового возраста. Суглинки, пески, алевриты с обломками лигнитизированной древесины и линзами торфа. Мощность четвертичных отложений составляет 40–50 м.

4.1.2 Нефтегазоносные комплексы, пласты

На площади исследований нефтегазоносными комплексами являются юрские отложения васюганской свиты, где присутствуют продуктивные пласты: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, а также группы пластов меловых отложений куломзинской свиты ($БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$), тарской свиты ($БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$), алымской свиты ($АВ_1$), покурской свиты ($ПК_{18-20}$), ипатовской свиты (ИП). По данным каротажа, фактическим испытаниям пласты нижнемеловых отложений $БВ_8$ и верхнемеловых отложений $ПК_1$ не относятся уверенно к нефтегазоносносным пластам.

Верхнеюрские отложения (пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$)

На площади добыча нефти ведется из пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, а в пласте $Ю_1^3$ нет притоков флюида. В скважине 11 (рис. 4.1) в отложениях *пласта* $Ю_1^2$ в интервале глубин 2404–2416 м получен приток воды 2,3 $м^3$/сут с пленкой нефти. Так же в скважине 7 был определен нефтенасыщенный коллектор. Для отложений *пласта* $Ю_1^1$ наибольшие притоки нефти получены в скважине 2 в интервале глубин 2204–2217 м, дебит составляет 5,4 $м^3$/сут. В этой скважине получены и притоки воды дебитом 39,6 $м^3$/сут. В скважине 3 были испытания с притоком воды. Интервал 2210–2215 м в скважине 4 и интервал от 2202 до 2214 м в скважине 8 оказались «сухими». Небольшой приток нефти получен в скважине 6 в интервале 2190–2198 м, дебит составляет 1,2 до 5 $м^3$/сут. В скважине 13 интервал от 2177 до 2189 м, в скважине 14 интервал от 2409 до 2421 м определены как вскрытые залежи.

Нижнемеловые отложения (пласты $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$)

Продуктивными пластами на площади исследования в основном являются $БВ_9^1$ и $БВ_9^2$. Для пласта $БВ_9^3$ испытания не проводились, и, скорее всего, по отрицательным данным каротажа.

В отложениях *пласта* $БВ_9^2$ в скважине 22 в интервале 2270–2310 м получен приток воды 37 т/сут. В скважине 23 в интервале 1910–1927 м получены приток нефти 12,3 т/сут и приток воды 20 т/сут. Получены притоки нефти и газа в скважине 24 составляют 40 т/сут и 67 тыс. м3/сут в интервале 1944–1959 м. Приток нефти 8,5 т/сут и приток газа 0,8 тыс. $м^3$/сут получены в скважине 25 в интервале 2332–2353 м. В интервале от 2038 до 2060 м скважины 26 дебиты газа, нефти, и воды составляют 1,7 тыс. $м^3$/сут, 16 т/сут и 12 т/сут. В скважине 28 в интервале от 2136 до 2200 м небольшой приток газа 1,6 тыс. $м^3$/сут, притоки нефти и воды 38,3 т/сут, 6,1 т/сут. Значительный приток воды 95,8 т/сут, небольшие дебиты нефти и газа 2,2 т/сут, 0,06 тыс. $м^3$/сут получены в скважине 35 в интервале 2015–2053 м.

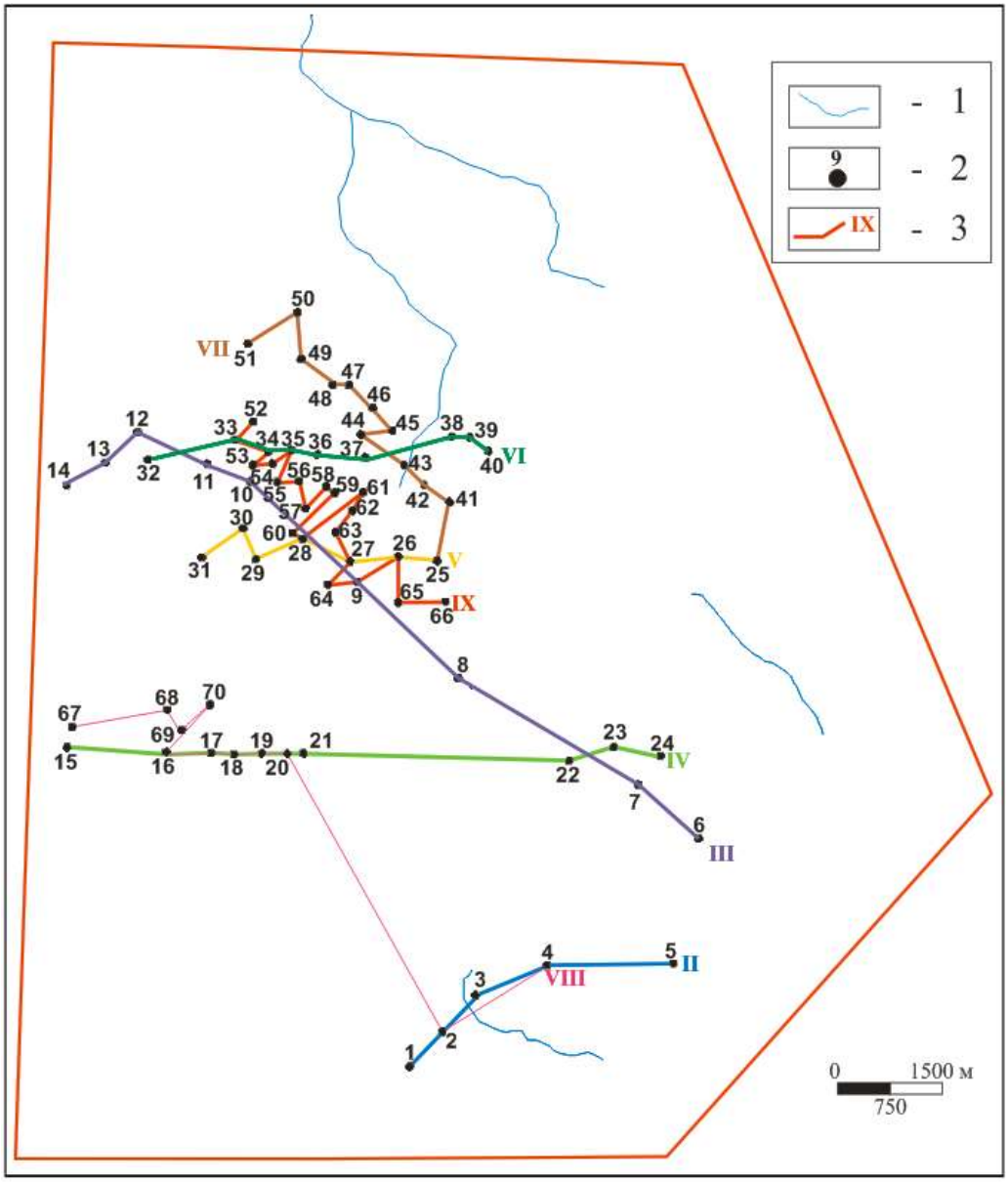


Рис 4.1. Схема расположения скважин и линий корреляционных профилей на площади исследовании (площадь исследования ограничена красным контуром): *1* – река; *2* – скважина и ее условный номер; *3* – линия корреляционного профиля.

В скважине 36 в интервале от 2110 до 2115 м получены притоки газа 0,4 тыс. м^3/сут, нефти 10,3 т/сут, воды 5,8 т/сут. Дебиты газа 1,3 тыс. м^3/сут, нефти 31,8 т/сут, воды 5,9 т/сут получены в скважине 38 в интервале 2055–2090 м. В скважине 39 из интервала 2178–2197 м получен значительный дебит нефти 50,3 т/сут, а так же получены притоки газа 2 тыс. м^3/сут и воды 3,5 т/сут.

Из отложений *пласта* $БВ_9^1$ в скважине 16 получены притоки газа 0,21 тыс. $м^3$/сут, нефти 5,3 т/сут в интервале от 1905 до 1920 м. В скважине 17 в интервале 2097–2115 м. притоки газа, нефти и воды составляют 0,13 тыс. $м^3$/сут, 15,3 т/сут и 6 т/сут.

В скважине 18 в интервале 1863–1875 м получены дебиты газа 17,5 тыс. $м^3$/сут, нефти 43,3 т/сут, воды 2,3 т/сут. В скважине 19 в интервале 2008–2040 м получены притоки газа, нефти и воды 0,61 тыс. $м^3$/сут, 3,3 т/сут, 5,6 т/сут.

Получены незначительные притоки газа, нефти и воды 0,51 тыс. $м^3$/сут, 1,3 т/сут, 2,3 т/сут. в скважине 21 в интервале от 2044 до 2062 м.

В *пласте* $БВ_9$ по результатом испытания скважины 15 из в интервале глубин 1905–1920 м «сухо».

Нижнемеловые отложения (пласты $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$)

На площади исследования пласты группы $БВ_7$ является продуктивными. В отложениях *пласта* $БВ_7^2$ результаты испытания оказались положительными. В скважине 27 в интервале 2022–2045 м получены притоки нефти 0,1 т/сут, воды 99,1 т/сут. Дебиты нефти 10,5 т/сут и воды 13,6 т/сут получены в скважине 54 в интервале от 1820 до 1833 м. Притоки газа 8,8 тыс. $м^3$/сут, нефти 56,6 т/сут, воды 5,9 т/сут получены в скважине 56 в интервале 1864–1876 м. В скважине 61 притоки нефти 71,3 т/сут и газа 11,1 тыс. $м^3$/сут, получены в интервале от 2019 до 2045 м. В скважине 59 получены притоки газа 8,3 тыс. $м^3$/сут, нефти 11,1 т/сут, воды 3,6 т/сут в интервале 2090–2110 м. В скважине 60 получен небольшой приток газа 0,3 тыс. $м^3$/сут, приток воды 50 т/сут в интервале 1965–1985 м.

В отложениях *пласта* $БВ_7^1$ получен значительный приток воды 145 т/сут, в скважине 9, в интервале от 1770 до 1784 м. Малая продуктивность пласта установлена в скважинах 16 и 19. В скважине 16 притоки газа 0,06 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут, в интервале 1980–2000 м. В скважине 19 притоки газа и нефти 0,14 тыс. $м^3$/сут, 1,6 т/сут получены в интервале 1929–1940 м.

В скважине 20, в интервале 1900–1910 м получены значительные притоки газа, нефти, воды 83,1 тыс. $м^3$/сут, 53,5 т/сут, 44,1 т/сут.

В скважине 54 притоки нефти и воды 10,5 т/сут, 13,6 т/сут получены в интервале 1807-1815 м. Притоки газа 1,2 тыс. $м^3$/сут, нефти 7,8 т/сут, воды 11,8 т/сут получены в скважине 34, в интервале от 1905 до 1920 м.

В скважинах 61, 62, 63 получены притоки нефти и газа. В скважине 61 в интервале 2007–2018 м получены притоки нефти 71,3 т/сут, газа 11,1 тыс. $м^3$/сут. В скважине 62 в интервале от 1983 до 1994 м. притоки нефти составили 64,6 т/сут, газа 2,8 тыс. $м^3$/сут.

Притоки нефти и газа 86 т/сут, 13,3 тыс. $м^3$/сут получены в скважине 63, интервал 2078–2091 м. В скважине 64 притоки газа 4,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 26,2 т/сут получены в интервале 1849–1863 м.

В основном малозначительные притоки газа, нефти и воды на площади исследовании из результатов испытания установлены в отложениях *пласта* $БВ_7$. В скважине 16 притоки газа 0,06 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут получены в интервале 1967–1978 м. Притоки газа, нефти 0,14 тыс. $м^3$/сут, 1,6 т/сут получены в скважине 19, в интервале от 1918 до 1928 м.

Хорошие дебиты получены в скважине 22 с притоками нефти 95 т/сут, газа и воды 8,5 тыс. $м^3$/сут, 42,1 т/сут в интервале 1940–1950 м. В скважине 58 приток газа составляет 1,07 тыс. $м^3$/сут в интервале 1954–1955 м.

Нижнемеловые отложения (пласт $АВ_1$)

В скважине 51 была вскрыта залежь нефти в интервале 1235–1267 м.

Нижнемеловые отложения (пласт $ПК_{18-20}$)

В скважине 43 в интервале 1339–1402 м получены небольшие дебиты газа и нефти 0,04 тыс. $м^3$/сут и 0,6 т/сут с притоком воды 56,4 т/сут.

Верхнемеловые отложения (пласт ИП)

В скважине 44 получен незначительный приток пластовой воды в интервале 405–473 м.

4.1.3 Тектоническая история и нефтегазносность

По тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Подсосовой Л.Л. 1998 г.) площадь исследования находится в пределах Александровского мегавала (рис 4.2).

Рифты положили начало формированию Западно-Сибирского седиментационного бассейна с объемом продуктов базальтового магматизма более 1500 тыс. $км^3$. В конце триаса и, возможно, начале юры произошли блоковые дифференцированные воздымания территории, сопровождавшиеся кислым магматизмом [163, 164, 169].

В региональном плане на площадь исследования преимущественное влияние оказали постсеноманские – кайнозойские тектонические процессы. В этой время сформирован облик крупных тектонических элементов I порядка – Александоровского свода и Колтогорского мегапрогиба. Охтеурский вал осложняет северный склон Александровского свода (рис. 4.3).

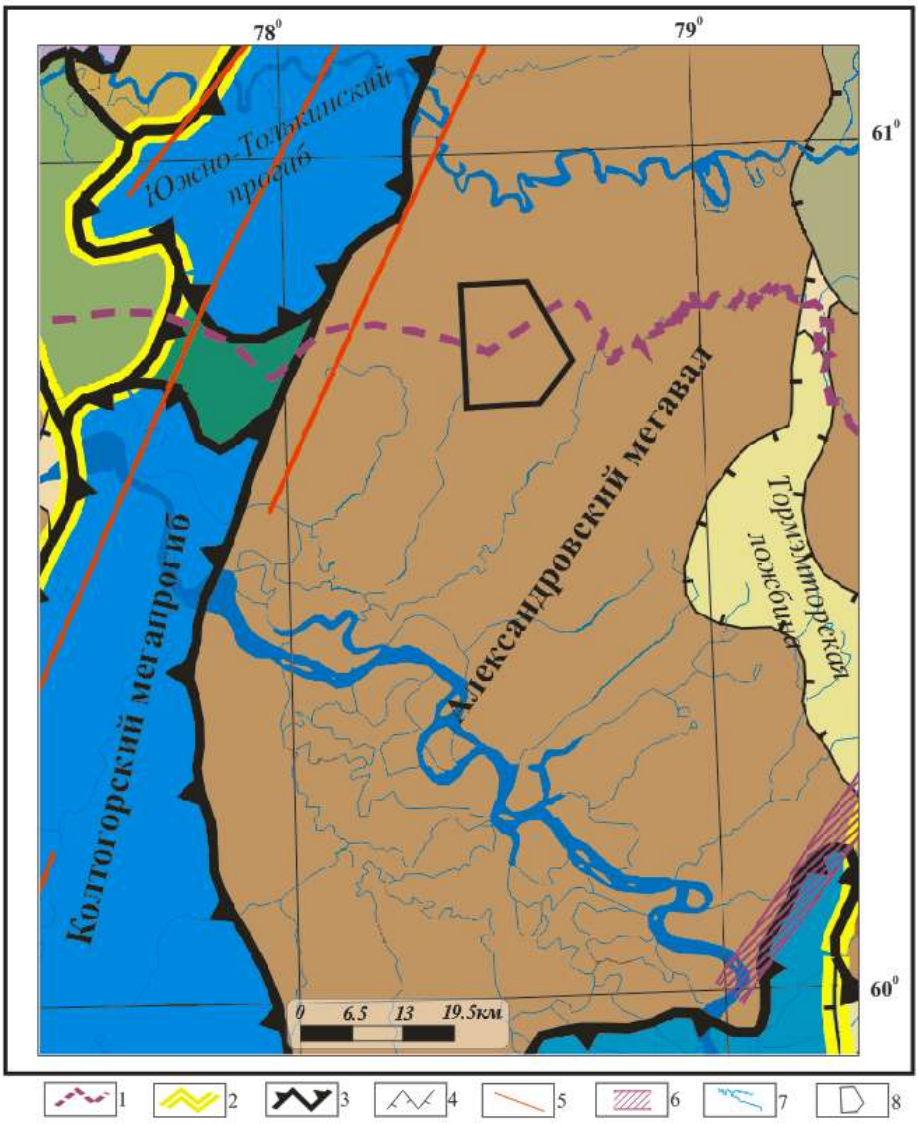


Рис. 4.2. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (Под ред. Шпильмана В.И. и др., 1998 г.). *1* – граница ХМАО; *2* – границы геоблоков; *3* – границы тектонических элементов I порядка; 4 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; *5* – важнейшие тектонические нарушения; *6* – флексуры (с углом падения 50–70 м/км); 7 – гидросеть; *8* – площадь исследования

Эта структура осложнена большим количеством разрывных нарушений, секущих практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол [170].

Формирование Охтеурского вала произошло в постсеноманское время, причём наиболее интенсивно в кайнозое – на этапе, когда баженовская свита, вошла в главную зону нефтеобразования и процессы генерации и эмиграции углеводородов достигли максимальной интенсивности.

Баженовская свита в Западной Сибири является фундаментальной нефтепроизводящей толщей и также играет роль регионального флюидоупора для залежей углеводородов в пластах $Ю_1$ васюганской свиты в верхней юре.

Баженовский горизонт перекрыт куломзинской свитой. В верхней части свиты получили развитие шельфовые песчаные пласты, в нижней части – ачимовская пачка. Региональным флюидоупором для берриас-нижнеаптского комплекса является кошайская пачка, непосредственно под которой залегает песчаный пласт $А_1$. Для отложений апт-альб-сеноманского мегакомплекса флюидоупором служит глинистая кузнецовская свита.

Рост Охтеурского вала сопровождался активным формированием разломов, секущих практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол (рис 4.3). Именно эти «незалеченные» разрывные нарушение явились каналами для миграции основной массы углеводородов вверх по разрезу и предопределили формирование многопластовой залежи в меловых резервуарах. В подстилающие баженовскую свиту песчаные пласты горизонта $Ю_1$, были «отжаты» незначительные объёмы нефти, что и предопределило невысокий коэффициент заполнения верхнеюрских ловушек.

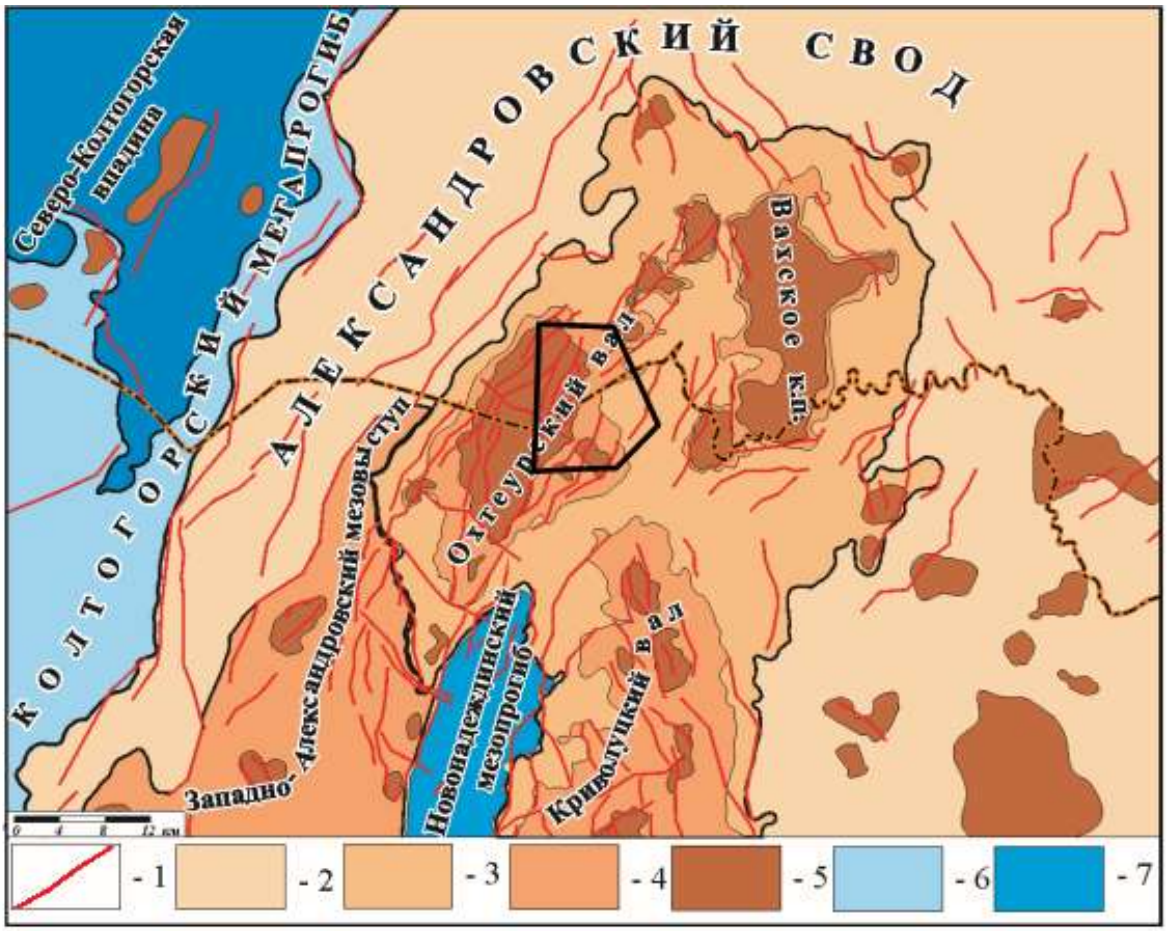


Рис. 4.3. Структурно-тектоническая схема района исследований [171]. *1* – тектонические нарушения; *2–7* – тектонические элементы: положительные тектонические элементы первого (*2*) – второго (*3*) – третьего (*4*) – и четвертого (*5*) – порядков; отрицательные тектонические элементы первого (*6*) – и второго (*7*) – порядков

Анализ геолого-геофизических материалов позволил сделать следующие принципиальные выводы [170, 171]:

1) наиболее перспективными для формирования значительных скоплений углеводородов в песчаных пластах горизонта $Ю_1$ являются антиклинальные ловушки, сформированные к началу интенсивной генерации и эмиграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты, не осложнённые разрывными нарушениями, проникающими в турон-маастрихтские и кайнозойские отложения;

2) наиболее перспективными для формирования значительных скоплений углеводородов в меловых песчаных резервуарах являются антиклинальные ловушки, сформированные в конце позднего мела – кайнозое и осложнённые разрывными нарушениями, секущими практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол;

3) в случае отсутствия каналов для миграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в меловые отложения предопределяется заполнение верхнеюрских ловушек, что при наличии высокоёмких коллекторов приводит к формированию крупных нефтяных месторождений нефти, связанных с песчаными пластами горизонта $Ю_1$;

4) в случае наличия флюидопроводящих разломов обеспечивается миграция углеводородов вверх по разрезу, что приводит к формированию многопластовых залежей углеводородов в меловых песчаных пластах и незначительных по запасам сопутствующих залежей в верхней юре.

4.2 Методика анализа (прогнозирования)

Прогнозирование фаций и установление уровня достоверности моделей выполняется с использованием фактических данных по 15-ти пластам, вскрытым в разрезах 70-ти глубоких скважин (303-и интервала) на площади исследований.

Скважины расположены на 9-ти линиях корреляционных профилей (рис. 4.1). Данные каротажей по каждому из 15-ти пластов присутствуют не на всех линиях профилей на площади исследования. Каротажи пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ присутствуют только на 2-х линиях, каротажи пластов $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$ присутствуют только на 3-х линиях, каротажи пластов $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$ присутствуют только на 2-х линиях и каротажи пластов $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, $ПК_1$, ИП присутствуют тоже только на 2-х линиях.

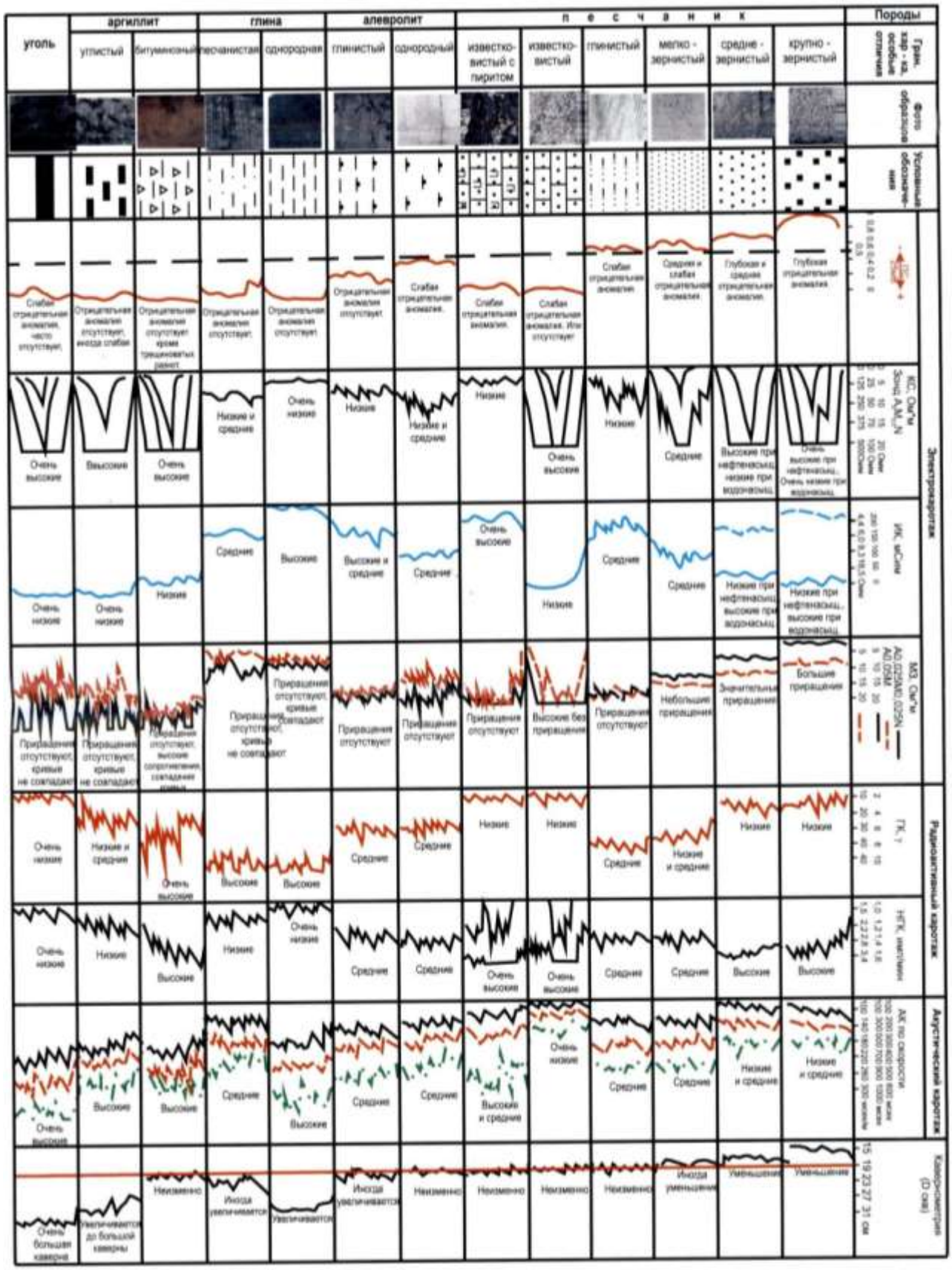


Рис. 4.4. Таблица промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта по А.В. Ежовой, 2007. [16, 18]

Процесс сопоставления осуществляется детальным анализом каротажей каждого пласта в каждой скважине на выбранной корреляционной линии и последующей литолого-фациальной интерпретации с помощью авторских моделей каротажей типовых фаций и таблицы промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта (рис. 4.4) по А.В. Ежовой [172, 16].

Далее проводится сопоставление ФЕС прогнозируемой типовой фации и фактических данных по испытаниям пласта. Согласуются ли фактические данные о ФЕС (в том числе, дебиты флюида) и ФЕС прогнозируемой (модельной) фации? Если фактические данные и модельные согласуются между собой, то прогноз фации можно считать достоверным (подтвержденным). Результаты сопоставления заносятся в таблицу.

Таким образом, уровень достоверности прогноза фации, выполненного по каротажам, определяется фактическими данными о ФЕС.

Конечно, имеют место случаи несогласованности между фактическими притоками из пласта и ФЕС прогнозируемой фации. Хорошо, когда фактические данные о ФЕС гораздо лучше, чем ФЕС прогнозируемой фации. Это значит, что модель и фактические данные не противоречивы.

Много случаев (порядка 80%), когда фактические данные по испытаниям пласта отсутствуют. Здесь прогноз невозможно проверить. *Однако, в случае достоверности прогноза по пластам, имеющим фактические данные, «незаверенный» прогноз можно рассматривать как достаточно достоверное прогнозирование, выполненное по авторской методике.*

Уровень достоверности прогноза С (%) для каждого пласта ($Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, $ПК_1$, ИП) оцениваем по следующей формуле С=[А/(А+В)]100, где, А – количество случаев согласованности прогноза с данными испытания пласта, В – количество случаев несогласованности прогноза с данными испытания пласта.

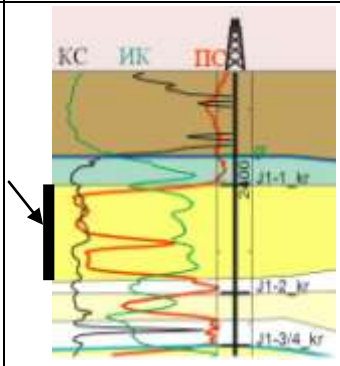
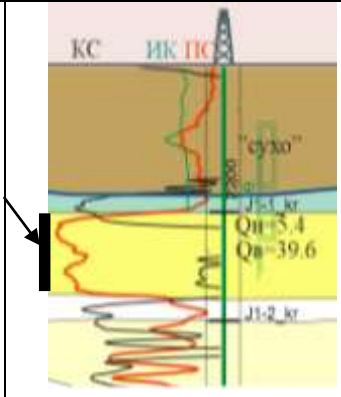
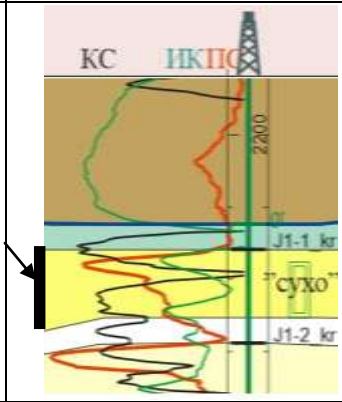
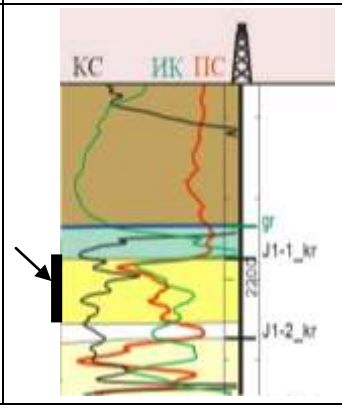
4.3 Результаты анализа

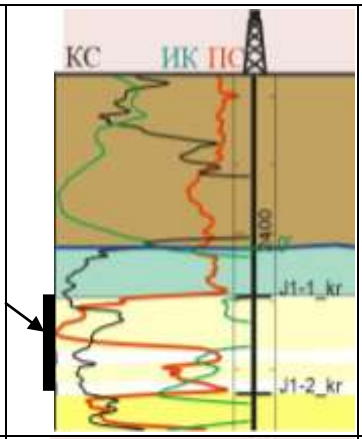
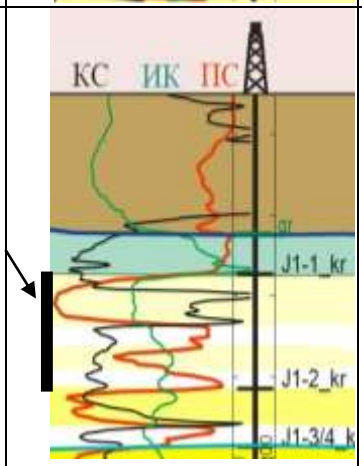
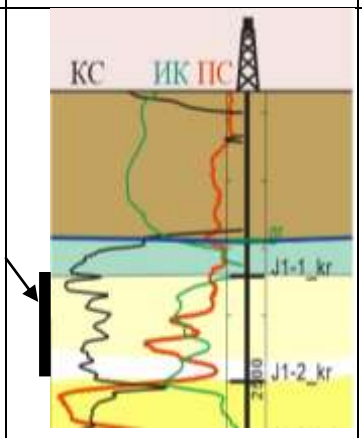
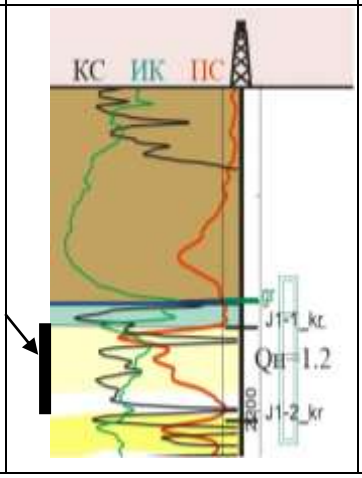
Пласт $Ю_1^1$ (табл. 4.1, ПРИЛОЖЕНИЕ 2). Интервал глубин пласта в разрезе 14-ти анализированных скважин составляет от 2132 м до 2497 м (табл. 4). Судя по каротажам пласта $Ю_1^1$, это *однозначно дельтовая фация.*

Обобщенная характеристика литологии пласта по результатам бурения: мелко-среднезернистые песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистый аргиллит или уголь.

Таблица 4.1

Фрагмент сводной таблицы прогноза фаций пласта $Ю_1^1$

Условный № скважины	Каротажи	Приток флюида фактический	Литология (по методике А.В. Ежовой)	Тип фации (прогноз)	ФЕС (прогноз)	Примечание
1		Приток воды	Средне-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
2		Приток нефти – 5,4 $м^3$/сут, воды – 39,6 $м^3$/сут.	Крупно-среднезернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
4		Сухо	Мелкозернистые песчаники, углистые аргиллиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не согласуется с испытанием пласта
5		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, алевролиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

14		Вскрытая залежь	Крупно-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
13		Вскрытая залежь	Крупно-мелкозернистые песчаники, водонасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
12		Нет данных	Алевролиты	Дельтовая, не типичная	–	Прогноз не заверен испытанием пласта
6		Приток нефти 1,2–5 $м^3$/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта

Литология пласта (по интерпретационной таблице А.В. Ежовой) в большинстве скважин представлена средне-мелкозернистыми песчаниками. Крупнозернистые песчаники встречаются в скважинах 2, 13, 14. Алевролиты встречены только в скважине 12, редко углистые аргиллиты. Размер «зерна» и их ассоциации *соответствуют дельтовой фации.*

Прогноз ФЕС по модели автора – для пористости от 12 до 34 %, для проницаемости 10–1500 мД – продуктивный коллектор. К сожалению, фактические данные о параметрах ФЕС (пористость, проницаемость) отсутствуют.

В скважинах 1 и 3 получен приток воды. Приток нефти получен в скважинах 2 и 6. В скважинах 7, 13 и 14 вскрыта залежь УВ. В скважинах 4 и 8 прогнозы не согласуются с испытанием пласта – «сухо».

Таким образом, анализ каротажей и литологии пласта $Ю_1^1$ показывает, что отложения *пласта $Ю_1^1$ – это фация дельтовая. Уровень достоверности прогноза С (%) = 78, при числе определений (скважин) для сопоставления А+В=9.*

Пласт $Ю_1^2$. Интервал глубин пласта составляет от 2142 до 2508 м. По характеристикам каротажей пласт $Ю_1^2$ это *фация дельтовая*. Состав литологии по А.В. Ежовой это крупно-мелкозернистые песчаники, они немного доминируют по отношению к средне-мелкозернистым песчаникам. Переслаивание мелкозернистых песчаников, алевролитов встречается в скважине 2.

Приток воды 2,3 тыс. $м^3$/сут и присутствует пленка нефти только в скважине 11. В скважине 7 есть определение нефтенасыщенности коллектора. Прогноз ФЕС по модели автора для пористости от 12 до 34 %, для проницаемости 10–1500 мД, продуктивный коллектор.

Отсутствие фактических данные о ФЕС, отсутствие данных испытания в большинстве скважин осложняет оценку достоверности авторского прогноза. Только две скважины позволяют оценить *уровень достоверности прогноза С (%) = 100 % (?), число определение А=2.* Результаты анализа по остальным скважинам остаются в статусе прогноза, незаверенным испытаниями пласта.

Пласт $Ю_1^3$. Интервал глубин пласта составляет от 2157 до 2542 м. Характеристика литологии по А.В. Ежовой, 2007 – почти во всех скважинах крупно-среднезернистые песчаники. Местами встречается переслаивание крупно-мелкозернистых песчаников с алевролитами.

Анализ фактических кривых каротажа относительно моделей автора показывает, что пласт $Ю_1^3$ входит в категорию *дельтовой фации.* Для этого пласта отсутствуют фактические данные ФЕС и фактические данные испытания. *В данном случае прогноз по пласту $Ю_1^3$ не заверен испытаниями пласта.*

На рисунке 4.5 показано предполагаемое распространение на площади исследования фации дельтового режима осадконакопления юрских пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$.

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ (дельтовая фация) с палеогеографической схемой оксфорда Западной Сибири (временем накопления песчаных пластов $Ю_1$) А.Э. Конторовича с соавторами [18] показывает хорошую согласованность. На этой **региональной** схеме (рис. 4.6) площадь наших исследований находится на общей границе области мелкого моря глубиной менее 25 м (области переходного осадконакопления) и области равнины прибрежной (включая дельтовые осадки).*

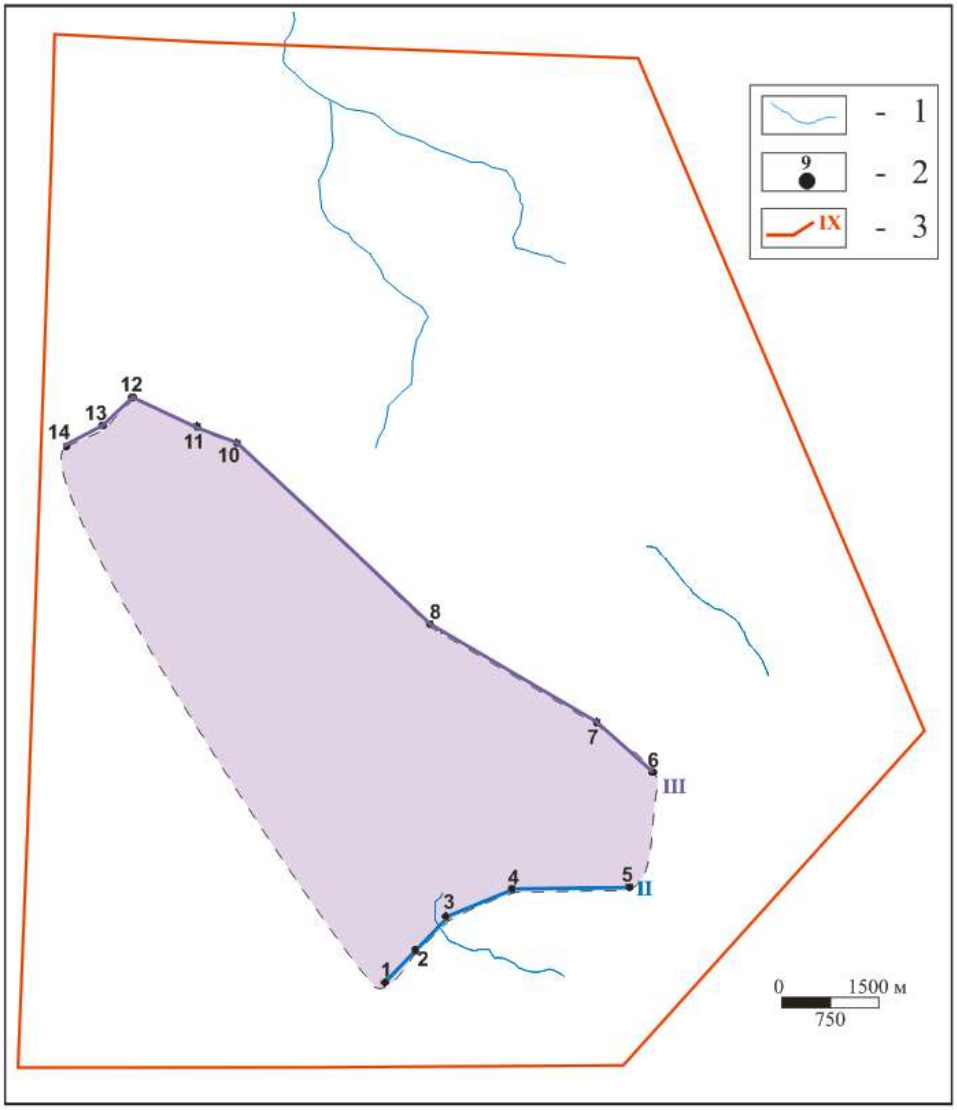


Рис. 4.5. Схема распространения фации дельтового режима осадконакопления отложений пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

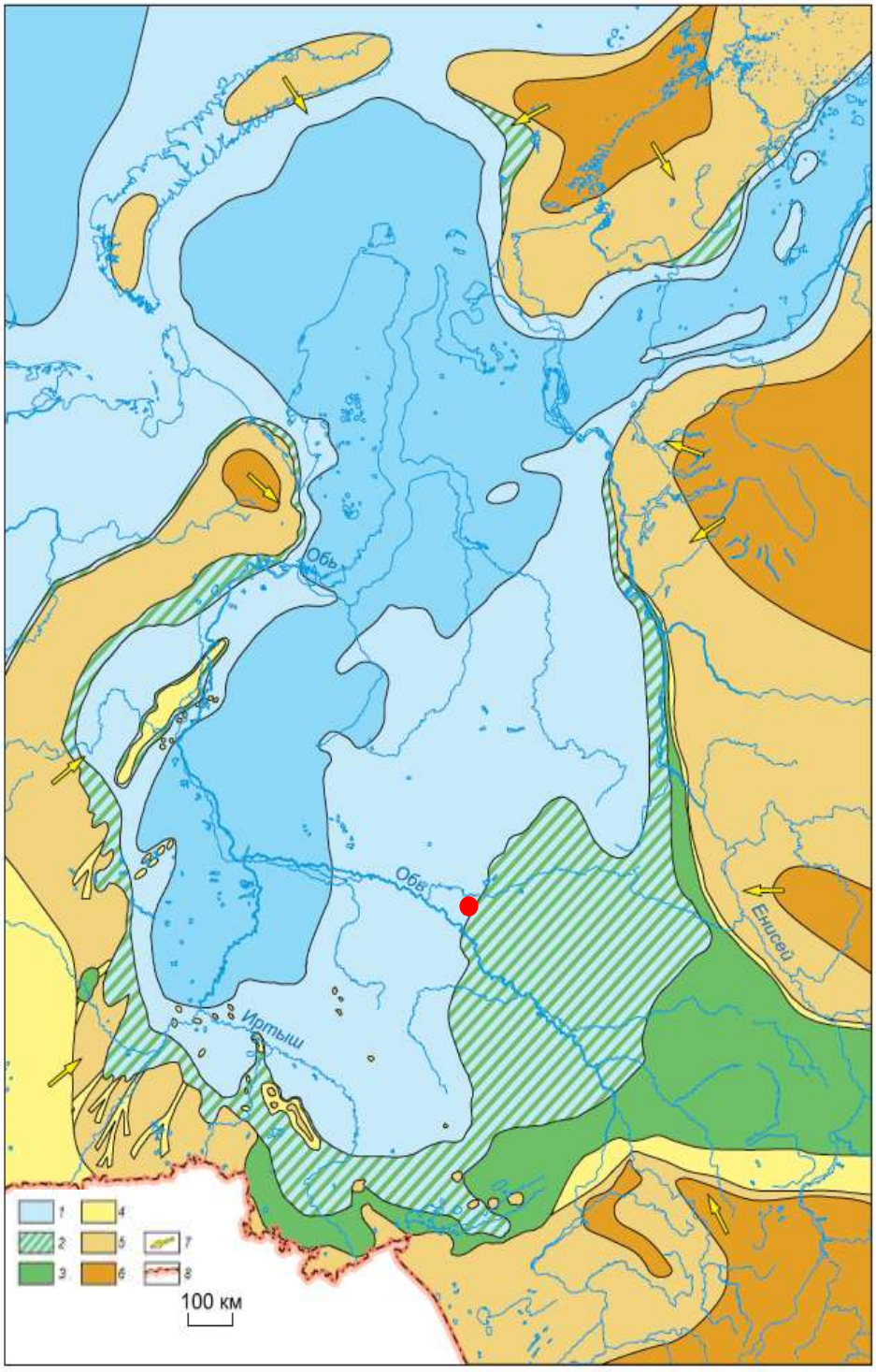


Рис. 4.6. Палеогеографическая схема Западной Сибири, оксфорд [18]. Красным кружком указано положение площади исследования. Палеогеографические области морского осадконакопления: *1* – море мелкое глубиной менее 25 м, области переходного осадконакопления; *2* – равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); области континентального осадконакопления: *3* – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); *4* – равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва; *5* – равнина возвышенная (денудационная суша); *6* – горы низкие; *7* – главные направления сноса обломочного материала; *8* – государственная граница

Пласт $БВ_9$. Интервал глубин пласта составляет от 1905 до 1920 м. Состав литологии по А.В. Ежовой из данных кривых ПС, КС – мелкозернистые песчаники, алевролиты. Анализ фактических каротажей по моделям автора пласт однозначно относится к *фации шельфовой*. Результаты испытания в скважине 15 – «сухо». Данные ФЕС отсутствуют в этой скважине. По модели прогноза продуктивности – коллектор малой продуктивности, пористость 1–22 %, проницаемость от 0,002 до 0,174 мД. Условный у*ровень достоверности прогноза С (%) = 100 % (?), число определение А=1.* Результаты анализа по стальным скважинам остаются в статусе прогноза, незаверенном испытаниями пласта.

Пласт $БВ_9^1$. Интервал залегания пласта составляет от 1863 до 2115 м. Состав литологии из каротажей в скважинах 16 и 17 по А.В. Ежовой – крупно-среднезернистые песчаники, алевролиты, нефтенасыщенные (?). Среднезернистые песчаники, нефтенасыщенные определяются в скважине 18. В скважине 19 присутствуют мелкозернистые песчаники, алевролиты, водонасыщенные. Средне-мелкозернистые песчаники, водонасыщенные определяются в скважине 21. Анализ фактических каротажей по моделям автора пласт однозначно относится к *фации шельфовой*.

Фактические данные пласта в скважине 16 включают приток газа 0,21 тыс. $м^3$/сут, нефти 5,3 т/сут. Притоки газа 0,13 тыс. $м^3$/сут, нефти 15,3 т/сут, воды 6 т/сут имеют место в скважине 17. В скважине 18 притоки газа 17,5 тыс. $м^3$/сут, нефти 43,3 т/сут, воды 2,3 т/сут. Притоки газа 0,61 тыс. $м^3$/сут, нефти 3,3 т/сут, воды 5,6 т/сут имеют место в скважине 19. Притоки газа 0,51 тыс. $м^3$/сут, нефти 1,3 т/сут, воды 2,3 т/сут имеют место в скважине 21. Хотя и для этого пласта отсутствуют фактические данные о ФЕС, но фактические данные по испытаниям принимаются, как доказательные. Авторский прогноз полностью согласуется с испытаниями пласта. У*ровень достоверности прогноза С (%) = 100 % (?), число определение А=5.*

На рисунке 4.7 показано предполагаемое распространение на площади исследований фации шельфового режима осадконакопления меловых пластов $БВ_9$, $БВ_9^1$.

Пласт $БВ_9^2$. Интервал глубин пласта составляет от 1863 до 2115 м. Характеристика литологии в 8-ми скважинах по А.В. Ежовой – крупнозернистые песчаники с алевролитами и глинами (местами). Среднезернистые песчаники с алевролитами и глинами (местами) определяются в составе 6 скважины. В скважине 29 встречены мелкозернистые песчаники и алевролиты. В скважинах 16, 18, 19, 33, 34, 35 доминируют в составе литологии алевролиты и глины. Пласт в этих скважинах не входит в категорию типичной фации шельфовой (рис. 4.8).

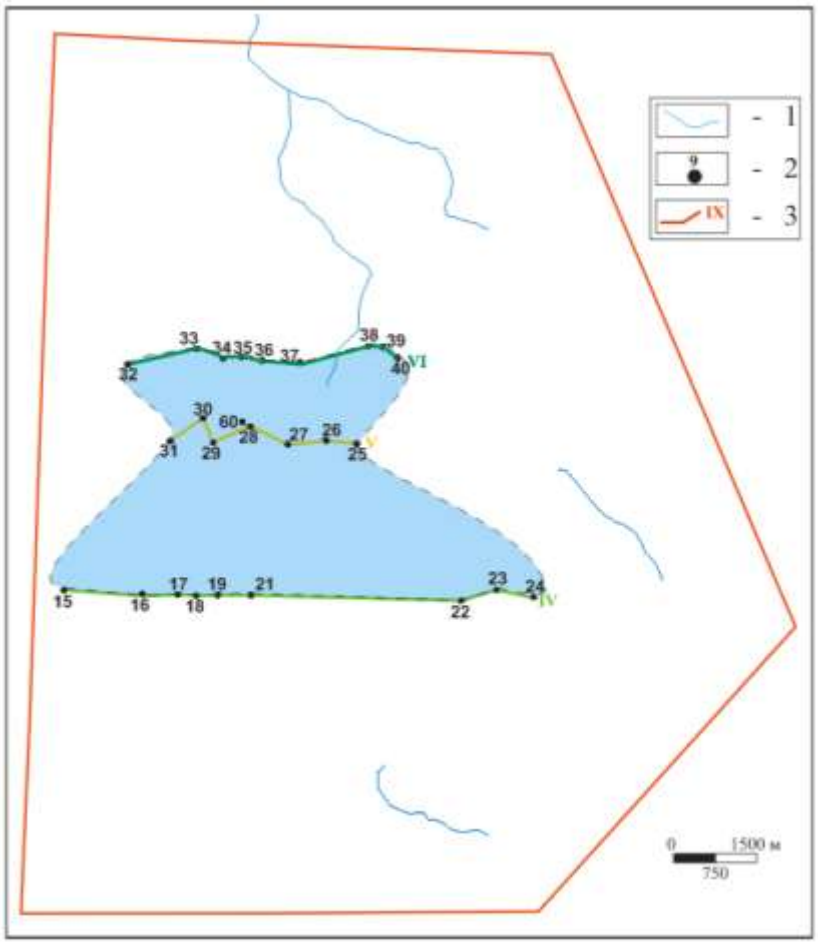


Рис. 4.7. Схема распространения фации шельфового режима осадконакопления отложений пластов $БВ_9$, $БВ_9^1$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пластов $БВ_9$, $БВ_9^1$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

Судя по фактическим данным каротажей (по авторской модели), пласт $БВ_9^2$ на большей территории распространения предствлен типовой фаций шельфового режима осадконакопления. По авторской модели прогноза продуктивностей – это коллектор малой продуктивности, ФЕС по пористости 1–22 %, проницаемости от 0,002 до 0,174 мД.

Вместе с тем, в скважине 22 получен приток воды 37 т/сут. В скважине 23 получен притоки нефти 12,3 т/сут и воды 20 т/сут. Неплохие притоки нефти дебитом 40 т/сут, воды 67 т/сут имеют место в скважине 24. В скважине 28 получены притоки газа 1,6 тыс. $м^3$/сут, нефти 38,3 т/сут, воды 6,1 т/сут. Притоки нефти 8,5 т/сут, и газа 0,8 тыс. $м^3$/сут получены в скважине 25.

В скважине 35 прогноз не согласуется с испытанием пласта, потому что здесь получен мощный приток воды 95,8 т/сут., что не показывает, что эта фация шельфовая.

В скважине 36 получены притоки газа 0,4 тыс. $м^3$/сут, нефти 10,3 т/сут, воды 5,8 т/сут. Дебиты газа 1,3 тыс. $м^3$/сут, нефти 31,8 т/сут, воды 5,9 т/сут получены в скважине 38.

В скважине 39 получен хороший дебит нефти 50,3 т/сут, притоки газа и воды 2 тыс. $м^3$/сут и 3,5 т/сут, соответственно.

В целом, у*ровень достоверности прогноза С (%) = 90 % (?), число определение А+В=10.*

На рисунке 4.8 показано предполагаемое распространение на площади исследований фации нетипичного шельфового режима осадконакопления мелового пласта $БВ_9^2$.

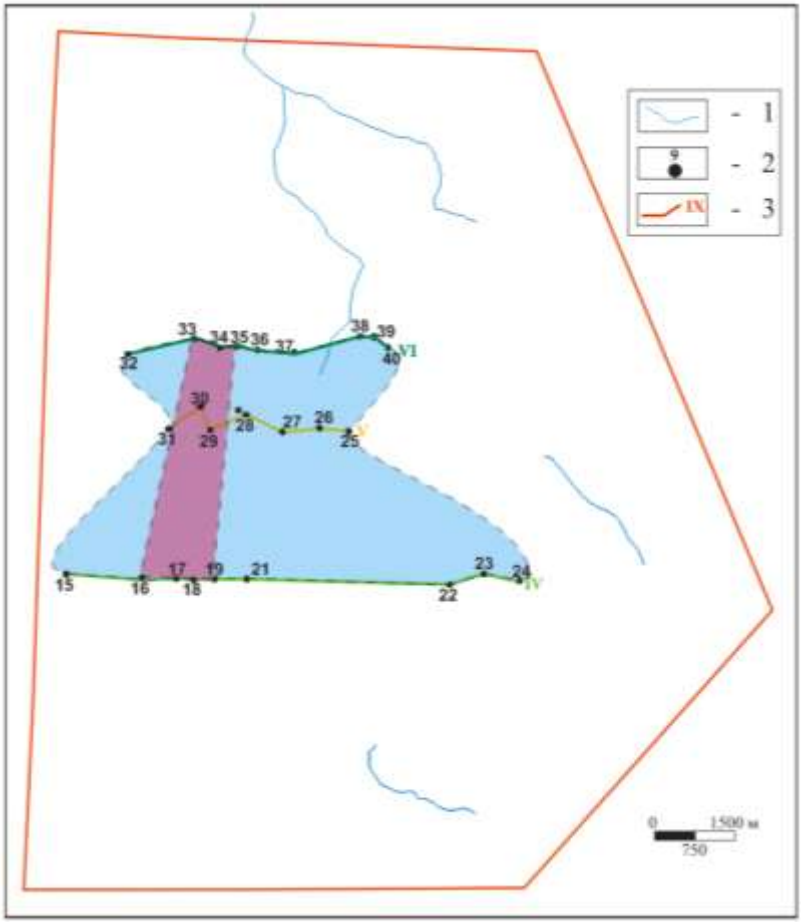


Рис. 4.8. Схема распространения фации шельфового режима осадконакопления отложений пласта $БВ_9^2$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $БВ_9^2$. Показана зона распространения алевролитов (фация шельфовая не типичная). Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

Пласт $БВ_9^3$. Интервал глубин пласта составляет от 1933 до 2400 м. Литология по композиции А.В. Ежовой – в скважинах 23, 24, 27, 28, 40 – крупнозернистые песчаники, только в скважинах 24, 28 встречаются алевролиты. В скважине 40 пласт составляют так же алевролиты и глины. Среднезернистые песчаники выполняют пласт $БВ_9^3$ в скважинах 22, 25, 26, 36, 37, алевролиты – в скважинах 22, 25, 26, 37. В скважине 26 встречается немного глинистого материала. Чистые алевролиты и глины присутствуют в скважинах 29, 30. В скважине 34, судя по каротажам, маломощный пласт $БВ_9^3$ близок к глинам.

По авторской модели пласт $БВ_9^3$ по данным каротажей согласуются с типовыми кривыми *фации шельфовой*. В скважинах 29, 30, 34 – фация шельфовая нетипичная. В этих скважинах пласт содержат чистые алевролиты и/или глины. *Прогноз по пласту $БВ_9^3$ не заверен испытаниями пласта.*

На рисунке 4.9 показано предполагаемое распространение на площади исследований фации нетипичного шельфового режима осадконакопления мелового пласта $БВ_9^3$.

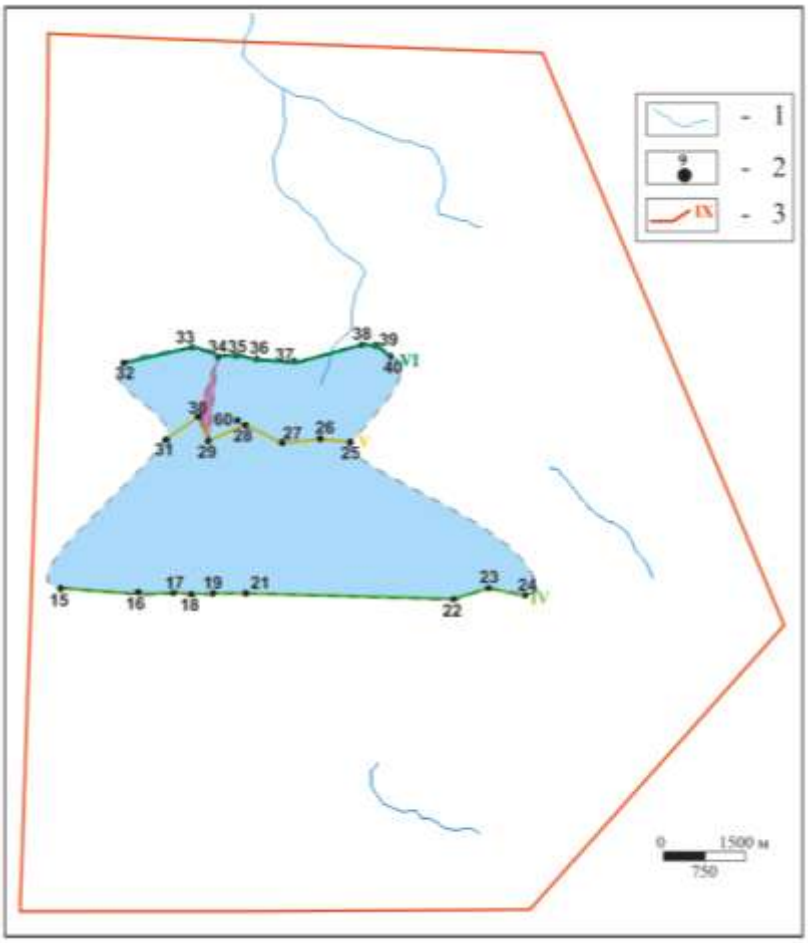


Рис. 4.9. Схема распространения фации шельфового режима осадконакопления отложений пласта $БВ_9^3$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $БВ_9^3$. Показана зона распространения алевролитов (фация шельфовая нетипичная). Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пластов $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$ (шельфовая фация) с палеогеографической схемой берриаса Западной Сибири (временем накопления песчаных пластов $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$) А.Э. Конторовича с соавторами [173] показывает хорошую согласованность. На этой **региональной** схеме (рис. 3.10) площадь наших исследований находится в краевой части области мелкого моря глубиной менее 25 м.*

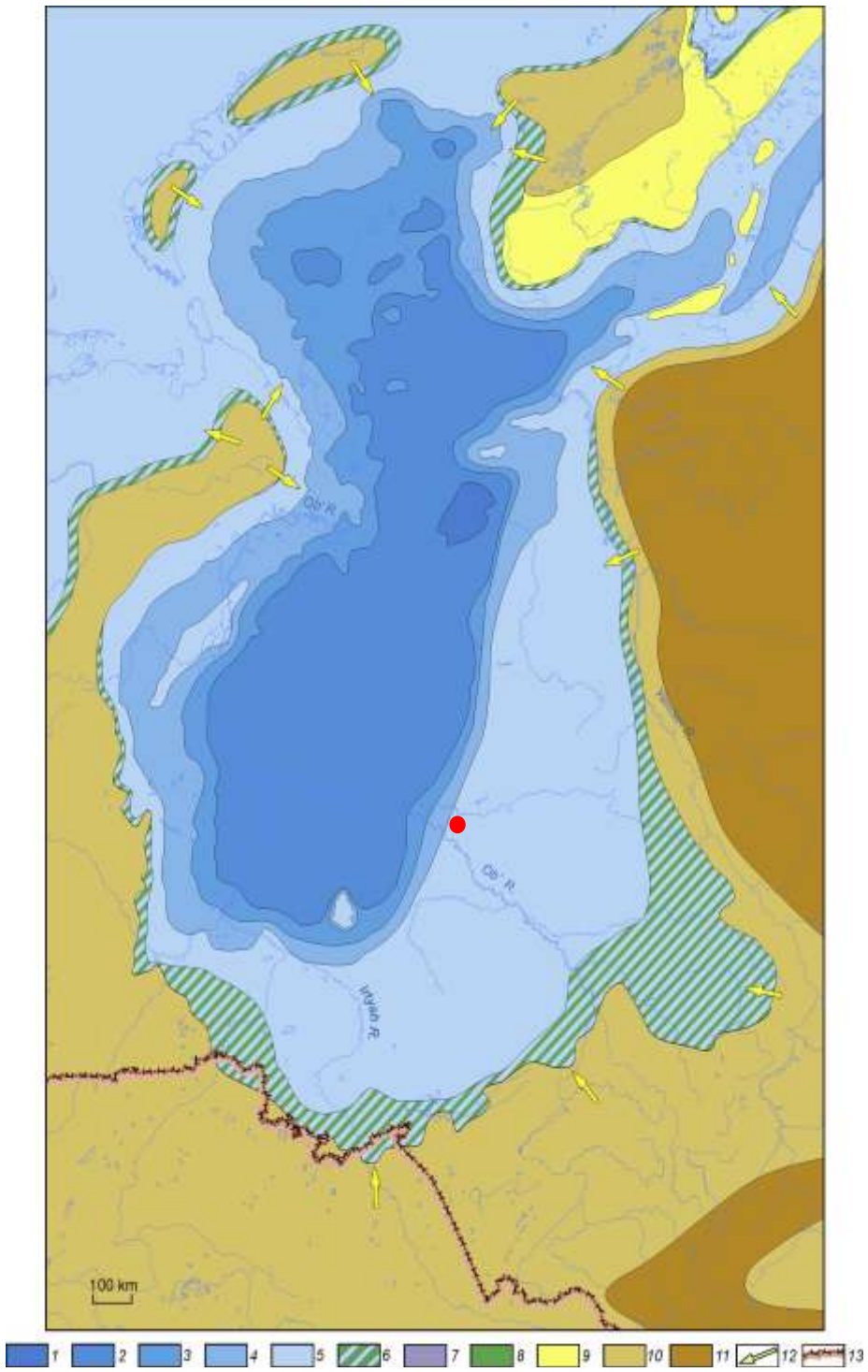


Рис. 4.10. Палеогеографическая схема Западной Сибири, берриас [173]. Красным кружком указано положение площади исследования. *1–11* – палеогеографические области: области морского осадконакопления: *1* – море глубокое, более 400 м; *2* – море глубокое, 200–400 м; *3* – море мелкое, 100–200 м; *4* – море мелкое 25–100 м; *5* – море мелкое менее 25 м; *6* – области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно–болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); *7* – внутренние водоемы: пресные, временами засолонявшиеся; области континентального осадконакопления; *8* – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); *9* – равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва; *10* – равнина возвышенная (денудационная суша); *11* – горы низкие; *12* – главные направления сноса обломочного материала; *13* – государственная граница

Пласт $БВ_8$. Интервал глубин пласта составляет от 1813 до 2282 м. Литология по А.В. Ежовой – крупно-среднезернистые песчаники, иногда переслаивание с алевролитами. Также, существуют в составе пласта средне-мелкозернистые алевролиты. Алевролиты и глины присутствуют только в скважине 35.

Согласно авторской модели типовых кривых каротажей пласт $БВ_8$ относится к *фации шельфовой.*

Нет фактических данных о ФЕС и испытаниях пласта $БВ_8$. В данном случае *прогноз по пласту $БВ_8$ не заверен испытаниями пласта.*

На рисунке 4.11 показано предполагаемое распространение на площади исследований фации шельфового режима осадконакопления мелового пласта $БВ_8$.

Пласт $БВ_7$. Интервал глубин пласта составляет от 1755 до 2180 м. Определение фации по данным каротажей показало, что кривые этого пласта в категории *фации шельфовой.*

Мелкозернистые песчаники доминируют в составе литологии пласта $БВ_7$ – скважины 2, 4, 33, 54, 55, 56, 57, 58, 61, 67, 70. Среднезернистые песчаники присутствуют в скважинах 17, 19, 23, 26, 34, 35, 51, 62, 64, 66. Местами крупнозернистые песчаники перекрывают пласт $БВ_7$ в скважинах 16, 18, 20, 22, 65. Алевролиты и глины, которые входят в группу фация шельфовая нетипичная, тоже немало представлены в этом пласте, например, в скважинах 9, 26, 27, 53, 59, 60, 63.

Данные испытания пласта следующие. В скважине 16 получены притоки газа 0,06 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут. В скважине 19 получены притоки газа 0,14 тыс. $м^3$/сут и нефти 1,6 т/сут. В скважине 22 получен значительный приток нефти 95 т/сут и притоки газа 8,5 тыс. $м^3$/сут, воды 42,1 т/сут. В скважине 57 получен приток газа 1,07 тыс. $м^3$/сут.

По авторской модели прогноза продуктивности – коллектора малой продуктивности, ФЕС по пористости 1–22 %, проницаемости от 0,002 до 0,174 мД.

В целом условный у*ровень достоверности прогноза С (%) = 100 % (?), число определения А=4.* Фактические данные отсутствуют в 27-ми скважинах.

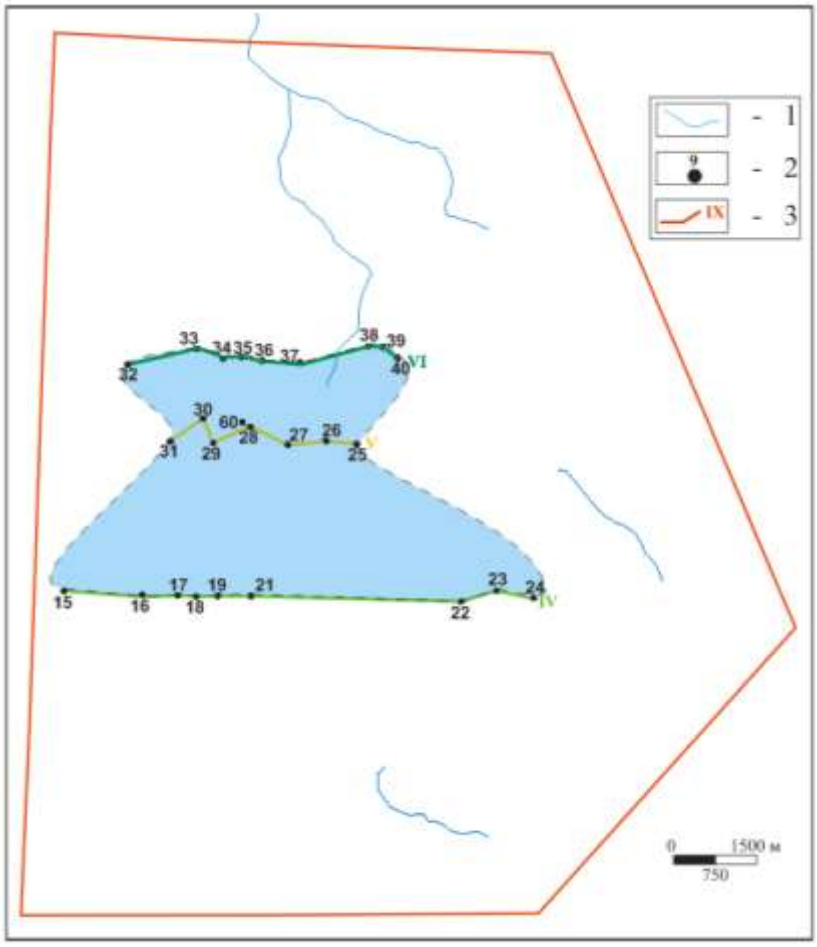


Рис. 4.11. Схема распространения фации шельфового режима осадконакопления отложений пласта $БВ_8$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $БВ_8$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пластов $БВ_8$ (шельфовая фация) с палеогеографической схемой берриаса-раннего валанжина Западной Сибири (временем накопления песчаного пласта $БВ_8$) А.Э. Конторовича с соавторами [173] показывает хорошую согласованность. На этой **региональной** схеме (рис. 4.12) площадь наших исследований находится в области мелкого моря глубиной менее 25 м.*

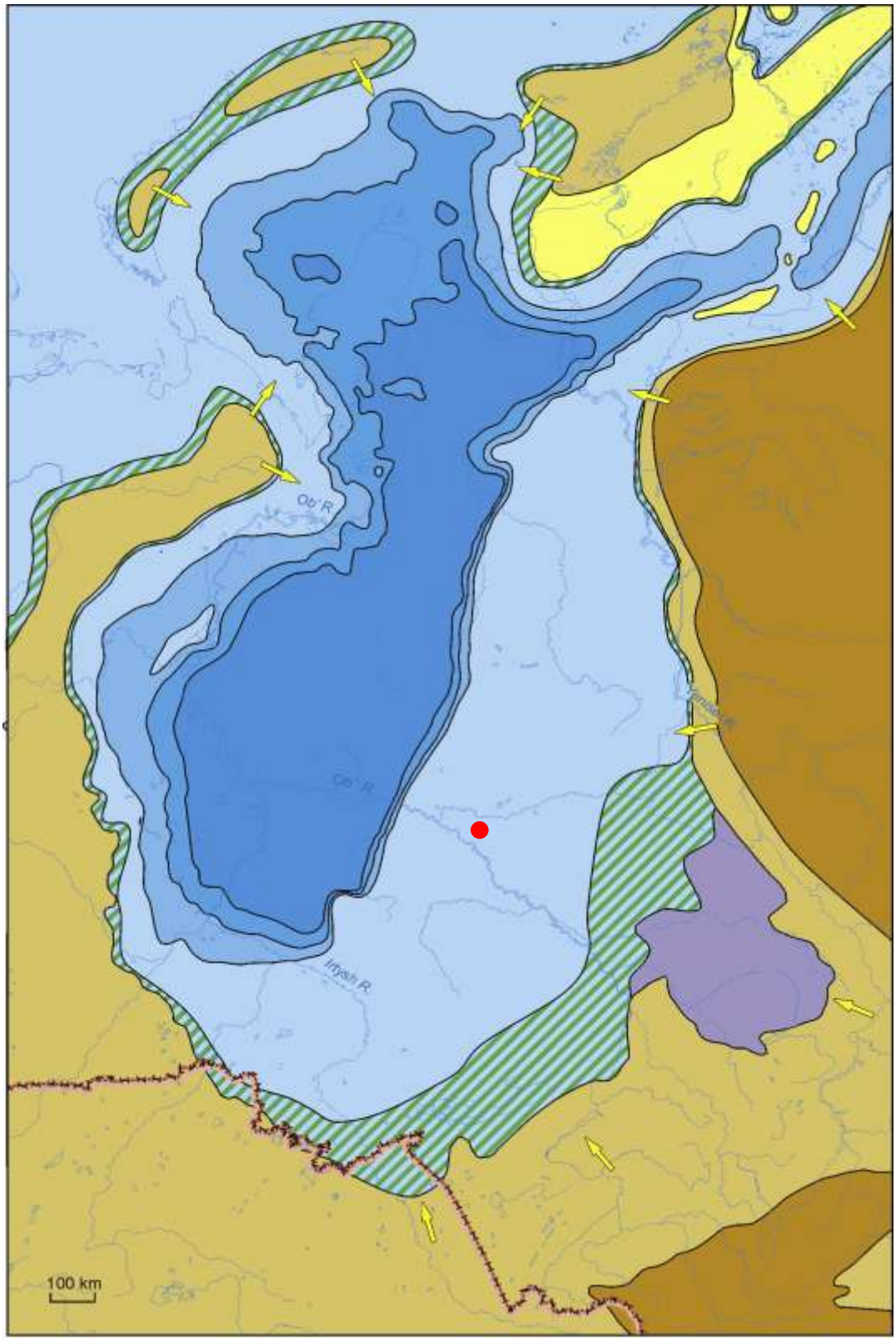


Рис. 4.12. Палеогеографическая схема Западной Сибири, ранний валанжин [173]. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.10

На рисунке 4.13 показано предполагаемое распространение на площади исследований фации нетипичного шельфового режима осадконакопления мелового пласта $БВ_7$.

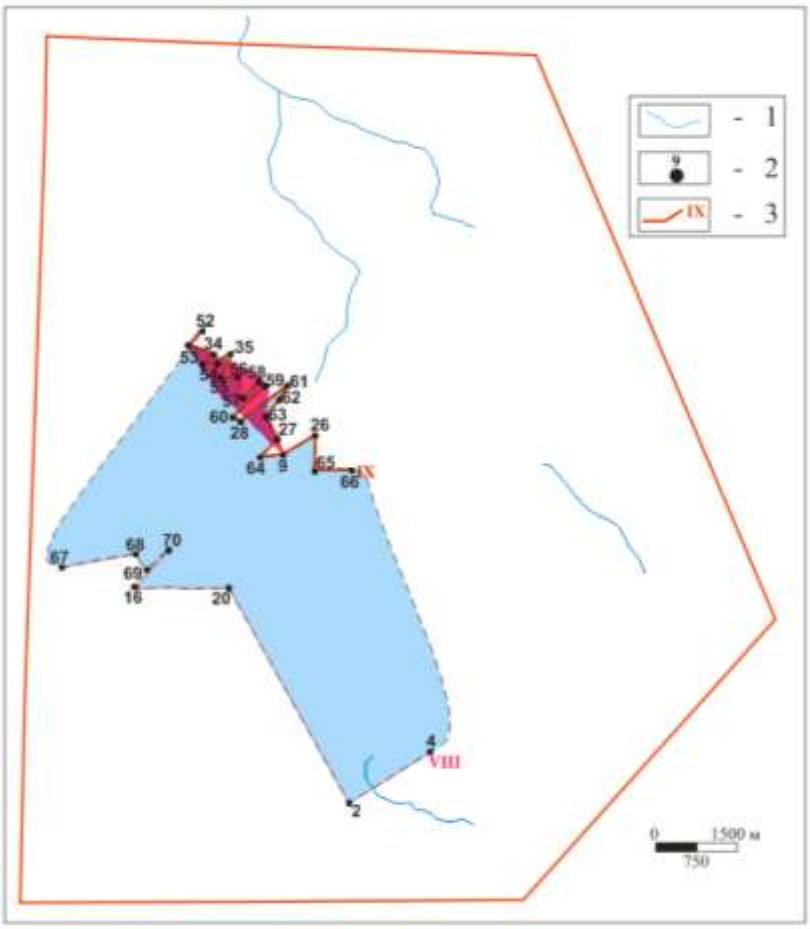


Рис. 4.13. Схема распространения фации шельфового режима осадконакопления отложений пласта $БВ_7$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $БВ_7$. Красным цветом показана зона распространения алевролитов (фация шельфовая нетипичная). Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

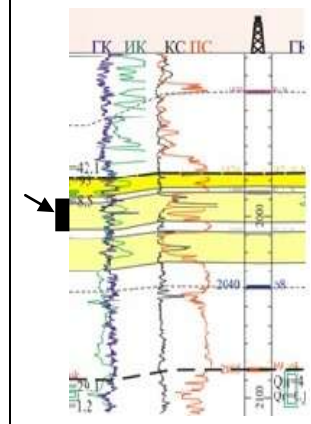
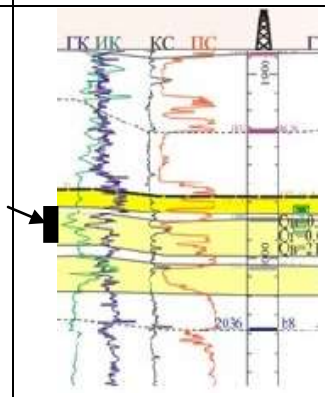
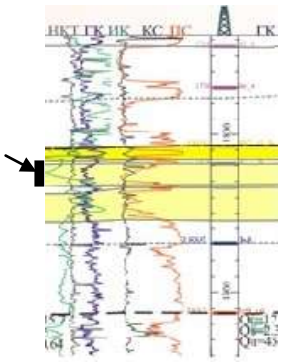
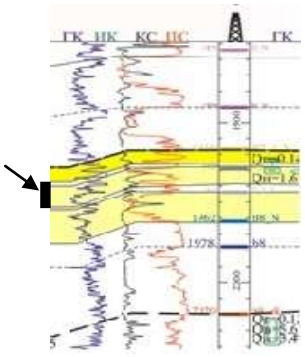
Пласт $БВ_7^1$. (табл. 4.2, ПРИЛОЖЕНИЕ 3**).** Интервал глубин пласта в разрезе 33-х анализированных скважин составляет от 1765 м до 2208 м.

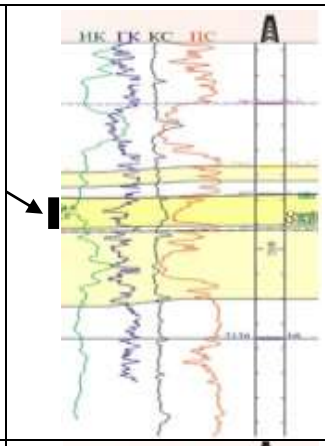
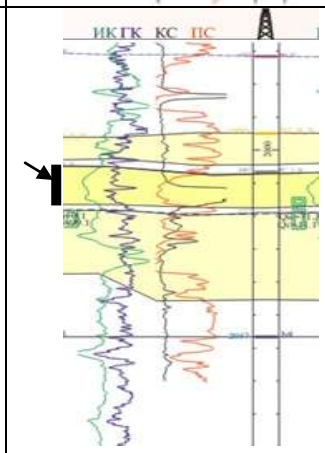
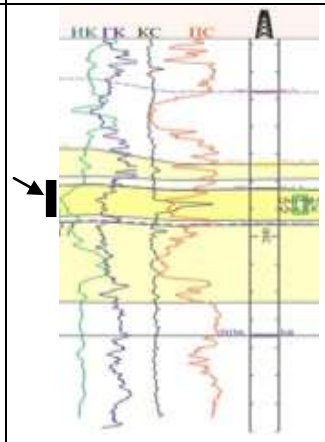
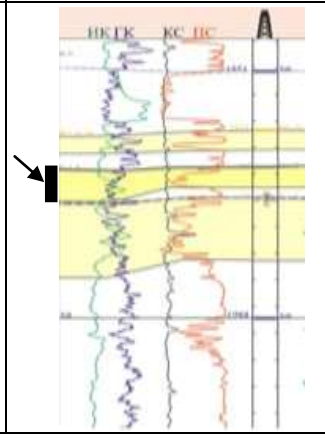
Определение типа фации по данным каротажей показывает, что пласт представлен двумя типами фаций. *Фация шельфовая* присутствует в скважинах 2, 4, 16, 17, 19, 28, 33, 34, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 66, 67, 68, 69, 70. *Фация дельтовая* присутствует в скважинах 9, 20, 26, 27, 35, 52, 55, 61, 62, 63, 64, 65.

Обобщенная характеристика литологии пласта по результатам бурения: мелко-среднезернистые песчаники, слабослюдистые, известковистые, алевролиты и аргиллиты.

Таблица 4.2

Фрагмент сводной таблицы прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

Условный № скважины	Каротажи	Приток флюида фактический	Литология (по методике А.В. Ежовой)	Тип фации (прогноз)	ФЕС (прогноз)	Примечание
70		Нет данных	Переслаивание, средне - мелкозернистые песчаники известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
16		Притоки газа 0,06 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут.	Переслаивание, средне - мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз согласуется с испытанием пласта (?)
34		Нет данных	Крупно-среднезернистые песчаники, алевролиты, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
19		Притоки газа 0,14 тыс. $м^3$/сут, нефти 1,6 т/сут.	Средне - мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз согласуется с испытанием пласта

63		Притоки газа 13,3 тыс. $м^3$/сут, нефти 86 т/сут.	Среднезернистые песчаники, алевролиты, глины, известковистые	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
61		Притоки газа 11,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 71,3 т/сут.	Крупнозернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
62		Притоки газа 2,8 тыс. $м^3$/сут, нефти 64,6 т/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники, глины, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
65		Нет данных	Среднезернистые песчаники, известковистые, глины	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

В составе литологии (по интерпретационной таблице А.В. Ежовой) преобладают средне-мелкозернистые песчаники с алевролитами и глинами, немало крупнозернистых песчаников с алевролитами, местами глины и известковистые песчаники.

Прогноз ФЕС по модели фации шельфовой – коллектор малой продуктивности, пористость 1–22 %, проницаемость от 0,002 до 0,174 мД. Прогноз ФЕС по модели фации дельтовой – продуктивный коллектор, пористость 12–34 %, проницаемость от 10 до 1500 мД.

Фактические данные испытаня *пласта* $БВ_7^1$ *шельфовой фации* следующие. В скважине 19 получены слабые притоки газа 0,14 тыс. $м^3$/сут, нефти 1,6 т/сут. В скважине 16 получены притоки газа 0,06 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут.

Фактические данные испытание *пласта* $БВ_7^1$ *дельтовой фации* следующие. В скважине 63 получены притоки газа 13,3 тыс. $м^3$/сут и значительные притоки нефти 86,0 т/сут. В скважине 61 получены значительные притоки газа 11,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 71,3 т/сут. В скважине 62 получены притоки газа 2,8 тыс. $м^3$/сут и значительные притоки нефти 64,6 т/сут.

По 10-ти скважинам сопоставлен прогноз с результатами испытания пласта $БВ_7^1$ и для фации шельфового, и для фации дельтового режима осадконакопления. В целом у*ровень достоверности прогноза С (%) = 100, при числе определений (скважин) для сопоставления А+В=10.*

На рисунке 4.14 показано предполагаемое распространение на площади исследований фаций шельфового и дельтового режима осадконакопления мелового пласта $БВ_7^1$.

Пласт $БВ_7^2$. Интервал глубин пласта составляет от 1787 до 2230 м. В составе литологии по методике А.В. Ежовой из данных каротажей, преобладают средне-мелкозернистые песчаники с алевролитами и глинами, немало крупнозернистых песчаников с алевролитами, местами глины и известковистые песчаники. Мелкозернистые песчаники присутствие только в скважинах 26 и 52.

Определение фации по данным каротажам показало, что у пласта существуют две фации: *фация шельфовая* присутствует в скважинах 2, 16, 17, 18, 19, 20, 26, 27, 32, 33, 53, 57, 58, 60, 66, 67, 69, 70; *фация дельтовая* присутствует в скважинах 4, 9, 28, 34, 52, 54, 55, 56, 59, 61, 62, 63, 64, 65, 68.

Модель прогноза продуктивности фации шельфовой – коллектор малой продуктивности, ФЕС – по пористости 1–22 %, по проницаемости от 0,002 до 0,174 мД. Модель прогноза продуктивности фации дельтовой – продуктивный коллектор, ФЕС – по пористости 12–34 %, по проницаемости от 10 до 1500 мД.

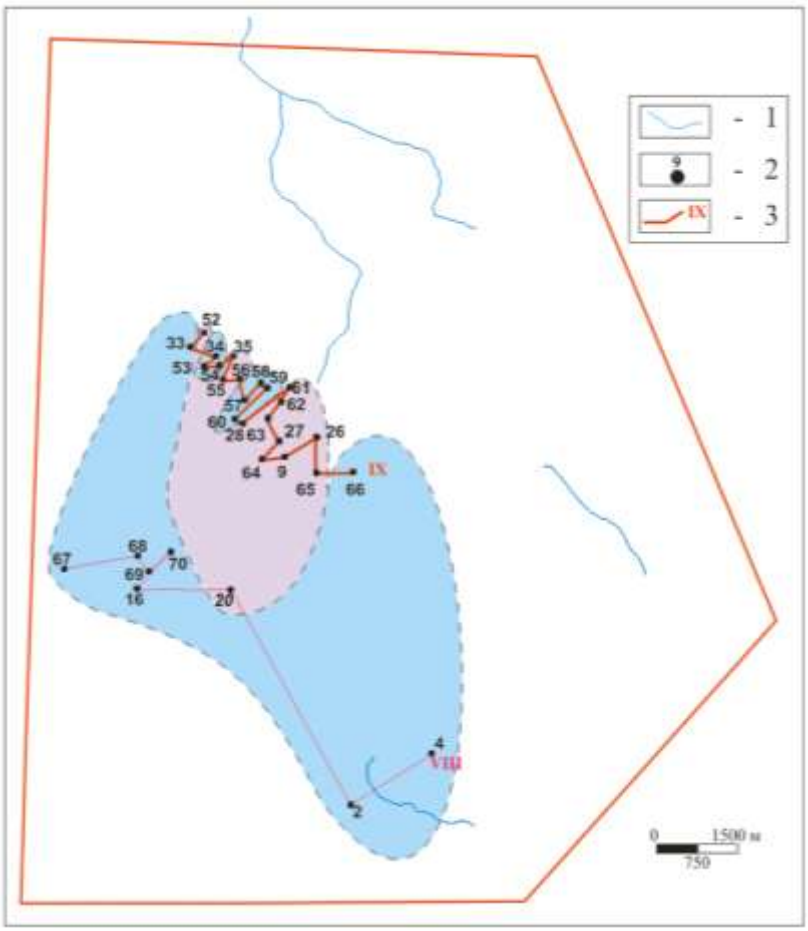


Рис. 4.14. Схема распространения фации шельфового и дельтового режима осадконакопления отложений пласта $БВ_7^1$. Розовым цветом выделена зона распространения дельты. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $БВ_7^1$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

Фактические данные испытание *пласта $БВ_7^2$ шельфовой фации*: в скважине 60 получены притоки нефти 0,3 т/сут, воды 50 т/сут.

Фактические данные испытание *пласта $БВ_7^2$ дельтовой фации* следующие. В скважине 28 получены притоки нефти 0,1 т/сут, воды 99,1 т/сут. В скважине 54 получены притоки нефти 10,5 т/сут, воды 13,6 т/сут. В скважине 56 получены притоки газа 8,8 тыс. $м^3$/сут, нефти 56,6 т/сут, воды 5,9 т/сут. В скважине 59 получены притоки газа 8,3 тыс. $м^3$/сут, нефти 11,1 т/сут, воды 3,6 т/сут. В скважине 61 получены притоки газа 11,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 71,3 т/сут.

В итоги по 6 скважинам сопоставлен прогноз с результатами испытания пласта $БВ_7^1$ и для фации шельфового, и дельтового режима осадконакопления. В целом у*ровень достоверности прогноза С (%) = 83 %, число определения А+В=6.*

На рисунке 4.15 показано предполагаемое распространение на площади исследований фаций шельфового и дельтового режима осадконакопления мелового пласта $БВ_7^2$.

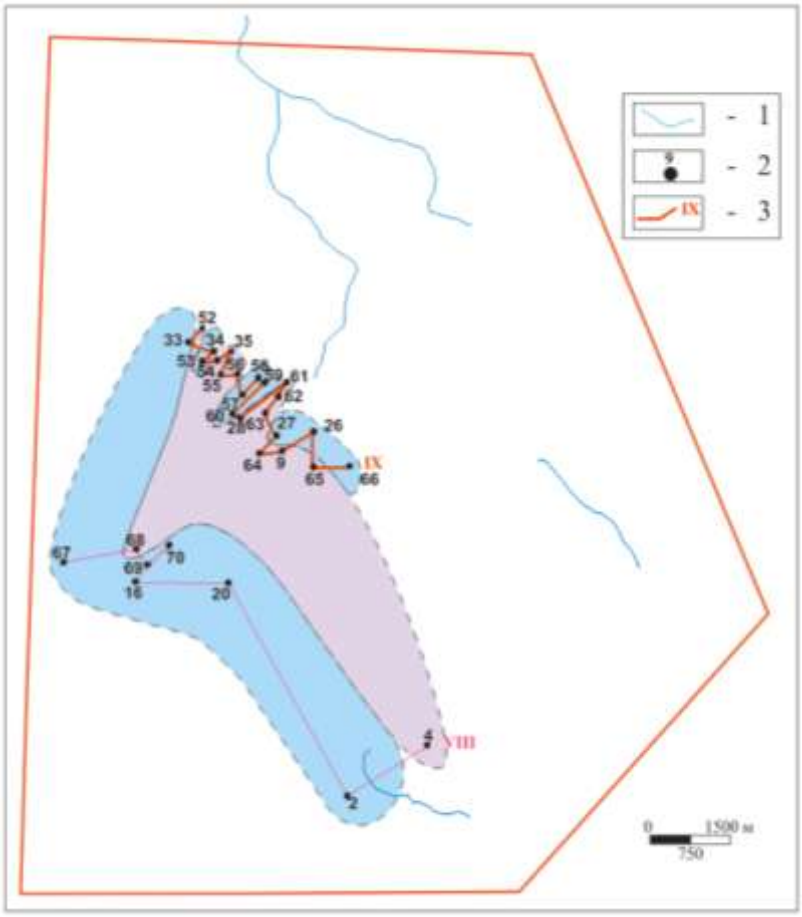


Рис. 4.15. Схема распространения фации шельфового и дельтового режима осадконакопления отложений пласта $БВ_7^2$. Розовым цветом показана зона распространения дельтовых отложений. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $БВ_7^2$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пластов $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$ (шельфовая фация, дельтовая фация) с палеогеографической схемой позднего валанжина Западной Сибири (временем накопления песчаных пластов $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$) А.Э. Конторовича с соавторами [173] показывает хорошую согласованность. На этой **региональной** схеме (рис. 4.16) площадь наших исследований находится на общей границе области мелкого моря глубиной менее 25 м и области равнины прибрежной (включая дельтовые осадки).*

Пласт $АВ_1$. Интервал глубин пласта составляет от 1233 до 1664 м. В литологии по методике А.В. Ежовой, из каротажей, доминируют крупнозернистые песчаники с алевролитами, местами и редко тонкие глины.

Определение фации по данным каротажей показало, что фация пласта $АВ_1$ – *дельтовая.*

Модель прогноза продуктивности фации дельтовой – продуктивный коллектор, ФЕС – по пористости 12–34 %, по проницаемости от 10 до 1500 мД. Фактическая информация испытания в скважине 51 полностью подтверждает прогноз – здесь вскрыта залежь нефти. Таким образом, *уровень достоверности прогноза С (%) = 100, число определения А = 1.*

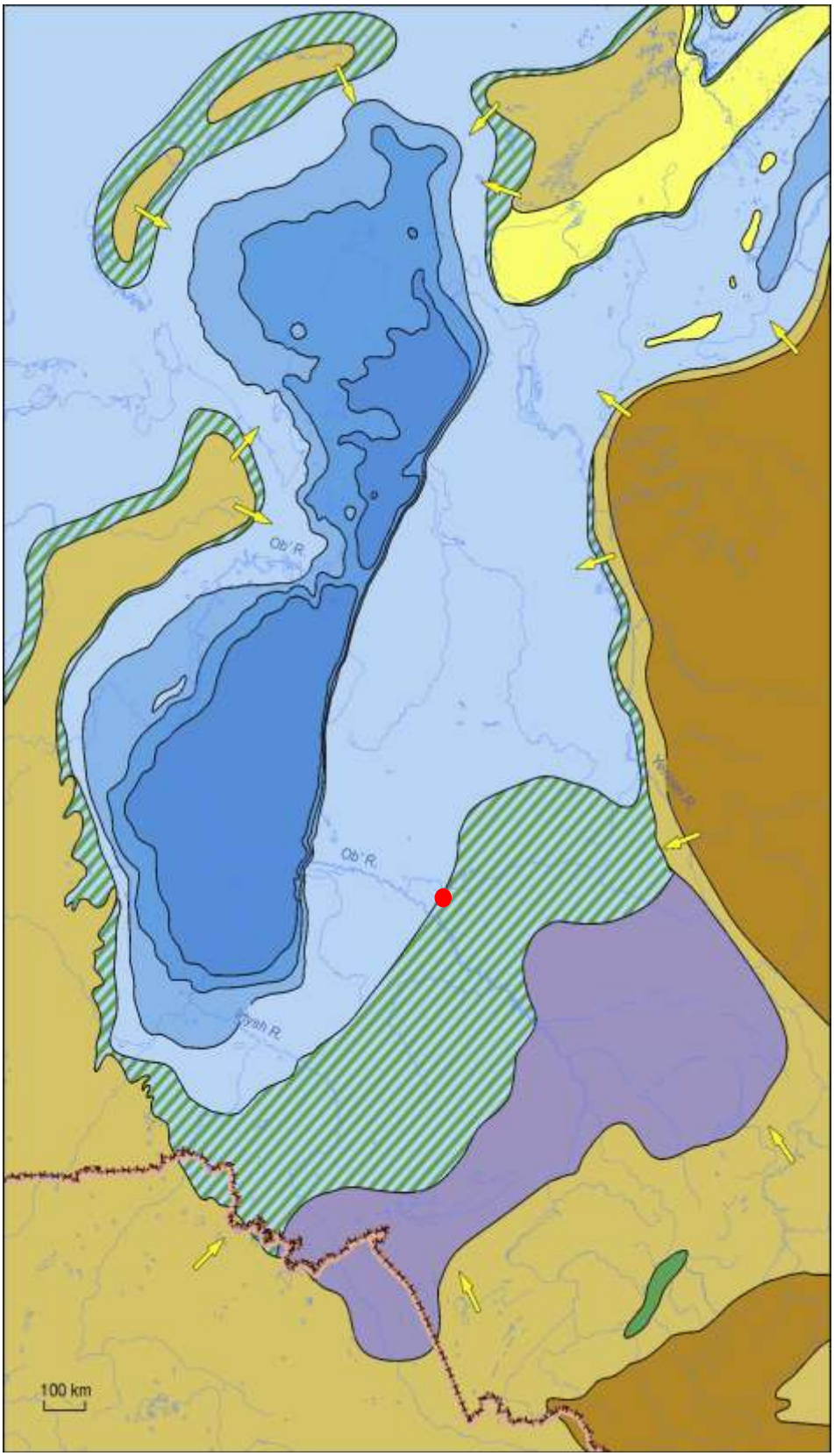


Рис. 4.16. Палеогеографическая схема Западной Сибири, поздний валанжин [173]. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.10

На рисунке 4.17 показано предполагаемое распространение на площади исследований фаций дельтового режима осадконакопления мелового пласта $АВ_1$.

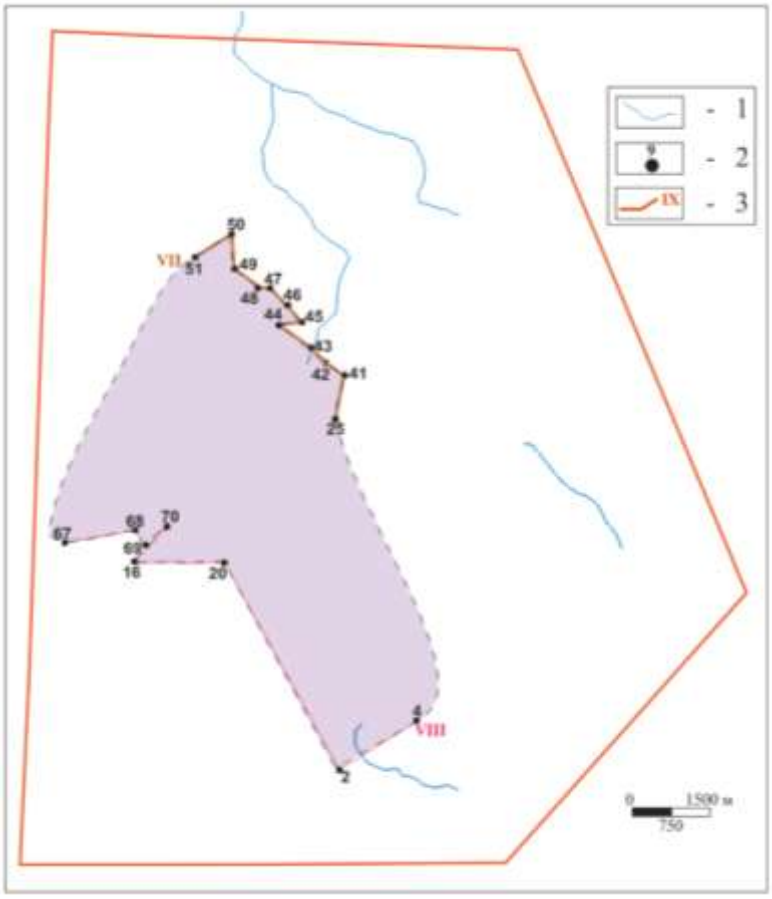


Рис. 4.17. Схема распространения фации дельтового режима осадконакопления отложений пласта $АВ_1$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $АВ_1$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

Пласт $ПК_{18-20}$. Интервал глубин пласта составляет от 1164 до 1598 м. По А.В. Ежовой в составе литологии пласта $ПК_{18-20}$ преобладают крупнозернистого песчаники с алевролитами. Средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины присутствуют местами и встречены в скважинах 2, 4, 17, 20.

Определение фации по данным каротажей показало, что фация пласта $ПК_{18-20}$ *дельтовая.*

Данные испытания есть только в скважине 43 притоки газа 0,04 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,6 т/сут, воды 56,4 т/сут. У*ровень достоверности прогноза С (%) = 100, число определения А =1.*

На рисунке 4.18 показано предполагаемое распространение на площади исследований фации дельтового режима осадконакопления мелового пласта $ПК_{18-20}$.

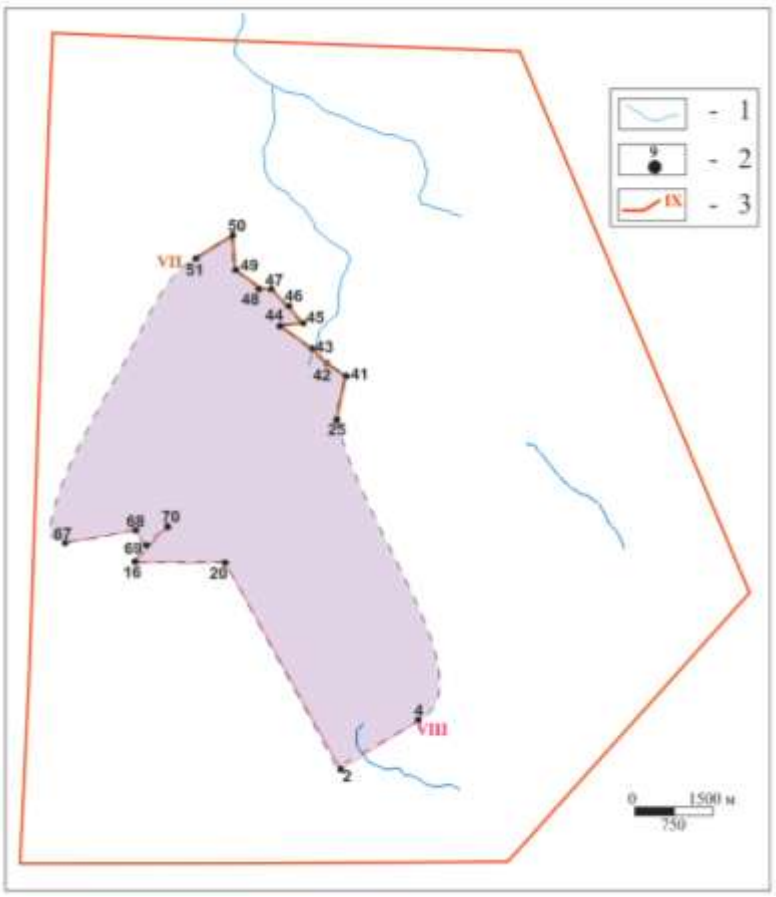


Рис. 4.18. Схема распространения фации дельтового режима осадконакопления отложений пласта $ПК_{18-20}$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта $ПК_{18-20}$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пластов $АВ_1$ и $ПК_{18-20}$ (дельтовая фация) с палеогеографической схемой раннего апта Западной Сибири (временем накопления песчаных пластов $АВ_1$ и $ПК_{18-20}$) А.Э. Конторовича с соавторами [173] показывает согласованность. На этой **региональной** схеме (рис. 3.19) площадь наших исследований находится в области мелкого моря глубиной менее 25 м, но вблизи области равнины прибрежной (включая дельтовые осадки).*

Пласт $ПК_1$. Интервал глубин пласта составляет от 476 до 629 м. Характеристики литологии по методике А.В. Ежовой показывают, что преобладают крупно-мелкозернистые песчаники с алевролитами и глинами, средне-мелкозернистые песчаники с алевролитами и глинами. Незначительно присутствуют мелкозернистые песчаники с алевролитами. Переслаивание алевролитов и глин только в скважине 4.

Определение фации по данным каротажам показало, что фация пласта $ПК_1$ – *шельфовая*. Фация шельфовая не типичная присутствует в скважине 4.

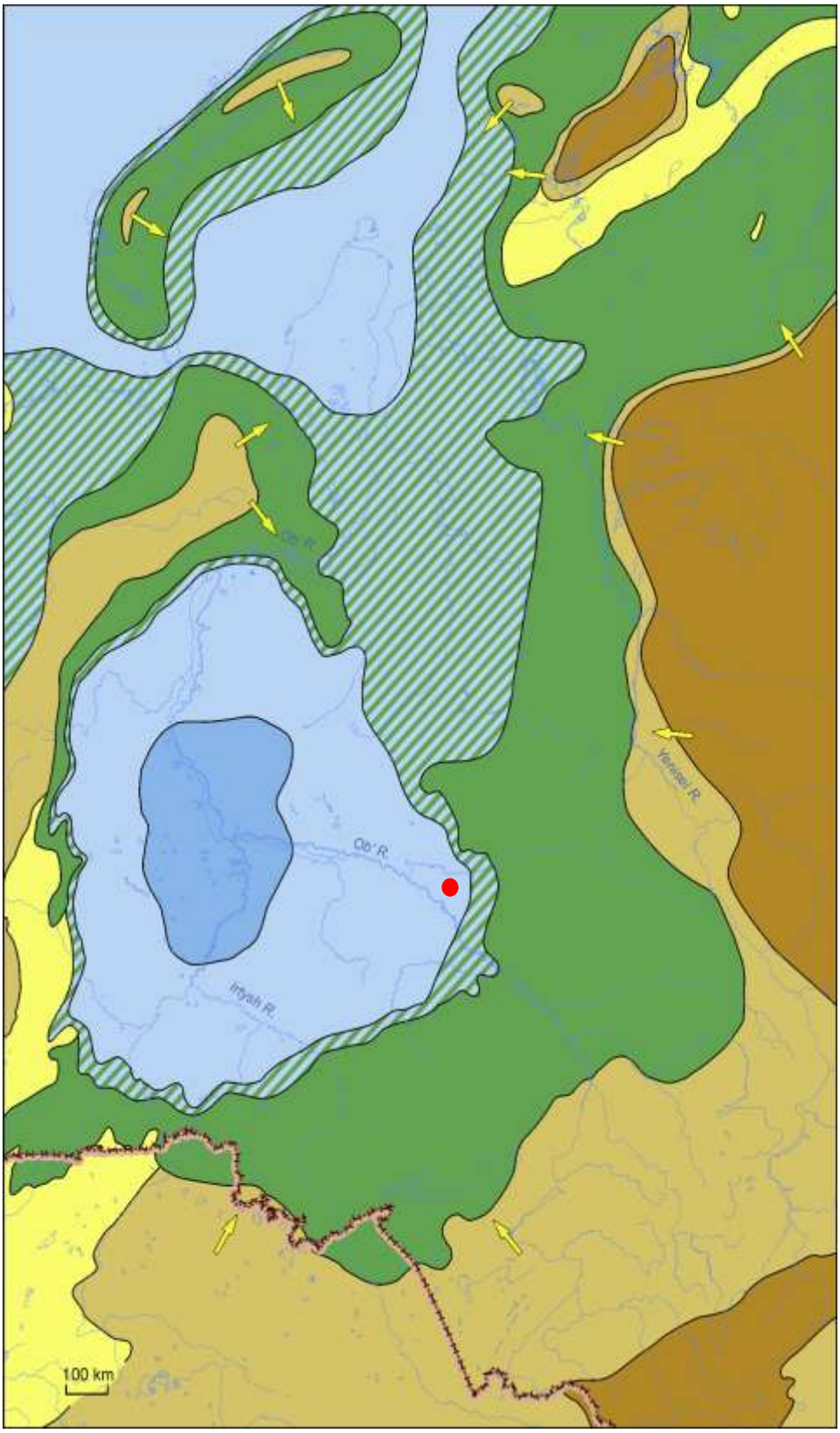


Рис. 4.19. Палеогеографическая схема Западной Сибири, ранний апт [173]. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.10

Информация о ФЕС и о испытании пласта отсутствуют. *Прогноз по пласту ПК$_1$ не заверен испытаниями пласта.*

На рисунке 4.20 показано предполагаемое распространение на площади исследований фаций шельфового режима осадконакопления мелового пласта ПК$_1$.

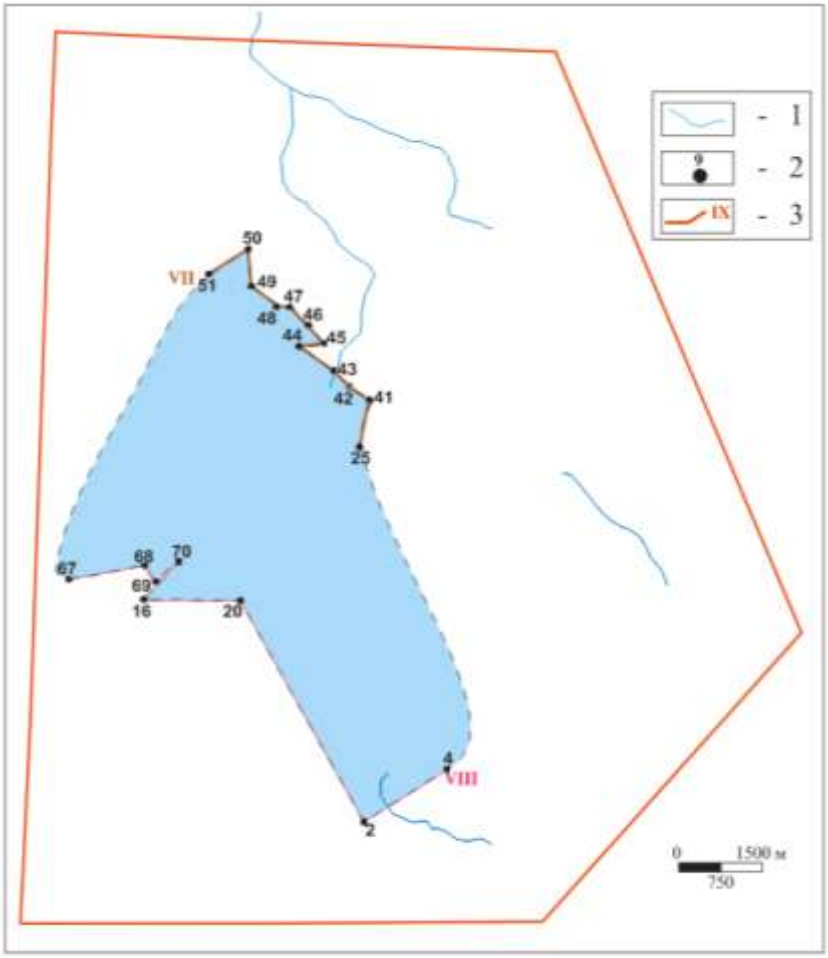


Рис. 4.20. Схема распространения фации шельфового режима осадконакопления отложений пласта ПК$_1$. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта ПК$_1$. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пласта ПК$_1$ (шельфовая фация) с **региональной** палегеографической схемой сеномана Западной Сибири (временем накопления песчаного пласта ПК$_1$) А.Э. Конторовича с соавторами [176] показывает не согласованность. На этой **региональной** схеме (рис 3.21) площадь наших исследований находится в области равнины низменной.*

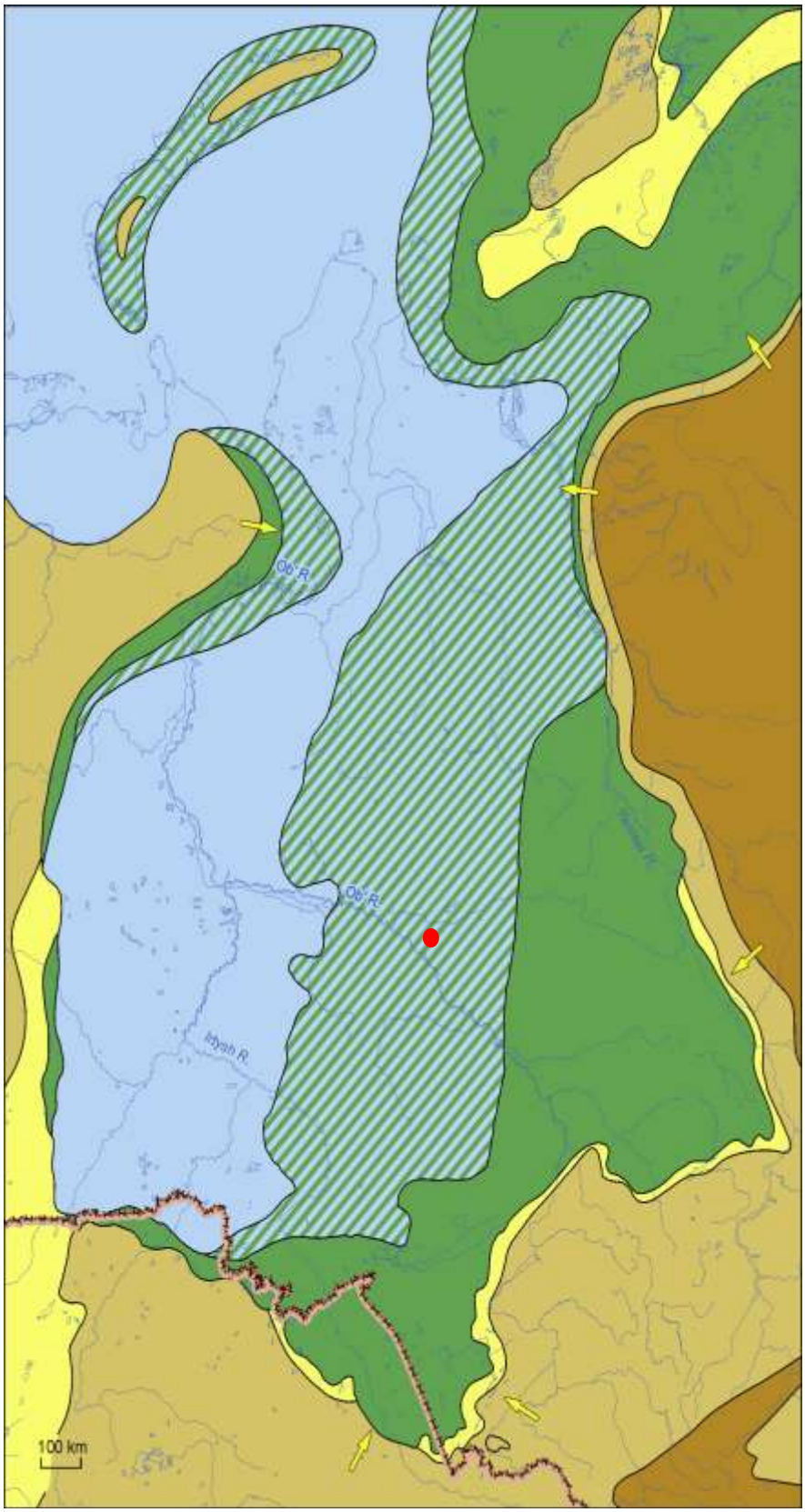


Рис. 4.21. Палеогеографическая схема Западной Сибири, сеноман [173]. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.10

Пласт ИП. Интервал глубин пласта составляет от 380 до 507 м. Характеристики литологии по таблице Ежовой А.В. – преобладают алевролиты, глины, немного мелкозернистых песчаников с алевролитами и глинами. Крупнозернистые и среднезернистые песчаники местами только в скважинах 23 и 50.

Определение фации по данным каротажей показало, что фация пласта ИП однозначно *глубоководно-морская*. Только в скважинах 23 и 50 пласт относиться к группе нетипичных фаций. Данные испытания пласта – получен незначительный приток пластовой воды из скважин 44.

Модель прогноза продуктивности фации глубоководно-морской – непродуктивный коллектор, ФЕС – по пористости 2–23 %, по проницаемости от 0,09 до 10 мД.

Таким образом, у*ровень достоверности прогноза С (%) = 100, число определения А =1.*

На рисунке 4.22 показано предполагаемое распространение на площади исследований фаций глубоководно-морского режима осадконакопления пласта ИП.

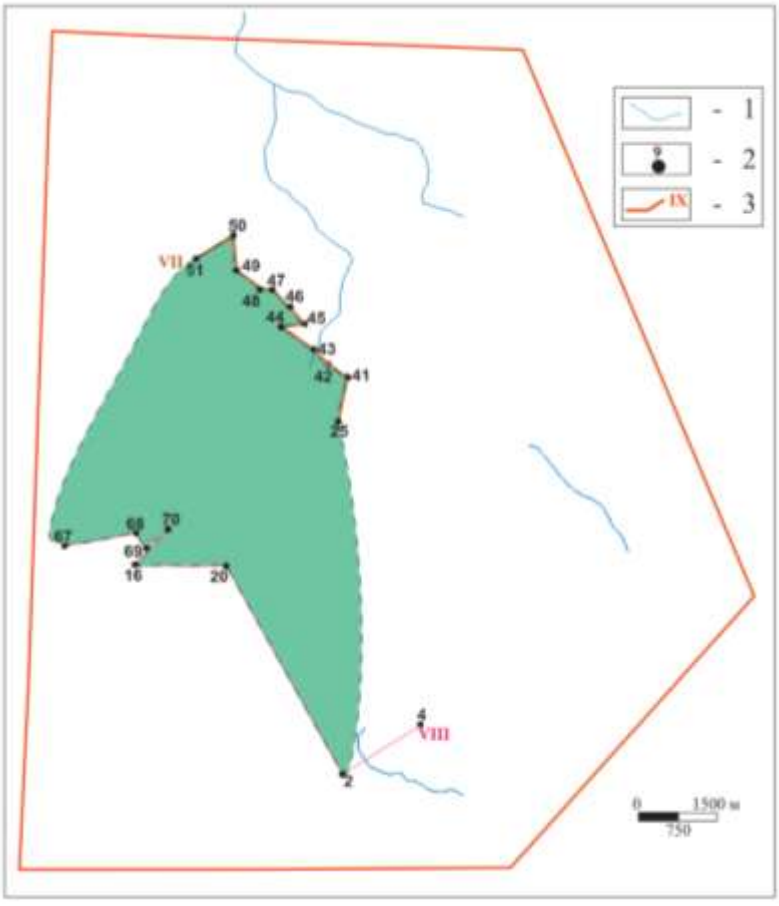


Рис. 4.22. Схема распространения фации глубоководно-морского режима осадконакопления отложений пласта ИП. Показаны линии корреляционных профилей и скважины, в которых анализировались каротажи пласта ИП. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.1

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пласта ИП (глубоководно-морская фация, сантон) с палеогеографической схемой кампана Западной Сибири (временем завершения накопления песчаного пласта ИП) А.Э. Конторовича с соавторами [173] показывает согласованность. На этой **региональной** схеме (рис. 3.23) площадь наших исследований находится в области относительно глубокого моря 25–100 м.*

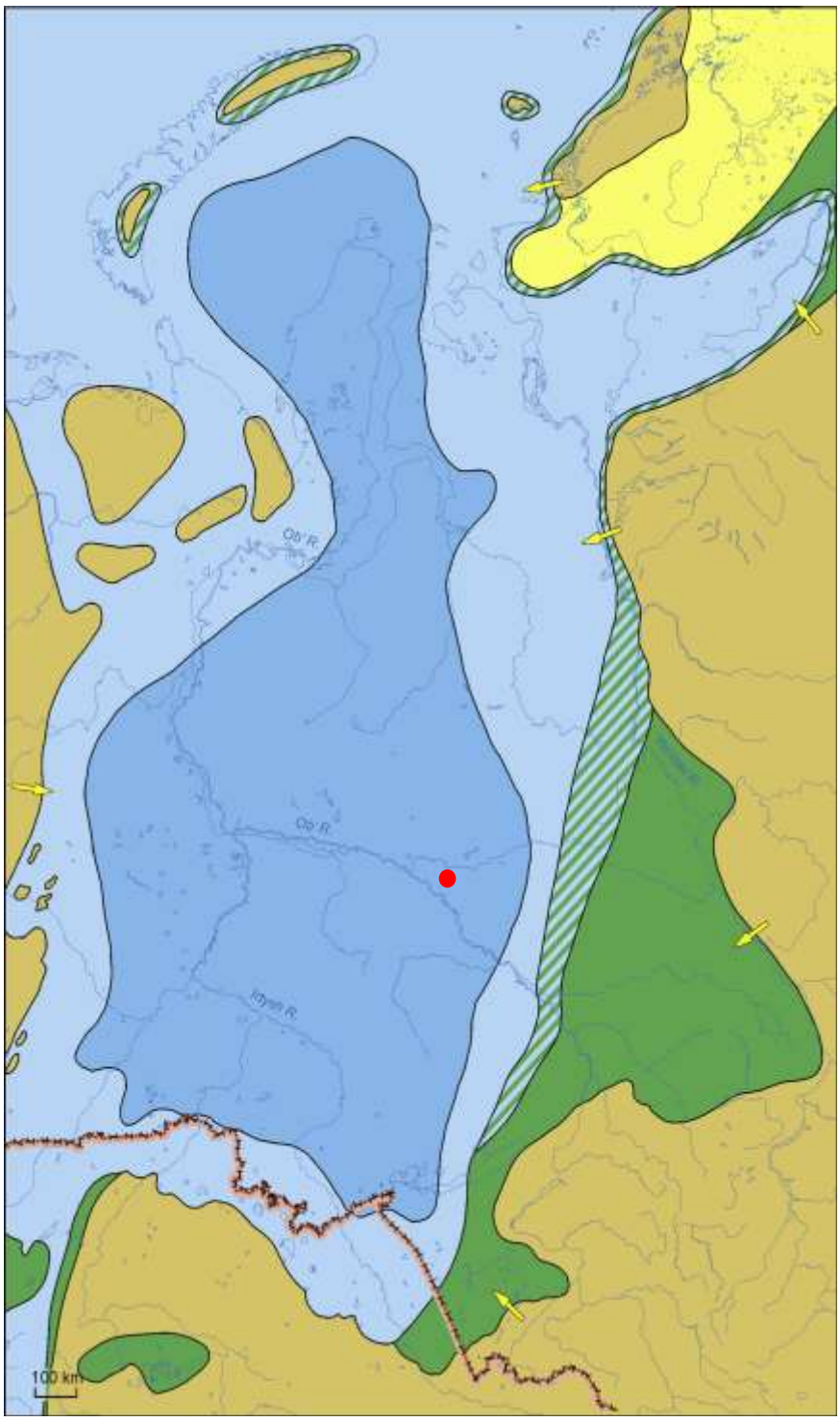


Рис. 4.23. Палеогеографическая схема Западной Сибири, кампан [173]. Расшифровка условных обозначений на рис. 4.10

4.4 Обсуждение результатов анализа и прогноза

При анализе и сопоставлении выявлены некоторые важные моменты. Один из них заключается в следующем. В «нормальных» условиях отложения пласта формируются в одной фации осадконакопления. Но оказалось, что по данным каротажа и литологии не всегда один пласт представлен только одной типичной фацией. Например, пласт $БВ_9^3$ представлен в скважинах 29, 30, 34 не типичной шельфовой фацией из-за присутствия алевролитов и глин. Также, в шельфовом пласте $БВ_9^2$ присутствуют алевролиты и глины в скважинах 16, 18, 19, 33, 34, 35. Пласт $БВ_7^2$ представлен в разных скважинах двумя разными фациями – в 18-ти скважинах пласт характеризуется как шельфовый, а в 15-ти скважинах характеризуется как дельтовый. Пласт $БВ_7^1$ представлен в разных скважинах двумя разными фациями – в 21-й скважине пласты характеризуются как шельфовые, а в 12-ти скважинах характеризуются как дельтовые. Пласт $БВ_7$ в основном определяется как шельфовой, но в 7-ми скважинах характеризуется как фация шельфовая нетипичная. Пласт $ПК_1$, в целом, прогнозируется как фация шельфовая, но в 1-ой скважине не согласуется с типичной фацией шельфовой. Все перечисленное свидетельствует о том, что в условиях юго-востока Западной Сибири отложения одного возраста (одного пласта) могли формироваться в разных фациальных условиях, что в итоге определило латеральную литолого-фациальную неоднородность пластов-коллекторов.

Сопоставление *авторского* локального прогнозирования фаций для верхнеюрских отложений (пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$) с региональной палеогеографической схемой оксфорда Западной Сибири А.Э. Канторовича и др. (2013) показало полную согласованность.

Также непротиворечивы сопоставления локального прогноза для меловых отложений (пласты $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$) с региональными палеогеографическими схемами Западной Сибири от берриаса до позднего валанжина А.Э. Канторовича и др. (2014).

Для пластов $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$ сопоставления локального прогноза с региональной палеогеографической схемой раннего апта Западной Сибири А.Э. Канторовича и др. (2014), в основном, непротиворечивы.

Судя по палеогеографической схеме сеномана Западной Сибири А.Э. Канторовича и др. (2014), результат локального прогноза для пласта $ПК_1$ не «вписывается» в региональную схему. По-видимому, на локальном участке прогноза имели место локальные особенности условий осадконакопления.

Возраст	Пласт, горизонт, свита	Фация (количество скважин, вскрывших пласт)	Уровень моря Т Р	Примечание (согласованность прогноза с результатами испытания пласта *С* (%); количество испытаний пласта *n*
Верхний мел	ИП	Глубоководно-морская (22)		*С*=100 (?), *n* =1
	Кузнецовская*	Морская [Решения …, 1999]		Прогноз не выполнялся
	$ПК_1$	Шельфовая, в 1-й скважине (из 23-х) – шельфовая не типичная		Прогноз не заверен
Нижний мел	$ПК_{18-20}$	Дельтовая (23)		*С*=100, *n* =1
	Кошайский*	Морская [Конторович и др., 1975]		Прогноз не выполнялся
	$АВ_1$	Дельтовая (26)		*С*=100, *n* =1
	$БВ_7$	Шельфовая, в 7-и скважинах (из 33-х) – шельфовая не типичная		*С*=100, *n* =4
	$БВ_7^1$	В 21-й скважине – шельфовая, в 12-и скважинах – дельтовая		*С*=100, *n* =10
	$БВ_7^2$	В 18-и скважинах – шельфовая, в 15-и скважинах – дельтовая		*С*=83, *n* =6
	$БВ_8$	Шельфовая (24)		Прогноз не заверен
	$БВ_9$	Шельфовая (1)		*С*=100 (?), *n* =1
	$БВ_9^1$	Шельфовая (5)		*С*=100, *n* =5
	$БВ_9^2$	Шельфовая, в 6-и скважинах (из 23-х) – шельфовая не типичная		*С*=90, *n* =10
	$БВ_9^3$	Шельфовая, в 3-х скважинах (из 17-и) – шельфовая не типичная		Прогноз не заверен
Верхняя юра	$Ю_1^1$	Дельтовая (14)		*С*=78, *n* =9
	$Ю_1^2$	Дельтовая (14)		*С*=100 (?), *n* =2
	$Ю_1^3$	Дельтовая (14)		Прогноз не заверен

Рис. 4.24 Сводная прогнозная характеристика процессов трансгрессии (Т)/регрессии (Р) на площади исследования. Звездочкой помечены отложения, для которых по интерпретационной методике А.В. Ежовой (2007) литология пласта представлена глинами и углями

Для пласта ИП (коньяк-сантон) сопоставление локального прогноза с региональной палеогеографической схемой кампана Западной Сибири А.Э. Канторовича и др. (2014) можно принять как непротиворечивое.

Далее, в ходе анализа на площади исследований установлены некоторые важные закономерности. Так, благодаря прогнозному определению типа фации, детализирована на локальной площади исследований схема процессов трансгрессии и регрессии, как по вертикали, так и по латерали, от более древних отложений $Ю_1^3$ (верхнеюрских) до молодых отложений ИП (верхнемеловых) – рисунок 4.24.

4.4 Выводы

1. Типы фаций седиментации юрско-меловых коллекторов, определенные на площади исследования по авторским моделям каротажей ПС, КС и ГК (конфигурация, диапазон кривых), не противоречат фактическим данным бурения и испытания пластов в глубоких скважинах. *В целом по площади исследований расчетный уровень достоверности прогноза фаций составил С(%)=92, при количестве случаев согласованности прогноза с данными испытания пласта А=46 и количестве случаев несогласованности прогноза с данными испытания пласта В=4, при общее количестве сопоставлений А+В=50.*
2. Сопоставление авторского локального прогнозирования фаций для верхнеюрских и меловых пластов с региональными палеогеографическими схемами Западной Сибири А.Э. Канторовича и др. (2013, 2014) показало хорошую согласованность.
3. Установлено, что определения состава литологии по каротажам с помощью методики интерпретации по А.В. Ежовой (2007) хорошо согласуются с результатами бурения. Таким образом, модель (таблицу) промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта по А.В. Ежовой (2007) можно применять для оценки литологии при отсутствии литолого-структурных анализов керна.
4. Кроме данных каротажей, испытаний пластов, корреляционных профилей разрезов скважин, было бы хорошо иметь для анализа и для более однозначной оценки достоверности прогнозирования еще и данные о ФЕС по пористости, проницаемости. К сожалению, автор не располагал такими данными.
5. Нет данных испытаний для каждого пласта, присутствующего в скважине. Без данных испытания пласта прогнозирование остается не заверенным. Вместе с тем, эти результаты прогнозирования (253-и интервала юрских и меловых пластов) могут быть использованы для планирования последующих промысловых работ.

6. Совокупность результатов заверенного и незаверенного прогноза (303-и интервала юрских и меловых пластов) позволила построить для площади исследований схемы латерального распределения фаций пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, $ПК_1$, ИП.

Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое положение: «Прогностические возможности моделей фаций терригенных отложений для оценки продуктивности юрско-меловых пластов-коллекторов юго-востока Западной Сибири».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях юго-востока Западной Сибири отложения одного пласта могли формироваться в разных фациальных условиях, что в итоге определило латеральную литолого-фациальную неоднородность пластов-коллекторов. Результаты анализа фаций позволяют дать детальную оценку характеристик резервуара.

Седиментационные структуры фаций хорошо выявляются в обнажениях пород и существуют в шлифах. Поэтому важен петрографический анализ керн для прогнозирования фаций. Анализ каротажных характеристик пластов позволяет повысить достоверность идентификации фаций.

Перспективность интегрирования способов фациального анализа для повышения достоверности и детальности оценки нефтегазоносности пластов и определило тему диссертационных исследований, а именно – *комплексирование двух способов фациального анализа, таких как анализ седиментационных структур и анализ каротажных кривых [174–181]*.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать 1-е защищаемое положение:

1. Определены основные типы седиментационные структуры терригенных отложений, которые являются важным параметром для идентификации фаций и оценки фильтрационно-емкостных свойств (продуктивности) пласта-коллектора.

2. Установлено, что турбидитовая и дельтовая фации это, как правило, высокопродуктивные коллекторы, ФЕС которых определяется благоприятными палеогеографическими условиями формирования.

3. Определены типовые каротажи методов ПС, ГК, КС фаций седиментации, которые дают дополнительную информацию, чтобы выделить коллектор и диагностировать его как определенную фацию**.**

4. Установлено, что фации турбидитовая и дельтовая достаточно уверенно выделяются и идентифицируются на каротажных диаграммах только с привлечением структурного анализа.

5. Показано, что комплексный структурный анализ и анализ каротажей терригенных пластов позволяют прогнозировать зону распространения однотипных фаций и качество коллекторов.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать 2-е защищаемое положение:

1. Определено, что эпигенетические процессы, как правило, приводят к изменению величины и структуры пустотности осадочной горной породы. Наиболее благоприятные

эпигенетические процессы для улучшения ФЕС осадочных горных пород (высокой проницаемости и пористости, одновременно) – это выщелачивание и альбитизация.

2. Установлено, что вторичные изменения осадочных пород по существу являются «фациальными». Они нередко присущи таким отложениям, для которых по условиям седиментации и диагенеза вторичные минеральные и структурные ассоциации принадлежат к «запрещенным».

3. Показано, что наибольшей продуктивностью (пористость, проницаемость) обладает сложнопостроенный коллектор «фации» каверново-порового типа, сформированный эпигенетическим процессом выщелачивания.

4. Показано, что «фация» каверново-порового типа коллектора достаточно уверенно выделяется (диагностируются) методами ГИС – (ННК-Т-БК, ННК-Т-АК), «фация» трещинного тип коллектора идентифицируется по данным каротажа методами БК, НГК и АК, «фацию» трещинно-порового типа коллектора можно распознавать по кривым БК, ННК, ГГК и АК, осложнение каротажных кривых проявляются при «фации» трещинно-кавернового типа коллектора.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать 3-е защищаемое положение:

1. На 70-ти скважинах одной из площадей юго-востока Западной Сибири применены модели каротажей ПС, КС и ГК типовых фаций седиментации, прогноз сопоставлен с фактическими данными бурения и испытания пластов.

2. *В целом по площади исследований расчетный уровень достоверности прогноза фаций составил С(%)=92, при количестве случаев согласованности прогноза с данными испытания пласта А=46 и количестве случаев несогласованности прогноза с данными испытания пласта В=4, при общее количестве сопоставлений А+В=50.*

3. Сопоставление авторского локального прогнозирования фаций для верхнеюрских и меловых пластов с региональными палеогеографическими схемами Западной Сибири А.Э. Конторовича и др. (2013, 2014) показало хорошую согласованность.

4. Установлено, что модель промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта по А.В. Ежовой (2007) можно применять для оценки литологии при отсутствии литолого-структурных анализов керна.

5. Совокупность результатов заверенного и незаверенного прогноза (303-и интервала юрских и меловых пластов) позволила построить для площади исследований схемы латерального распределения фаций пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, $ПК_1$, ИП.

ЛИТЕРАТУРА

1 Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л., Прохорова П.Н. Сравнительный анализ фрагментов мезозойской континентальной окраины Востока Азии: прогибов Кындалского (Буреинский бассейн, Россия) и Суйбин (бассейн Саньцзян, Китай) // Тихоокеанская геология. – 2014. – Т. 33. – № 6. – С. 16–33.

2 Маргулис Л.С., Семенов В.П., Родина Т.В. Прогноз распространения литологических ловушек углеводородов в терригенных отложениях венда северо-запада Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/16_2015.pdf (Дата обращение: 21.07.2015).

3 Чернова О.С. Палеогеографические условия формирования верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 72–79.

4 Белозеров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 123–130.

5 Рединг Х., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А., Эллиот Т., Шрейбер Б.Ш., Джонсон Г.Д., Болдуин К.Т., Селлвуд Б.У., Дженкинс Х.К., Стоу Д.А.В., Эдуардз М., Митчелл А.Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.

6 Чернова О.С. Седиментология резервуара. – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2004. – 453 с.

7 Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка: В 2-х т. Т. 2. Пер. с англ. – М.: Мир, 1987. – 400 с.

8 Меркулова Т.В., Развозжаева Е.П. Анализ фаций в кайнозойских грабенах Среднеамурского осадочного бассейна методами сейсмо- и электроразведки // Тихоокеанская геология. – 2007. – Т. 26. – № 4. – С. 34–52.

9 Берзин А.Г., Ситников В.С., Берзин С.А. Опыт использования спектрально-глубинных разверток данных каротажа для решения нефтепоисковых задач на Сибирской платформе // Каротажник. – 2011. – № 8. – С. 10–24.

10 Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

11 Белозеров В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 116–123.

12 Walker R.G. Facies Models – Response to sea level change. – Canada: Love printing service Ltd., 1992. – 409 p.

13 Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 147 с.

14 Карогодин Ю.М., Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыльков С.А., Плесовских И.А. Проблема индексации и номенклатуры продуктивных горизонтов юры и неокома Западной Сибири и пути ее решения (системно-литмологический аспект) // Геология нефти и газа. – 2003. – № 2. – С. 40–46.

15 Slatt R.M. Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists and engineers. Handbook of petroleum exploration and production. – Amsterdam: Elsevier, 2006. – 473 p.

16 Ежова А.В. Применение системного анализа для расчленения и корреляции юрских терригенных разрезов на месторождениях углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 1. – С. 59–63.

17 Перевертайло Т.Г. Реконструкция условий осадконакопления пласта $Б_{10}$ Гураринско-Соболиного месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2011 – Т. 319. – № 1. – С. 142–146.

18 Конторович А.Э., Конторович В.А, Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

19 Конторович В.А, Лапковский В.В., Лунев Б.В. Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 65–72.

20 David W. Houseknecht, Christoper J. Schenk. Seismic facies analysis and hydrocarbon potential of Brookian strata. USGS open file report 98-34 - the oil and gas resources potential 1002 area, Arctic national wildlife refuge assessment team, USGS. – USA.: USGS, 1999. – 60 p.

21 Babangida M. Sarki Yandoka, Abubakar M.B., Wan Hasiah Abdullah, Amir Hassan M.H., Bappah U. Adamu, John S. Jitong, Abdulkarim H. Aliyu, Adebanji Kayode Adegoke. Facies Analysis, paleoenvironmental reconstruction and stratigraphic development of the early cretaceous sediments (lower Bima member) in the Yola sub-basin, Northern Benue through, NE Nigeria // Journal of African earth sciences. – 2014. – № 96. – pp. 168–179.

22 Michel Cremer, Dorrik A.V. Stow. Sedimentary structures of fine-grained sediments from the Mississippi fan: thin section analysis // Deep sea drilling project reports and publications. – 1986. – Vol. 96. – No 24. – pp. 519–532. – URL: http://www.deepseadrilling.org/96/volume/dsdp96_24.pdf (Дата обращения: 15.07.2015)

23 Brown L.F.Jr., Cleaves II A.W., Erxleben A.W. Pennsylvania depositional systems in North-Central Texas. University of Texas at Austin. Bureau of economic geology guidebook 14. – Texas: Bureau of economic geology, 1973. – 122 p.

24 Ежова А.В. Литология. 2-е издание. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 336 с.

25 Einsele Gerhard. Sedimentary basins. Evolution, facies, and sediment budget. – Germany: Springer-verlag Berlin Heidelberg, 1992. – 615 p.

26 Бгатов В.И. Российская академия наук. Сибирское отделение. Труды объединенного института геологии, геофизики и минералогии. Вып. 815. Осадочные породы. Сравнительная седиментология. – Новосибирск: ВО Наука, 1994. – 200 с.

27 Heip C.R., Craeymeersch J.R. Benthic community structures in the North Sea // Helgoländer Meeresuntersuchungen. – 1995. – No 49. – pp. 313–328.

28 Dauwe B.E, Middelburg J.J. Amino acids and hexosamines as indicators of organic matter degradation state in North Sea sediments // Limnology and oceanography. – 1998. – No 43(5). – pp. 782–798.

29 Jahnke R.A., Jahnke D.B. Calcium carbonate dissolution in deep sea sediments: Reconciling microelectrode, pour water and benthic flux chamber results // Geochimica et cosmochimica acta. – 2004. – Vol. 68. – No 1. – pp. 47–59.

30 De Haas H., van Weering T.C.E., de Stigter, H. Organic carbon in shelf seas: sinks or sources, processes, and products // Continental shelf research. – 2002. – No 22. – pp. 691–717.

31 Huettel M., Rusch A. Transport and degradation of phytoplankton in permeable sediment // Limnology and oceanography. – 2000. – No 45 (3). – pp. 534–549.

32 Fries, J.S., Trowbridge J.H. Flume observations of enhanced fine-particle deposition to permeable sediment beds // Limnology and oceanography. – 2003. – No 48 (2). – pp. 802–812.

33 Posamentier H.W. Depositional elements associated with a basin floor channel-levee system: case study from the Gulf of Mexico // Marine and petroleum geology. – 2003. – Vol. 20. – pp. 677–690.

34 Posamentier H.W., Kolla V.E. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings // Journal of sedimentary research. – 2003. – Vol. 73. – pp. 367–388.

35 Prather B.E. Controls on reservoir distribution, architecture and stratigraphic trapping in slope settings // Marine and petroleum geology. – 2003. – Vol. 20. – pp. 529–545.

36 Prather B.E. et al. Classification, lithologic calibration and stratigraphic succession of seismic facies from intraslope basins, deep water Gulf of Mexico, USA // American association of petroleum geologists bulletin. – 1998. – Vol. 82. – pp. 701–728.

37 Walker R.G. Review of geometry and facies organization of turbidites and turbidite-bearing basins // Spec. Pap. Geol. Ass. Can. – 1970. – No 7. – pp. 219–251.

38 Harms J.C, Fahnslock R.K. Stratification, bed forms and flow phenomena (with an example from the Rio Grande). In "Primary sedimentary structures and their hydrodynamic interpretation" (G.V. Middleton, Ed.) // Spec. Publs Soc.eco. Paleont. – Miner, Tulsa. – 1965. – No 12. – pp. 84–155.

39 Hubert J.F. Textural evidence for deposition of many western N. Atlantic deep sea sands by ocean bottom currents rather than turbidity currents // J. Geol. – 1964. – No 72. – pp. 757–785.

40 Walker R.G. Upper flow regime bedforms in turbidites of Hatch formation, devonian of New York State // J. Sedim. Petrol. – 1967. – No 37. – pp. 1052–1058.

41 Skipper K. Antidune cross-stratification in turbidite sequence, Cloridorme formation. Gaspe. Quebec // Sedimentology. – 1971. – No 17. – pp. 51–68.

42 Walker R.G. Review of geometry and facies organization of turbidites and turbidite-bearing basins // Spec. Pap. Geol. Ass. Can. – 1970. – No 7. – pp. 219–251.

43 Popov A.I. Les loess et depots loessoides. produit des process cryolithogenes // Biult. Perygl. – 1972. – No 24. – pp. 193–200.

44 Payne R.R., Conolly J.R., Abbout W.H. Turbidite muds within diatom ooze off Antartica: Pleistocene sediment variation defined by closely spaced piston cores // Bull. Geol. Soc. Am. – 1972. – No 83. – pp. 481–486.

45 Bouma A.H. Sedimentology of some flysch deposits, a graphic approach to facies interpretation. – Amsterdam: Elsevier, 1962. – 168 p.

46 Селли Р.Ч. Введение в седиментологию. – М.: Недра, 1981. – 370 с.

47 Katzung G., Obst K. The sandstone dyke swarm of Vang, Bornholm (Denmark) // B. Geol. Soc. Den. – 1997. – No 44. – pp. 161–171.

48 MacDonald Robin, Hardman Douglas, Sprague Ronald, Meridji Yacine, Mudjiono Witjaksono, Galford James, Rourke Marvin, Dix Michael, Kelton Michael. Using elemental geochemistry to improve sandstone reservoir characterization: A case study from the Unayzah A interval of Saudi Arabia // SPWLA 51st Annual Logging Symposium. Perth, 19-23 June 2010. – Perth, 2010. – 16 p. – URL: http://www.chemostrat.com/wp-content/uploads/2013/09/MacDonald-et-al.-2010.-Using-Elemental-Geochemistry-to-improve-sandstone-reservoir-characterization-Saudi-Arabia..pdf (Дата обращение: 1.11.2014).

49 Lupe Robert, Ahlbrandt T.S. Sandstone geometry, porosity and permeability distribution, and fluid migration in eolian system reservoirs. United States department of the interior geological survey. Open-file report 75–357. – United States: USGS, 1975. – 23 p.

50 Gandhi Ankur, Verdin-Carlos Torres, Voss Ben, Gabulle Johnny, Seminario Federico. Construction of reliable static and dynamic multi-layer petrophysical models in Camisea gas reservoir, Peru // SPWLA 51st Annual Logging Symposium. Perth, 19-23 June 2010. – Perth, 2010. – 16 p. – URL: http://uts.cc.utexas.edu/~cefe/CFE%20PDFs/1_2010SPWLAAnkur.pdf (Дата обращение: 1.11.2014).

51 Пушкарева М.М. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности парфеновского горизонта Ангаро-Ленской ступени и Ботуобинского горизонта северо-востока Непско-Ботуобинской антиклизы. Материалы Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 80-летию академика А.Э. Конторовича. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Новосибирск. – 2014. – С. 119–121. – URL: http://www.ipgg.sbras.ru/ru/Files/publications/aek80/AEK80-110-112.pdf (Дата обращение: 29.10.2014).

52 Люгай Д.В., Пантелеев Г.Ф., Николаева Л.Е. К вопросу о литологофациальном анализе юрских отложений территории Южного Приаралья и Юго-Восточного Устюрта в связи с их нефтегазоносностью // Вести газовой науки. Научно-технический сборник. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – 2010. – Вып. № 1 (4). – С. 193–215. – URL: http://www.vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/193-215-1001-geo-v30.pdf (Дата обращение: 29.10.2014).

53 Пушкарева М.М., Хабаров Е.М., Вараксина И.В. Литологическая характеристика парфеновского и ботуобинского продуктивных горизонтов венда Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антиклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 78–83.

54 Gravestock D.I., Alexander E.M., Morton J.G.G., Sun Xiaowen. Reservoirs and seals // Petroleum Geology – Cooper basin. – Vol. 4. – pp. 157–179. – URL: http://www.pir.sa.gov.au/__data/assets/pdf_file/0019/27352/vol4-10.pdf (Дата обращение: 29.10.2014).

55 Thomas C.C.Jr., Craig D. Morgan, Kevin P. McClure. Nine Mile Canyon, Raven Ridge, Price Canyon, and the Wasatch and Gunnison plateaus - outcrop analogs for the tertiary Green River formation reservoirs, Uinta basin. – 2004. – http://files.geology.utah.gov/emp/pump/pdf/poster5.pdf (Дата обращения: 30.07.2014)

56 Bartberger C.E., Dyman T.S., Condon S.M. Is there a basin-centered gas accumulation in Cotton Valley group sandstones, Gulf Coast basin, USA? // United States geological survey bulletin 2184-D. – February 2002. – Version 1.0. – pp. 1–38.

57 Okiotor M.E., Imasuen I.O., Etobro A.A.I. Reservoir evaluation of well A, field Y, North-Eastern Niger delta: a case of a problematic sandstone // Advances in applied science research.

Pelagia research library. – 2011. – No 2 (3). – pp. 114–126. – URL: http://pelagiaresearchlibrary.com/advances-in-applied-science/vol2-iss3/AASR-2011-2-3-114–126.pdf (Дата обращение: 29.10.2014).

58 Odoh B.I., Onyeji J., Utom A.U. The integrated seismic reservoir characterization (ISRC), study in Amboy field of Niger delta oil field - Nigeria // Geosciences. – 2012.–No 2(3).– pp. 60–65.

59 Ben-Awuah Joel, Padmanabhan Eswaran. Abstract: Porosity and Permeability Modifications by Diagenetic Processes in Fossilferous Sandstones of the West Baram Delta, Offshore Sarawak // Academic research online publisher. – 2014. – URL: http://www.aropub.org/journals/international-journal-of-petroleum-and-geoscience-engineering-ijpge/ijpge-archive/abstract-porosity-and-permeability-modifications-by-diagenetic-processes-in-fossilferous-sandstones-of-the-west-baram-delta-offshore-sarawak/ (Дата обращение: 29.10.2014).

60 Andrews R.D. Fluvial-Dominated Deltaic (FDD) oil reservoirs in Oklahoma: The Morrow play. – Oklahoma: Oklahoma geological survey special publication 95-1, 1995. – 67 p.

61 Резников А.Н., Назаренко В.С., Нариманянц С.В. Ярошенко А.А. Вероятностно-статическое моделирование преобразований терригенных коллекторов в зоне катагенеза // Геология нефти и газа. – 2001. – № 1. – URL: http://geolib.ru/OilGasGeo/2001/01/Stat/stat06.html (Дата обращение: 29.10.2014).

62 Ким Б.И., Евдокимова О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газ. – 2007. – № 2. – URL: http://www.vipstd.ru/gim/content/view/472/77/ (Дата обращение: 29.10.2014).

63 Amy L.A., Peachey S.A., Gardiner A.A., Talling P.J. Prediction of hydrocarbon recovery from turbidite sandstones with linked-debrite facies: Numerical flow-simulation studies // Marine and petroleum geology. – 2009. – No 26. – pp. 2032–2043.

64 Дрибус Дж.Р., Джексон М.П.А., Капур Джерри. Смит М.Ф. Сокровища под соляными толщами // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – 21 с. – URL: http://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield_review/russia08/aut08/01_prizebeneathsalt.pdf (Дата обращение: 29.10.2014)

65 Plantevin Matthieu. Characterization of the 3-D properties of the fine-grained turbidite 8 sand reservoir, Green canyon 18, Gulf of Mexico. Thesis master of science. – Texas: Texas A&M University, 2002. – 58 p.

66 Anderson R.N., Boulanger Albert. Prospectivity of the ultra-deepwater Gulf of Mexico. Lean energy initiative, Lamont-Doherty earth observatory, Columbia University. – 2010. – 21 p. – URL: http://leanenergy.ldeo.columbia.edu/docs/UltraDeep%20Prosp%2010-22-02.pdf (Дата обращение: 30.10.2014).

67 Bruhn C.H.L. Constrating types of Oligocene / Miocene, giant turbidite reservoirs from deep water Campos basin, Brazil. 2001-2002 American association of petroleum geologists distinguished lecture. – URL: http://archives.aapg.org/education/dist_lect/slides/2001_02/bruhn.pdf (Дата обращение: 30.10.2014).

68 Hardman R.F.P. Chalk reservoirs of the North Sea // Bulletin of the geological society of Denmark. – 1982. – Vol. 30. – pp. 119–137. – URL: http://2dgf.dk/xpdf/bull30-03-04-119-137.pdf (Дата обращение: 30.10.2014).

69 Корост С.Р., Шарафутдинов В.Ф. Перспективы поиска литологически экранированных ловушек в нижнечокракских отложениях Дагестанского сектора Текрско-Каспийиского передового прогиба // Петрофизическое моделирование осадочных пород. Материалы 2013 конференции Балтийского школа-семинара. – Москва: ООО "Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В.Ломоносова", 2013. – С. 1–2. – URL: http://petromodel.ru/fileadmin/user_upload/petromodel_site/docs/2013/Theses_2013/20_1_03_korost_annotation.pdf (Дата обращение: 30.10.2014).

70 Колпенская Н.Н., Низяева И.С., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бакуев О.В., Найденов Л.Ф. Обстановки осадконакопления продуктивных горизонтов верхнеюрских и нижнемеловых отложений восточного борта Большехетской впадины Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2014. – № 6. – С. 2–10.

71 Журавлев. А.В. Седиментационная модель области сочленения Елецкой и Лемвинской формационных зон приполярного Урала в пограничном девонско-каменноугольном интервале // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4. – С. 1–25. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/59_2012.pdf (Дата обращение: 15.05.2015).

72 Айдамирова З.Г. Литолого-палеогеографические критерии нефтегазоносности Понт-Мэотических отложений северного борта Западно-Кубанского прогиба. Диссертация – на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Специальность: 25.00.12. – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – Грозный. – 2014. – 169 с.

73 Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. – М: Недра, 1989. – 287 с.

74 Gluyas Jon., Swarbrick Richard. Petroleum geoscience. – Singapore: Blackwell, 2006. – 349 p.

75 Nielsen L.H. Late Triassic-Jurassic development of the Danish basin and the Fennoscandian border zone, southern Scandinavia. – URL: http://www.geus.dk/publications/bull/nr1_p459-526.pdf (Дата обращения 8.04.2014).

76 McHargue T., Pyrcz M.J., Sullivan M.D., Clark J.D., Fildani A., Romans B.W., Covault J.A., Levy M., Posamentier H.W., Drinkwater N.J. Architecture of turbidite channel systems on the

continental slope: Patterns and predictions // Marine and petroleum geology. – 2011. – Vol. 28. – pp. 728–743.

77 Weimer P., Slatt R.M. Introduction to the petroleum geology of deepwater settings. – United States: American association of petroleum geologists studies in geology series (CD book), 2006. – 816 p. – URL: http://www.bergan.com/Downloads/DWElementsOverview.pdf (Дата обращения 8.04.2014).

78 Попов А.Ю., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Ян П.А. Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части широтного Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта $Ю_2$ // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 777–786.

79 Wood H.S. Seismic expression and geological significance of a lacustrine delta in neogene deposits of the Western Snake river plain, Idaho // American association of petroleum geologists bulletin. – 1994. – Vol. 78. – No 1. – pp. 102–121. URL: https://earth.boisestate.edu/swood/files/2010/08/Wood-1994-AAPG.pdf (Дата обращение: 1.11.2014).

80 Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского Бассейна // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11. – URL: http://geolib.ru/OilGasGeo/1999/11/Stat/stat04.html (Дата обращения 9.04.2014).

81 Pinous O.V., Levchuk M.A., Sahagian D.L. Regional synthesis of the Neocomian complex of West Siberia: Sequence stratigraphic framework // American association of petroleum geologists bulletin. – 2001. – Vol. 85. – No 10. – pp. 1713–1730.

82 Mikada H., Becker, K., Moore J.C., Klaus, A., et al. Chapter 3, Site 1173. Shipboard scientific party. // Proceedings of the ocean drilling program, initial reports. – 2002. – Vol. 196. – pp. 1–97. – URL: http://www-odp.tamu.edu/publications/196_IR/VOLUME/CHAPTERS/IR196_03.PDF (Дата обращение: 1.12.2014).

83 Famakinwa, Shanmugan S.B., Hodgkinson G., Blundell L.C. Deep water slump and debris flow dominated reservoirs of the Zafiro Field area, offshore Equatorial Guinea // In: Offshore West Africa conference and exhibition, Libreville, Gabon. 5–7 November 1996. – Gabon, 1996. – pp. 1–14.

84 Баженина О.А. Особенности осадконакопления и литологические типы пород Баженовской свиты на территории Широтного Приобья (Западная Сибирь) // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – Июнь. – С. 161–164. – URL: http://sun.tsu.ru/mminfo/000063105/335/image/335-161.pdf (Дата обращение: 1.12.2014).

85 Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.

86 Япаскурт О.В. Стадиальный анализ литогенеза: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1994. – 142 с.

87 Ушатинский И.И, Бабицын П.К, Бачурин А.К, и др. Методика и результаты изучения минералогии глин продуктивных отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью // Тр. ЗАПСибНИГНИ. – Тюмень, 1970. – Вып. 35. – 314 с.

88 Япаскурт О.В. Литология: учебник для сту. высш. Учеб. Заведений. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 336 с.

89 Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. – Т. I–III. – Москва, 1962.

90 Von Engelhardt W. Der Porenraum der sediment. – Berlin: Springer, 1960. – 1. – 207 p.

91 Zullig H. Sedimente als ausdruck des zustandes eines gewassers // Schweizerische zeitschrift für hydrologie. – 1956. – Vol. 18. – No 1. – 143 p. – URL: http://e-collection.library.ethz.ch/eserv/eth:35490/eth-35490-02.pdf (Дата обращения 30.07.2014).

92 Япаскурт О.В. Предметаморфические изменения осадочных пород в стратисфере: Процессы и факторы. – М.: ГЕОС, 1999. – 260 с.

93 Прошляков Б.К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 232 с.

94 Смехов Е.М., Дорофева Т. В. Вторичная пористость горных пород коллекторов нефти т газа. – Л.: Недра, 1987. – 96 с.

95 Тумашов И.В. Влияние постседиментационных процессов на формирование коллекторских свойств венд-нижнекембрийских карбонатных отложений Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1. – С. 1–21. – URL: http://ngtp.ru/rub/4/1_2013.pdf

96 Гимд Л.П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород-коллекторов. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – Т. 1. – № 7. – С. 1–23. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/8/07.pdf

97 Шашин С.Г., Примина С.П. Нефтегазовая литология: Конспекты лекций. – Иркутск: Издательство Иркутского государственного университета, 2009. – 99 с.

98 Губина Е.А. Перспективные объекты нефтегазопоисков в венд-нижнекембрийских карбонатных отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – № 3. – С. 1–12. – URL: http://ngtp.ru/rub/4/38_2012.pdf

99 Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – № 1. – С. 93–98.

100 Вотинцев А.Н. Трещиноватость коллекторов Юрубено-Тохомской зоны газонефтенакопления (Сибирская платформа). Автореферат дис. … кандидат геолого-минералогических наук: 04.00.17. – Новосибирск, 1992. – URL: http://earthpapers.net/treschinovatost-kollektorov-yurubcheno-tohomskoy-zony-gazoneftenakopleniya-sibirskaya-platforma (Дата обращения 30.07.2014).

101 Гуськов Д.В. Прогноз зон развития трещиноватости карбонатных коллекторов с целью повышения эффективности разработки залежи 302-303 Ромашкинского месторождения. Автореферат дис. … кандидат геолого-минералогических наук: 25.00.12. – Санкт-Петербург, 2013. – URL: http://www.vnigri.spb.ru/structure/dissertatio/GuskovDV_avtoref.pdf (Дата обращения 30.07.2014).

102 Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

103 Абросимова О.О., Запивалов Н.П., Рыжкова С.В. Формирование коллекторов в палеозойских карбонатных отложениях Малоичского месторождения нефти // Геология нефти и газа. – 1999. – № 9. – URL: http://geolib.ru/OilGasGeo/1999/09/Stat/stat07.html (Дата обращения 30.07.2014).

104 Шакиров В.А. Изучение геолого-промысловых особенностей сложнопостроенных карбонатных коллекторов семилукского и мендымского горизонтов. (на примере Ромашкинского месторождения) Автореферат дис. … кандидат геолого-минералогических наук: 25.00.12 – Казань, 2006. – URL: http://ranky.ru/2-kurs/izuchenie-geologopromyslovykh-osobennostei-slozhnopostroennykh-karb/ (Дата обращения 30.07.2014).

105 Лемешко М.Н., Жуковская Е.А., Вараксина И.В. Связь нефтенасыщения карбонатных коллекторов с процессами формирования пустотного пространства (на примере древних отложений Восточной Сибири) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 93–98.

106 Шибина Т.Д., Гимд Л.П., Танинская Н.В., Никитин Ю.И. Литология и прогноз коллекторов в колганской толще Вахитского месторождения Кичкасской площади Юга Оренбургской области. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – № 21. – С. 1–22. – URL: http://ngtp.ru/rub/8/021.pdf

107 Все о геологии. Ангидритизация. Геологический словарь. – Т. 1, 2. – М.: Недра, 1978. – URL: http://wiki.web.ru/wiki/%D0%90%D0%BD%D0%B3%D0%B8%D0%B4%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F (Дата обращения 25.07.2014).

108 Заровнятных А.Н. Физико-литологические особенности пласта Б-VII Имбинской площади. // Сборник тезисов докладов. XVIII научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов – Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири. – ТюменНИИНИПРОГАЗ.: Тюмень. – 2014. – С. 17–18.

109 Тумашов И.В. Резервуары нефти и газа в венде и кембрии Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции // Сборник доклад ИНГГ СО РАН - Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 80-летию академика А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2014. – С. 77–80.

110 Мельник И.А. Соотношение временных параметров геохимического процесса наложенного эпигенеза и "золотое сечение" // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 5. – С. 30–39.

111 Шалдыбин М.В. Геохимические критерии оценки влияния процессов наложенного эпигенеза на фильтрационно-емкостные свойства обломочных пород-коллекторов (на примере нефтяных месторождений Томской области). Автореферат дис. … кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.09. – Томск, 2005. – 22 с.

112 Кочетков С.И. Особенности изменения фильтрационно-емкостных свойств терригенных образований Лычковского месторождения // Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур «Сейсмо-2012». – URL: http://ukrdgri.thecatontheflat.kiev.ua/uploaded_files/cs-2012_kochetkov_paper.pdf (Дата обращения 30.07.2014).

113 Воробьев В.С. Оценка проницаемости песчаников венда по данным ГИС и петрофизических исследований (на примере месторождений Непско-Ботуобинской и Ангаро-Ленской НГО) Автореферат дис. … кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12. – Новосибирск, 2011. – URL: http://earthpapers.net/otsenka-pronitsaemosti-peschanikov-venda-po-dannym-gis-i-petrofizicheskih-issledovaniy (Дата обращения 30.07.2014).

114 Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. – Санкт Петербург: Недра, 2004. – 396 с.

115 Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Модель формирования промышленно значимых нефтяных залежей в известняках нижнего и среднего карбона Волго-Уральской антеклизы. // Геология нефти и газа. – 2006. – № 6. – URL: http://www.vipstd.ru/gim/content/view/174/262/ (Дата обращения 30.07.2014).

116 Козина Е.А., Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Основные типы карбонатных коллекторов нефти турнейского яруса Республики Татарстан // Нефтегазовое дело. – 2005. – Т. 3. – С. 9–16.

117 Куклина Е.Т., Вафин Р.Ф. Изучение вторичных процессов в карбонатных породах-коллекторах сверхвязких нефтей казанского яруса Пермской системы по данным изучения шлифов кернового материала (на примере скважины 7120 Бурейкинской площади) // Сборник материалов труды XVII международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск. – 2012. – Т. 1. – С. 289–291. – URL: http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2012/C11/V1/125.pdf (Дата обращения 30.07.2014).

118 Мельник И.А., Лейкам Р.А., Беряльцева Т.К. Выявление вторичных геохимических процессов в песчаных коллекторах на основе стандартного комплекса ГИС // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1с. – С. 58–62.

119 Мордвинцев М.В., Видик С.В. Литого-петрофизические особенности продуктивных пластов $БС_{10}$-$БС_{11}$ Дружного месторождения // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – URL: http://promvest.info/biblioteka/catalognauka.php?ELEMENT_ID=38050 (Дата обращения 25.07.2014).

120 Шенделева К.В. Влияние литологических параметров пласта $АС_{12}$ одного из месторождений Широтного Приобья на фильтрационно-емкостные свойства коллектора // Сборник Материалов труды XVII международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск. – 2013. – Т. 1. – С. 340–342.

121 Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М.: Недра, 1973. – 304 с.

122 Ермолов В.А., Тищенко Т.В. Оценка и прогноз геоиндикаторов для обоснования физико-химических геотехнологий разработки рудных месторождений. Материалы научной конференции «Физико-химическая геотехнология». Москва 12-13 Ноябрь 2013 г. – Москва, 2013. – С. 15–16. – URL: http://www.miningexpo.ru/news/25760?showyear=2007. (Дата обращения 25.07.2014).

123 Гурбанов В.Ш. Некоторые петрографические и минералогические данные о погребенных варцейских гранитах Южного Мангышлака // Вестник Бакинского университета. – 2006. – № 3. – С. 131–136. – URL: http://static.bsu.az/w8/Xeberler%20Jurnali/Tebiet%202006%203/131-136.pdf (Дата обращения 30.07.2014).

124 Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.

125 Вараксина И.В., Хабаров Е.М., Кротова М.М. Особенности строения порового пространства вендского терригенного коллектора Среднеботуобинского месторождения. // Сборник материалов VI Международного научного конгресса – Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. ГЕО-СИБИРЬ-2010. – Т. 2. – Новосибирск: Сибирская Государственная Геодезическая Академия. – 2010. – Ч. 1. – С. 132–136.

126 Коробов А.Д., Коробова Л.А. Вторичные альбиты в терригенных коллекторах Западной Сибири – индикаторы нефтегазоперспективных участков // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 1. – С. 27–32.

127 University of Vermont. CM0610E2 jpg. UVM teaching petrography, 2005. – URL: https://badger.uvm.edu/xmlui/handle/2051/3911 (Дата обращения 25.07.2014).

128 Ademso O.A. Deformation traits in the Charnockitic Rocks of Akure Area, southwestern Nigeria // Asian journal of earth science. – 2009. – Vol. 2. – pp. 113–120. – URL: http://scialert.net/qredirect.php?doi=ajes.2009.113.120&linkid=pdf (Дата обращения 25.07.2014).

129 Railsback L.B. Atlas of pressure dissolution features. Alpena, Michigan, USA. – URL: http://www.gly.uga.edu/railsback/PDFimage0202.html (Дата обращения 25.07.2014).

130 Кварц осадочных пород. Окремнение раздробленной глинисто-карбонатной породы. Западная Сибирь, Сыморьяхское месторождение, абалакская свита. – URL: http://lithology.ru/node/391 (Дата обращения 25.07.2014).

131 Коновальцева Е.С. Вторичные процессы в породах-коллекторах продуктивных отложений Ярактинского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. – С. 1–11. – URL: http://ngtp.ru/rub/2/18_2010.pdf

132 Холодная И.А., Левченко С.В., Хардиков А.Э. Петрография магматических и метаморфических пород. (Электронное учебное пособие) Ростовский государственный университет. Геолого-географический факультет. Кафедра минералогии и петрографии. – Ростов-на-Дону, 2012. – URL: http://geo.sfedu.ru/ucheb/petro/2.html (Дата обращения 25.07.2014).

133 Lambert M.W., Berendsen P., Ripley E.M. Copper sulfides in the lower permian redbeds of South-central Kansas. Part 2: Ore mineralogy. – URL: http://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/223_2/ (Дата обращения 25.07.2014).

134 Осипова Е.Н., Ежова А.В. Влияние катагенетических преобразований на коллекторские свойства пласта $Ю_{11}$ Хвойного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 105–109.

135 Michigan Technological University. Photomicrographs – Paloma field. Well: Superior Anderson 18–35, 10723'. – URL: http://www.geo.mtu.edu/svl/pioneer/photomicrographs/palsuperior.htm (Дата обращения 25.07.2014).

136 Кнеллер Л.Е. Рыскаль О.Е. Скрылев С.А. Выделение и оценка коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. – 1990. – № 12. – URL: http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/1990/12/Stat/04/stat04.html. (Дата обращения 30.07.2014).

137 Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. – М.: Недра, 1982. – 256 с.

138 Колеватов А.А. Повышение точности прогноза проницаемости карбонатных пластов по данным исследований скважин. Автореферат дис. … кандидата технических наук: 25.00.17. – Москва, 2013. – 22 с.

139 Russel Duffy, Gournay Jonas, Xu Chunming, Richter Pete. Porosity partitioning permeability quantification in vuggy carbonates // World Oil. – 2007. – October. – pp. 77–85.

140 Бланк А.М., Гостев М.Ю., Куренко М.И., Морлэнд Т., Свихнушин Н.М., Зеллоу А. Кнышенко А.Г. Комплексное изучение трещинно-поровых коллекторов домеловых отложений Западно-Сибирского бассейна на примере Пальяновского месторождения - часть 1 // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2008. – № 5. – С. 43–47.

141 Варвара Д.Н. Баженовская свита: строение, свойства и методики лабораторных исследований. Презентация конференции SPE Москва. – Москва, 2012. – URL: http://www.spe-moscow.org/upload_data/107_spe_2012_11_bazhenov_formation.pdf (Дата обращения 30.07.2014).

142 Geonda-Геофизические методы исследований. – URL: http://www.geonda.ru/interpretaciya_rezuljtatov_geofizicheskih_issledovanij_skvazhin/chastj_2/glava_xi__vydelenie_kollektorov__34_kollektory_nefti_i_gaza_i_principy_ih_vydeleniya_po_dannym_gis/_36_vydelenie_karbonatnyh_kollektorov/maloporistye_treschinovatokavernovye_kollektory (Дата обращения 30.07.2014).

143 Кристя Е.Е. Типы сложностроенных карбонатных коллекторов девона нижнего поволжья и геофизические методы их изучения (на примере евловноско-ливенских отложений Памятно-Сасовского месторождения) // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – URL: http://geolib.ru/OilGasGeo/2000/03/Stat/stat05.html (Дата обращения 30.07.2014).

144 Осинцева Н.А. Литология, фации и коллекторские свойства верхнедевонских отложений центральной части Хорейверской впадины в связи с перспективами их нефтегазоносности. Автореферат дис. … кандидата геолого-минералогических наук:

25.00.06. – Москва, 2013. – URL: http://www.dissercat.com/content/litologiya-fatsii-i-kollektorskie-svoistva-verkhnedevonskikh-otlozhenii-tsentralnoi-chasti-k (Дата обращения 30.07.2014).

145 Кристя Е.Е. Разработка методики выделения и оценки сложнопостроенных карбонатных коллекторов девона Нижнего Поволжья геофизическими методами. Автореферат дис. … кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.12. – Тверь, 2000. – URL: http://earthpapers.net/razrabotka-metodiki-vydeleniya-i-otsenki-slozhnopostroennyh-karbonatnyh-kollektorov-devona-nizhnego-povolzhya-geofiziches (Дата обращения 30.07.2014).

146 Промышленный портал. Нефть, газ, горная промышленность, химия, металлургия, энергетика. Нефть Сибири. – URL: http://geofut.com/index.php/Kuyumbinskie-neftegazovie-zaleji (Дата обращения 30.07.2014).

147 Крупин А.А. Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 3. – С. 275–287.

148 Prograding rock services. Thin section petrography. Fracture. – URL: http://progradingrock.com/thin-section-petrography/ (Дата обращения 30.07.2014).

149 Жуковская Е.А. Информация в камне. Комментарии к снимкам шлифов керна скважин «Газпромнефть-Востока» // Сибирская Нефть – Online. – 2012. – № 93 (июль-август). – URL: http://pda.gazprom-neft.ru/sibneft-online/arhive/185/794363/ (Дата обращения 30.07.2014).

150 Society for sedimentary geologist. SEPM stratigraphy web. Carbonate porosity. Vug porosity. – URL: http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=480 (Дата обращения 30.07.2014).

151 American association of petroleum geologists datapages. Search and discovery. Online journal for exploration and production geoscientists. Vuggy, channel porosity in shelf wackestone, Louha quarry, Zakynthos. – URL: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2008/08003scholle/images/23.htm (Дата обращения 30.07.2014).

152 Karimpouli S., Hassani H., Nabi-Bidhendi M., Khosdel H., Malehmir A. Application of probabilistic facies and estimation of rock physics parameters in a carbonate reservoir from Iran // Journal of geophysics and engineering. – 2013. – Vol. 10. – No 1. – pp. 1–14. – URL: http://m.iopscience.iop.org/1742-2140/10/1/015008/article (Дата обращения 30.07.2014).

153 Carbonate research consulting, Inc. services. Separate vug analysis. – URL: http://www.crienterprises.com/Petrog_Anal.html (Дата обращения 30.07.2014).

154 Society for sedimentary geologist. SEPM stratigraphy web. Carbonate porosity. Vug and fracture porosity. – URL: http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=480 (Дата обращения 30.07.2014).

155 Bureau of economic geology. University of Texas at Austin. Separate-vug pores. – URL: http://www.beg.utexas.edu/indassoc/rcrl/rckfabpublic/vuggrnmicro.htm (Дата обращения 30.07.2014).

156 Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. – М.: Недра, 1984. – 256 с.

157 Булатов А.В. Методика комплексной интерпретации результатов ГИС применяемая в ОАО ЗСК "ТЮМЕНЬПРОМГЕОФИЗИКА" при изучении терригенных разрезов. – URL: http://www.tpg.ru/main.php?id=101 (Дата обращения 29.08.2014).

158 Паршина Л.М. Оценка коллекторских свойств и насыщенности карбонатных отложений методом нормализации. Методические указания. – Ухта: УГТУ. – 2012. – 8 с.

159 Хаматдинов Р.Т. Комплекс автономных приборов для исследования пологих и горизонтальных скважин // Каротажник. – Тверь. – 2008. – № 10 (175). – С. 3–16.

160 ООО «Нефтегазгеофизика». Методическое руководство по применению аппратуры волнового акустического каротажа АВАК-11. – Тверь. – 2011. – 74 с. – URL: http://www.karotazh.ru/sites/default/files/files/metodrukavak.pdf (Дата обращения 29.08.2014).

161 Некрасов А.С., Костицын В.И., Шумилов А.В. Методика выделения и оценки вторичной пористости коллекторов смешанного типа по данным геофизических исследований скважин // Каротажник. – Тверь. – 2010. – № 2 (191). – С. 77–87.

162 Моисеенко В.М., Варламов С.Н., Сысоев А.Н., Савельева Г.С., Любутин А.С., Батманов И.А., Лебедев. М.В., Новокрещин А.В., Пономарев Л.Н., Константинова О.Л., Семенова Н.А. Отчет о результатах работ сейсморазведочной партии № 4/06-07, проведенных в пределах Северного и Приграничного месторождений. Договор №4б - С/2007 от 01.09.2006г. – Новосибирск, Томск: Томский территориальный геологический фонд., 2008. – 259 с.

163 Каныгин А.В., Свиридов В.Г. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Том 1. – Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1999. – 229 с.

164 Сурков В.С., Жданова В.П., Жеро О.Г. Связь тектоники фундамента и платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГИМС, Территор. геол. фонд., 1976. – 150 с.

165 Ларичев А.И., Фомичев А.С. (отв. исп.). Прогноз крупных неантиклинальных ловушек в горизонте $Ю_1$ в связи с генерационным потенциалом баженовской и васюганской

свит на нераспределенном фонде Томской области. Кн. 1. Отчет СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002. – 211 с.

166 Решения 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

167 Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – М.: Недра, 1975. – 680 с.

168 Решения 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1999. – 54 с.

169 Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1972. – № 7. – С. 3–13.

170 Конторович В.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Соловьев М.В., Бахарев А.Н. Тектоника и нефтегазоносность центральной части Александровского свода // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 119–127.

171 Калинин А.Ю. Влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование залежей углеводородов в северной части Александровского свода // Сборник материалов Всероссийского научного конференции молодых ученых и студентов, посвящ. 80-летию акад. А.Э. Конторовича. Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2014. – С. 27–31.

172 Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2007. – 113 с.

173 Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.

174 Пракойо Ф.С. Седиментационные структуры песчаных коллекторов и их влияние на нефтегазоносность // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2013. – № 9. – С. 103–110.

175 Пракойо Ф.С., Осипова Е.Н., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2. – С. 1–16. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf (Дата обращения 01.07.2014).

176 Пракойо Ф.С., Лобова Г.А. Седиментационные структуры фаций побережья, прогнозирование фаций и ресурсного потенциала юрско-меловых пластов юго-востока Западной Сибири по данным каротажа» // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – URL: http://www.ngtp.ru

177 Пракойо Ф.С., Устинова В.Н., Стариков Н.Н., Амани Мангуа Марк. Каротажные методы при изучении особенностей геологического строения верхнеюрских отложений Игольско-Талового месторождения // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 40-й сессии международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Москва: ИФЗ РАН, 2013. – С. 338–342.

178 Пракойо Ф.С. Коллекторские свойства продуктивных пластов нефтегазовых месторождений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. Том 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 318–320.

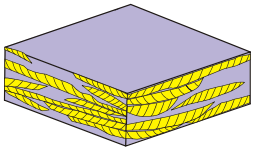
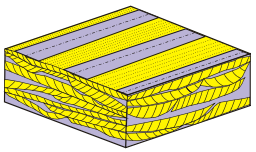
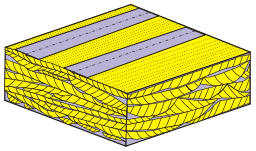
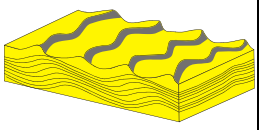
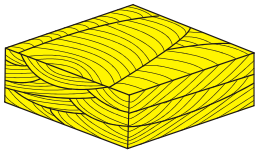
179 Пракойо Ф.С. Математические модели седиментационных структур фаций побережья // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири. Материалы Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 80-летию академика А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 308–311.

180 Пракойо Ф.С. Систематика и актуализм седиментационных структур фаций побережья // Материалы III международной научно-практической конференции с элементами школы-семинара для студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: ТГУ, 2014. – С. 637–641.

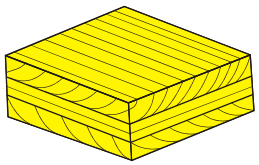
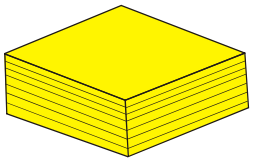
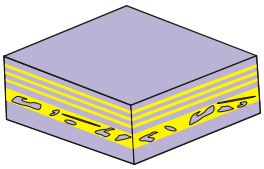
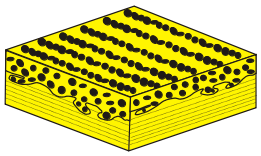
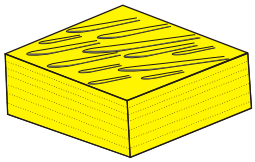
181 Prakoyo F.S., Osipova E.N., Kudryashova L.K. Petroleum potential of the Neocomian deposit of Nyurolsky megadepression // XVIII International scientific symposium in honour of academician M.A. Usov: PGON2014 IOP publishing. IOP conference series: Earth and environmental science 21 (2014) 012011. – 2014. Vol. 21. – Issue 1. – pp. 1–6. – URL: http://iopscience.iop.org/1755-1315/21/1/012011/pdf/1755-1315_21_1_012011.pdf (Дата обращения 01.10.2014).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

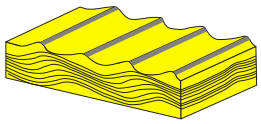
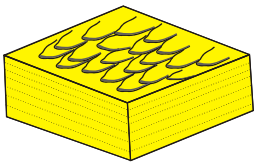
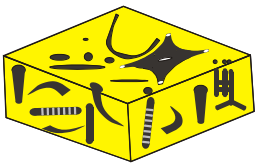
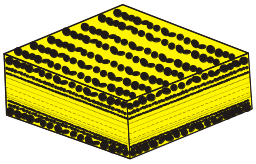
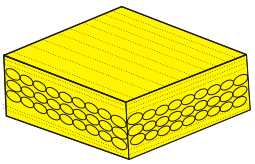
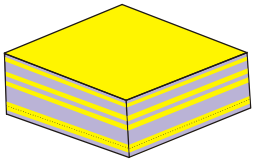
Сводная таблица типов (моделей) седиментационных структур

Тип структуры	Тип фации	Размер зерна	Геометрическая схема (модель)	Примеры
1	2	3	4	5
Линзовидная слоистость (Lenticular bedding [1])	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил– мелкое зерно		Ordovician Reedsville shale, Pennsylvania [1]
Волнистая слоистость (Wavy bedding [2])	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил– мелкое зерно		Sandstone-shale alternations lower devonian, Ardenne [2]
Флазерная слоистость (Flasser bedding [3])	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил– мелкое зерно		Elatina formation, Adelaide [3]
Восходящая рябь (Climbing ripples [4])	Озерная, турбидитовая	Тонко– мелкое зерно		Entrada formation, Utah [4]
Диагональная слоистость (Cross bedding [5])	Эоловая, речная, лагунная, дельтовая, шельфовая, глубоководно -морская	Тонко– крупное зерно		Lúžna formation, Slovakia [5]

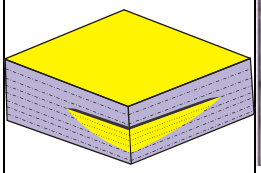
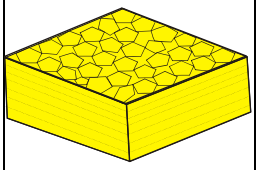
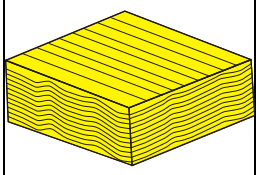
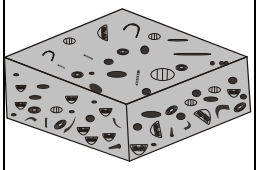
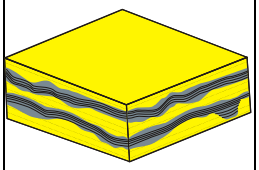
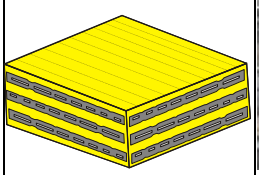
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Шевронная диагональная слоистость (Herringbone cross bedding [6])	Дельтовая, лагунная, шельфовая	Тонко–крупное зерно		Navajo sandstone, Utah [6]
Параллельная слоистость (Parallel lamination [7])	Озерная, глубоководно-морская	Мелкое зерно		Cretaceous Panther tongue, Utah [7]
Слоисто-обломочная (Mud Rip up clast [8])	Турбидитовая	Глина–мелкое зерно		Cretaceous Winthrop sandstone, Central northern Washington [8]
Грузовая марка (Load marks [9])	Турбидитовая	Ил–очень грубое зерно		Pigeon point formation, California [9]
Знак на подошве (Sole marking [10])	Турбидитовая	Ил–тонкое зерно		Cretaceous sites formation, California [10]

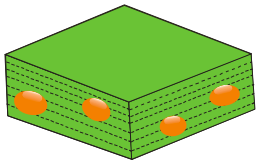
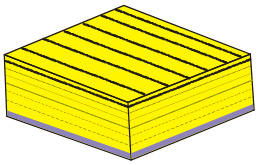
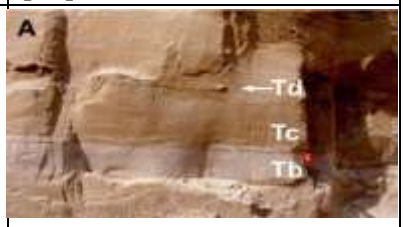
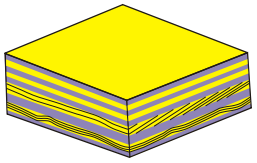
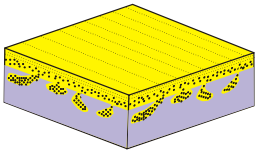
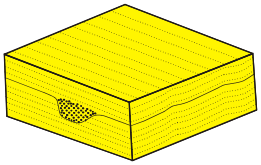
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Продольная рябь (Longitudinal ripples [11])	Турбидитовая	Ил–тонкое зерно		Lower Fars formation, Kurdistan [11]
Отпечаток выемки (Flute cast [12])	Турбидитовая	Ил–тонкое зерно		Mabou group, Lismore [12]
Биотурбация (Bioturbation [13])	Эоловая, глубоководно-морская	Глина–мелкое зерно		Moenkopi formation, Utah [13]
Нормальная и реверс пластов (Normal and reverse grading [14])	Турбидитовая	Тонкое–грубое зерно		Pungarehu formation, New Zealand [14]
Галечниковый горизонт (Pebble bed [15])	Аллювиальная, речная	Гравий–галечные–очень грубое зерно		Budleigh salterton pebble beds, Wessex coast [15]
Плоская слоистость (Flat laminated [16])	Дельтовая	Ил–мелкое зерно		Battfjellet formation, West Spitsbergen [16]

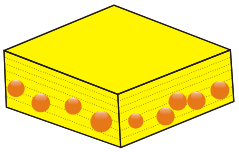
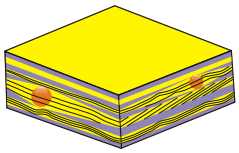
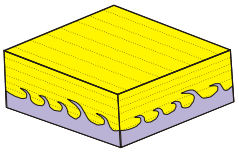
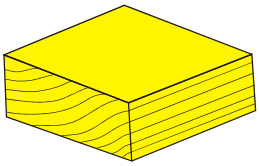
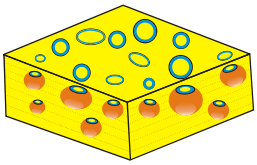
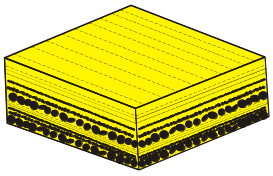
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Прерывистый пласт (Discontinuous layer [17])	Тектонический эффект	Глина–крупное зерно		Skipsea till formation, North Sea lobe [17]
Трещины усыхания (Mud cracks [18])	Озерная, речная	Ил–мелкое зерно		Lake powell dry bed, Utah [18]
Микротонкие слои (Microlamina [19])	Озерная, глубоководно-морская	Тонко–мелкое зерно		Greystone formation, Montana [19]
Карбонатный ил (Carbonate mud [20])	Глубоководно-морская	Глина–очень грубое зерно		Jurassic oolitic limestone, Gloucestershire [20]
Куплет (Mudstone couplet [21])	Шельфовая, глубоководно-морская	Глина–тонкое зерно		Prichard formation, Montana [21]
Четковидная структура (Pinch and swell structure [22])	Тектонический эффект	Ил–мелкое зерно		Morcles fold nappe, Grand Chavalard [22]

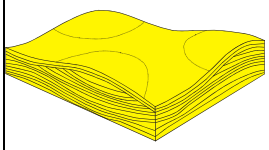
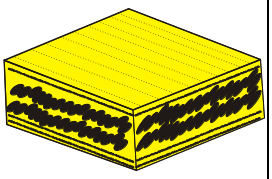
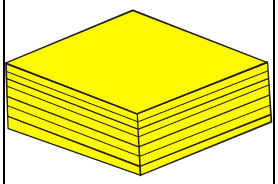
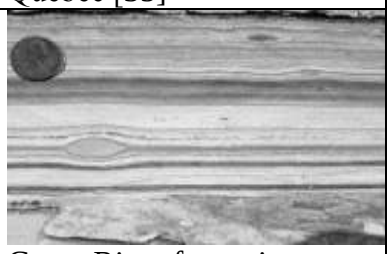
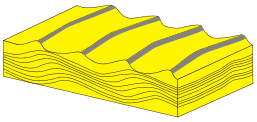
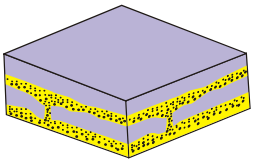
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Валунный песок и ил (Boulderly sand and mud [23])	Оползневая	Валунный, матрикс: глина–ил зерно		Strzelecki group, Victoria [23]
Илистый сортированный песок (Muddy graded sand [24])	Турбидитовая	Глина–мелкое зерно		 Freden complex, Leine [24]
Плоский слоистый ил и глина (Plane laminated silt and clay [25])	Озерная	Глина–ил зерно		Plumpe Bridge till, Plumpe farm [25]
Шарово-подушечная структура (Ball and pillow structure [26])	Аллювиальная, речная, дельтовая, лагунная, глубоководно-морская	Глина–очень грубое зерно		Marnoso-arenacea formation, Northern Apennines [26]
Канал обломков (Channel cast [27])	Аллювиальная, речная	Мелко–очень грубое зерно		Supai group, Grand canyon [27]

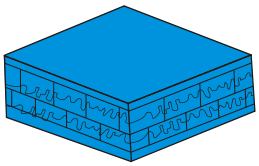
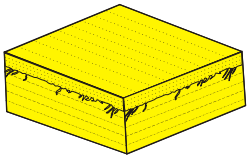
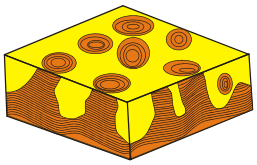
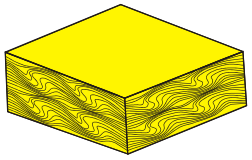
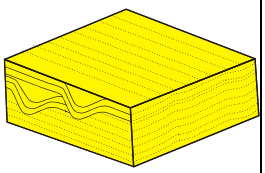
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Конкреция (Concretions [28])	Турбидитовая	Гравий−валунный, матрикс: аргиллит, мелкое зерно		Bencliff grit, Wessex coast [28]
Дропстон (Dropstone [29])	Глубоководно-морская	Глина, конгломерат		Wilsonbreen formation, Oslobreen [29]
Факельная структура (Flame structure [30])	Турбидитовая	Глина−мелкое зерно		Precambrian Windermere group, Caribou Mountains [30]
Фронтальный наклонный слой конуса выноса (Foreset bedding [31])	Дельтовая, эоловая	Крупное зерно		Cedar mesa sandstone member, Utah [31]
Геопетальная структура (Geopetal structure [32])	Шельфовая, лагунная, дельтовая	Гравий−галечник, матрикс: глина−тонкое зерно		Permian McKitterick canyon, Texas [32]
Сортированная слоистость (Graded bedding [33])	Турбидитовая	Ил−крупное зерно		Neoproterozoic Rockfish conglomerate, Virginia [33]

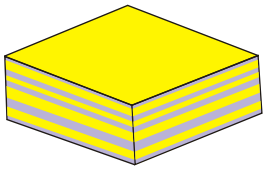
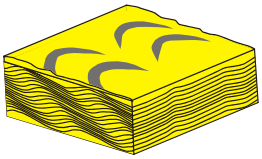
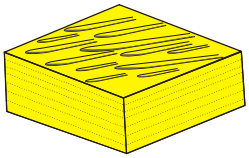
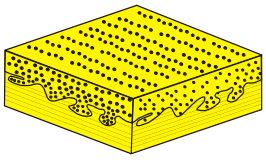
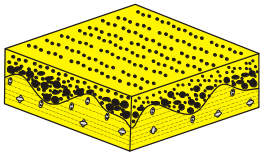
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Холмистое косое наслоение (Hummocky cross stratification [34])	Речная, глубоководно - морская	Ил−мелкое зерно		Ameto formation, Nunavut [34]
Перекрытие внахлёстку (Imbrication [35])	Аллювиальная, речная	Гравий−валунный		Devonian conglomerate, Québec [35]
Слоистость (Lamination [36])	Аллювиальная, эоловая,	Ил−мелкое зерно		 Green River formation, Wyoming [36]
Линейная рябь (Linear ripples [37])	Лагунная, дельтовая, шельфовая	Ил-мелкое зерно		Moenkopi formation, Utah. [37]
Колонная структура (Pillar structure [38])	Озерная, турбидитовая	Мелко−очень грубое зерно		Wilyama complex. South Australia [38]

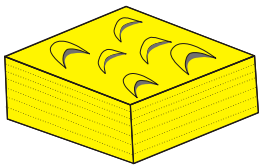
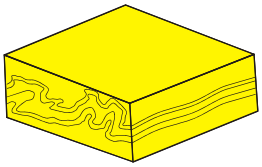
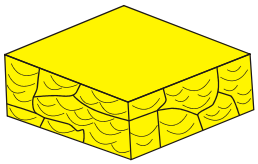
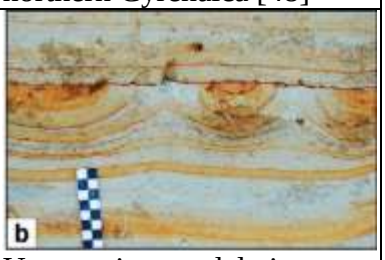
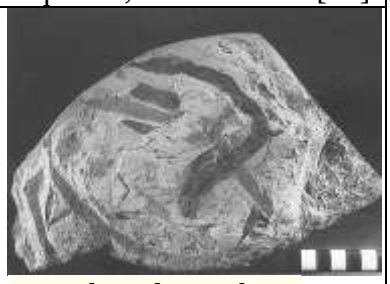
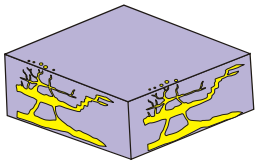
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Сжатие-разрыв (Pressure solution [39])	Турбидитовая, глубоководно-морская, тектонический эффект	Крупно–очень грубое зерно, матрикс: глина–тонкое зерно		Mississippian limestone, Montana [39]
Следы выпахивания структур (Scour and fill structure [40])	Аллювиальная, речная, дельтовая, турбидитовая	Ил–очень грубое зерно		Quinault formation, Point Grenville [40]
Строматолитовая структура (Stromatolitic structure [41])	Глубоководно-морская	Ил–мелкое зерно		Tieling formation, East Beijing [41]
Конволютная слоистость (Convolute laminae [26])	Турбидитовая	Ил–мелкое зерно		Ordovician Goose tickle group, Newfoundland [26]
Врезание и заполнение структур (Cut and fill structure [42])	Аллювиальная, речная, дельтовая	Ил-мелкое зерно		Fountain formation, Colorado [42]

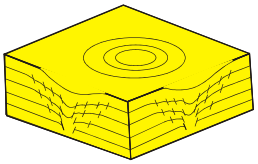
Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Залегание (Bedding [43])	Аллювиальная, речная, дельтовая, лагунная, турбидитовая	Ил–очень грубое зерно		Lockatong formation, New Jersey [43]
Залегание знак ряби (Ripple marked bedding [28])	Аллювиальная, речная, дельтовая, турбидитовая	Ил–очень грубое зерно		Bencliff grit, Wessex coast [28]
След желобков (Groove cast [44])	Турбидитовая	Ил–мелкое зерно		Great Valley group, California [44]
След нагрузки (Load cast [45])	Турбидитовая	Ил–мелкое зерно		Liptrap formation, Victoria [45]
Канал и выемка (Channel and scour [46])	Речная, дельтовая	Канал валунный, выемка: глина–мелкое зерно		Pandukeshwar formation, Ladakh [46]

Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Дюны (Dunes [47])	Эоловая, речная	Мелкое зерно		Eureka dunes, California [47]
Оползневая структура (Slump structure [48])	Оползневая, тектонический эффект	Глина–мелкое зерно		Al Athrun formation, northern Cyrenaica [48]
Тарелко-колонная структура (Dish and pillar structure [49])	Турбидитовая	Глина–мелкое зерно		 Upper miocene deltaic sequence, Lake Pannon [49]
Биогенная структура (Biogenic structure [50])	Эоловая, аллювиальная, речная, дельтовая, лагунная, глубоководно-морская	Глина–очень грубо зерно		 Fucoid marls, Umbria-Marche Apennines [50]
Структура песчаной интрузии (Sand injection structure [51])	Турбидитовая, шельфовая, глубоководно-морская	Мелко–очень грубо зерно		Panoche injection complex, California [51]

Продолжение сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

1	2	3	4	5
Депрессионная структура (Funnel structure [52])	Аллювиальная, речная, шельфовая, глубоководно-морская	Мелко−очень грубое зерно		Lower cambrian Vik sandstone, Sweden [52]

ЛИТЕРАТУРА К ПРИЛОЖЕНИЮ 1

1 Stuby J.L. Geology photos album. Bedford County, Pennsylvania. – 2001. – URL: http://www.stubotics.com/geoalbum/geoalbum2001.html (Дата обращение: 30.10.2014).

2 Boulvain Frédéric, Dumontde Paul. Lexique de géologie sédimentaire. Wavy bedding, de l'Ardenne-Belgium. – 2013. – URL: http://www2.ulg.ac.be/geolsed/sedim/lexique.htm (Дата обращение: 30.10.2014).

3 Merck J.W. Department of geology, university of Maryland. Landscapes and geology. – 2013. – URL: http://www.geol.umd.edu/~jmerck/nature/landscapes/images/flaserbedding.s.jpg (Дата обращение: 30.10.2014).

4 Hobley Dan. Wikipedia. Climbing ripples. Seen in the Zanskar river valley, Ladakh, NW Indian Himalaya. – 2011. – URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Ripple_marks#mediaviewer/File:Climbing_ripples.JPG (Дата обращение: 30.10.2014).

5 Wikimedia. Cross bedding. Cross-bedding in the triassic quartzarenites of the Lúžna formation, the Tatric unit, Western Carpathians. Photo taken near Traja jazdci (687 m) in the Melé Karpaty mounts northwest of city of Modra. Geological hammer is 28 cm long. Slovakia. – 2009. – URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Luzna_Fm,_cross_bedding.JPG (Дата обращение: 23.07.2015).

6 United States Geological Survey (USGS). Bedform sedimentology site: "Bedforms and cross bedding in animation". Cross-bedding, bedforms, and paleocurrents. – 2012. – URL: http://walrus.wr.usgs.gov/seds/bedforms/photo_pages/pic61.html (Дата обращение: 30.10.2014).

7 Cornel Olariu, Ronald J. Steel, Andrew L. Petter. Delta-front hyperpycnal bed geometry and implications for reservoir modeling: Cretaceous panther tongue delta, Book Cliffs, Utah // American association of petroleum geologists bulletin. – 2010. – Vol. 94. – No 6. – pp. 819–845.

8 Marli Miller. Rip-up clasts indicating paleo strom activity in Cretaceous Winthrop Sandstone. – 2012. – URL: http://serc.carleton.edu/details/images/32295.html (Дата обращение: 1.11.2014).

9 Alden Andrew. Geological outings around the bay: Pebble beach. – 2011. – URL: http://science.kqed.org/quest/2011/03/03/geological-outings-around-the-bay-pebble-beach/ (Дата обращение: 31.10.2014).

10 Hendrix M.S. Bedforms in cohesive sediments. University of Montana. – 2010. – URL: http://www.cas.umt.edu/geosciences//faculty/hendrix/g432/g432_L9.htm (Дата обращение: 31.10.2014).

11 Haji Karim K., Ameen B.M. Evidence of tempestite and possible turbidite in the middle

miocene lagoonal deposits of lower fars formation, Kurdistan region, NE-Iraq // Proceedings of the second international conference on geo-resources of the Middle East and North Africa, Cairo university (GERMENA II). – 2007. – Vol. 2. – pp. 745–756. – URL: http://www.kurdistan-geology.com/PDF/Researches/Lower%20Fars%20%20tempestite.pdf (Дата обращение: 31.10.2014).

12 Waldron J. Gallery of sedimentary structures. Erosional structures produced by currents. – 1998. – URL: http://www.ualberta.ca/~jwaldron/gallerypages/flutegroove.html. (Дата обращение: 29.10.2014)

13 Mathis A.C. Capitol reef national park and vicinity geologic road logs, Utah // Utah geological association publication. – 2000. – No 29. – pp. 1–16. – URL: http://sed.utah.edu/Stop2_7.htm (Дата обращение: 31.10.2014).

14 Tonkin N.S., McIlroy Duncan, Meyer Rudi, Moore-Turpin Allison. Bioturbation influence on reservoir quality: A case study from the cretaceous Ben Nevis formation, Jeanne d'Arc basin, offshore Newfoundland, Canada // American association of petroleum geologists bulletin. – 2010. – Vol. 94. – No 7. – pp. 1059–1078.

15 West Ian, West T., Bentley J. Budleigh Salterton, littleham cove and straight point, near Exmouth, (Dorset and E. Devon world hertage coast). Geology of the Wessex coast of Southern England. – 2009. – URL: http://www.southampton.ac.uk/~imw/Budleigh-Salterton.htm (Дата обращение: 31.10.2014).

16 Uroza C.A., Steel R.J. A highstand shelf-margin delta system from the eocene of west Spitsbergen, Norway // Sedimentary geology. – 2008. – Vol. 203. – pp. 229–245. – URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0037073807003077 (Дата обращение: 31.10.2014).

17 Evans D.J.A., Thomson S.A. Glacial sediments and landforms of Holderness, eastern England: A glacial depositional model for the North Sea Lobe of the British–Irish Ice Sheet // Earth-science reviews. – 2010. – Vol. 101. – pp. 147–189. – URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0012825210000425 (Дата обращение: 31.10.2014).

18 Grippo Alessandro. A few examples of sedimentary structures. Lake Powell dry bed. Hite Crossing. Utah, USA. – 2010. – URL: http://homepage.smc.edu/grippo_alessandro/sest.html (Дата обращение: 31.10.2014).

19 Roberts, Sheila M. Belt Supergroup: A Guide to proterozoic rocks of western Montana and adjacent areas; Montana bureau of mines and geology special publication. – 1994. – URL: http://www.trgs.org/BeltIV/pics.htm (Дата обращение: 31.10.2014).

20 Waters D.J. Oolitic limestone. OESIS – Oxford earth sciences image store. University of Oxford. – 2002. – URL: http://www.earth.ox.ac.uk/~oesis/rocks/sed3.html (Дата обращение: 31.10.2014).

21 Schieber J. Facies and origin of shales from the mid-proterozoic Newland formation, Belt basin. Montana. USA // Sedimentology. – 1989. – Vol. 36. – pp. 203–219. – URL: http://www.shale-mudstone-research-schieber.indiana.edu/misc-sed-struc.htm (Дата обращение: 1.11.2014).

22 Schmalholz S.M., Maeder Xavier. Pinch-and-swell structure and shear zones in viscoplastic layers // Journal of structural geology. – 2012. – Vol. 37. – pp. 75–88. – URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0191814112000351 (Дата обращение: 31.10.2014).

23 Martin Anthony. The great cretaceous walk. Adventures and misadventures of an American paleontologist in Australia. – 2010. – URL: http://greatcretaceouswalk.blogspot.ru/2010_05_01_archive.html (Дата обращение: 31.10.2014).

24 Winsemann Jutta, Aspiron Ulrich, Meyer Thomas, Schramm Christoph. Facies characteristics of middle pleistocene (saalian) ice-margin subaqueous fan and delta deposits, glacial lake Leine, North West Germany // Sedimentary geology. – 2007. – Vol. 193. – pp. 105–129.

25 Phillips Emrys, Merritt Jon, Auton Clive, Golledge Nick. Microstructures in subglacial and proglacial sediments: understanding faults, folds and fabrics, and the influence of water on the style of deformation // Quaternary science reviews. – 2007. – Vol. 26. – pp. 1499–1528.

26 Franco Ricci Lucchi. Ball-and-pillow structure. – 1958. – URL: http://www.columbia.edu/dlc/cup/ricci/ricci17pl126.html (Дата обращение: 31.10.2014).

27 Ranney Wayne. Colorado river trip through Grand Canyon. – 2013. – URL: http://earthly-musings.blogspot.ru/2013_06_01_archive.html (Дата обращение: 31.10.2014).

28 West Ian, West T., Bentley J. Bencliff Gritt, Corallian, Osmington Mills, Dorset. Geology of the Wessex coast of southern England. – 2009. – URL: http://www.southampton.ac.uk/~imw/osben.htm (Дата обращение: 31.10.2014).

29 Alean Jurg, Hambrey Michael. Glaciers of Svalbard. – 2010. – URL: http://www.swisseduc.ch/glaciers/svalbard/oslobreen/index-en.html?id=28 (Дата обращение: 31.10.2014).

30 Anke V. Zernack, Jonathan N. Procter, Shane J. Croni. Sedimentary signatures of cyclic growth and destruction of stratovolcanoes: A case study from mount Taranaki, New Zealand // Sedimentary geology. – 2009. – Vol. 220. – Issues 3–4. – pp. 288–305.

31 U.S. Department of the Interior. USGS. Pacific coastal and marine science centre. Bedform sedimentology site: "Bedforms and cross-bedding in animation". Cross-bedding, bedforms, and

paleocurrents. – 2012. – URL: http://walrus.wr.usgs.gov/seds/bedforms/photo_pages/pic23.html. (Дата обращение: 1.11.2014).

32 Merck J.W.Jr. Geopetal structure. McKitterick Canyon trail, Guadalupe national monument, Texas. – 1991. – URL: http://www.geol.umd.edu/~jmerck/nature/landscapes/htmls/geopetal.html (Дата обращение: 31.10.2014).

33 Callan Bentley. The Rockfish conglomerate. – 2011. – URL: http://blogs.agu.org/mountainbeltway/2011/06/22/the-rockfish-conglomerate/ (Дата обращение: 31.10.2014).

34 Lawrence B. Aspler. Hurwitz basin. – 2001. – URL: http://http-server.carleton.ca/~laspler/galhurwitz.html (Дата обращение: 31.10.2014).

35 Waldron J. Gallery of sedimentary structures. Bedding and grain orientation. – 1998. – URL: http://www.ualberta.ca/~jwaldron/gallerypages/bedding.html (Дата обращение: 31.10.2014).

36 Whitmore John. Aren't millions of years required for geological processes? – 2010. – URL: https://answersingenesis.org/geology/arent-millions-of-years-required-for-geological-processes/ (Дата обращение: 31.10.2014).

37 The Wickiup. Summitpost.org. – 2009. – URL: http://www.summitpost.org/the-wickiup/499687 (Дата обращение: 31.10.2014).

38 Rey Patrice. Geology and geophysics field course. Broken Hill – Olary. Australia. – 2004. – URL: http://www.geosci.usyd.edu.au/users/prey/FieldTrips/BrokenHillOlary/Mapping.html (Дата обращение: 1.11.2014).

39 Callan Bentley. Stylolites in Mississippian limestone. – 2011. – URL: http://blogs.agu.org/mountainbeltway/2011/07/12/stylolites-in-mississippian-limestone/ (Дата обращение: 31.10.2014).

40 Weldon W. Rau. Geology of the Washington coast between Point Greenville and the Hoh River. Washington department of natural resources // Geology and earth resources division bulletin. – 1973. – No 66. – pp. 1−58. – URL: httphttp://wa-dnr.s3.amazonaws.com/publications/ger_b66_geol_wa_coast.pdf (Дата обращение: 31.10.2014).

41 Kershaw Steve. Stromaolites and stromatoporoids. – 2013. – URL: http://www.earthsurfaceprocesses.com/3f-E-StromatolitesStromatoporoids.html (Дата обращение: 1.11.2014).

42 Martell. Soft sediment deformation and landslides. Fountain formation. Colorado, USA. – 2011. – URL: http://throughthehandlens.blogspot.ru/ (Дата обращение: 31.10.2014).

43 Daniel J. Goode. Chlorinated solvents in fractured sedimentary rock – naval air warfare center (NAWC) research site, West Trenton, New Jersey. – URL: http://toxics.usgs.gov/photo_gallery/nawc_page2.html (Дата обращение: 1.11.2014)

44 Jim Talbot. Sedimentary structures-turbidite. – 2010. – URL: http://myweb.facstaff.wwu.edu/talbot/cdgeol/Sediment/StratSed/TurbStruct.html (Дата обращение: 31.10.2014).

45 Weinberg Roberto. Primary structures. Cape Liptrap, Victoria, Australia. – 2012. – URL: http://users.monash.edu.au/~weinberg/Pages/Liptrap/Liptrap.htm (Дата обращение: 31.10.2014).

46 Weinberg Roberto. Deformed river sediments, High Himalaya crystalline, Alakhnanda Valley, Gahrwal Himalaya. – 2013. – URL: http://users.monash.edu.au/~weinberg/Pages/India_2013/Deformed_river_Alakhhanda/Deformed_river.htm (Дата обращение: 1.11.2014).

47 Vriend N.M., Hunt M.L., Clayton R.W. Sedimentary structure of large sand dunes: examples from Dumont and Eureka dunes, California // Geophysical journal international. – 2012. – No 190. – pp. 981–992.

48 Hassan S. Hassan. Libyan oil basins. – 2013. – URL: http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=141 (Дата обращение: 1.11.2014).

49 Dušan Starek, Radovan Pipík. Deformačné štruktúry nespevneného sedimentu vo vrchnomiocénnej deltovej sekvencii Panónskeho jazera (Viedenská panva) // Acta geologica slovaca. – 2011. – No 3(1). – pp. 33–42.

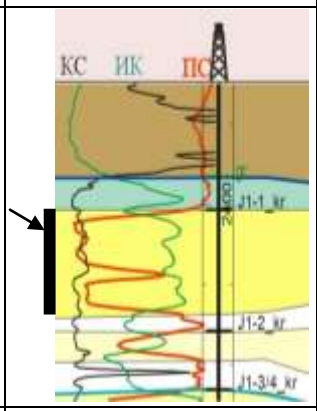
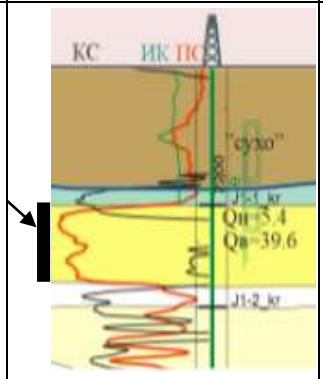
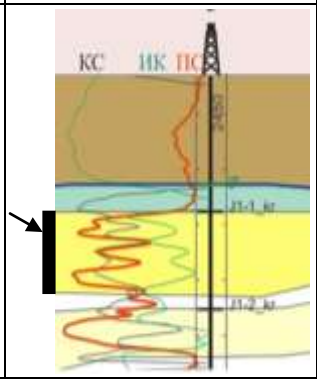
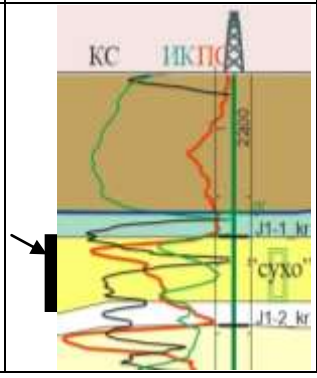
50 Franco Ricci Lucchi. Problematic traces: chondrites. – 1992. – URL: http://www.columbia.edu/dlc/cup/ricci/ricci18pl158.html (Дата обращение: 31.10.2014).

51 Брччини Эрик, Де Бур Вице, Херст Эндрю, Хуус Мэдс, Вигорито Марио, Темплетон Герхард. Песчаные кластические интрузии // Нефтегазовое обозрение. Шлюмберже. – Лето 2008. – С. 34–49.

52 Scholz Herbert, Frieling Dorothea, Aehnelt Michaela. Synsedimentary deformational structures caused by tectonics and seismic events – Examples from the cambrian of Sweden, permian and cenozoic of Germany. New frontiers in tectonic research-general problems, sedimentary basins and island arcs. – Croatia: Intech, 2011. – 350 p.

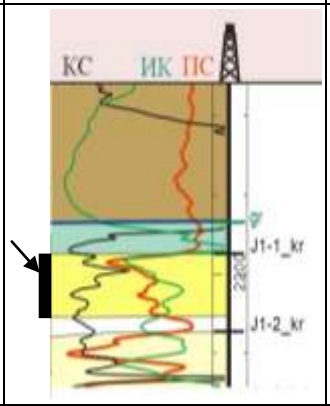
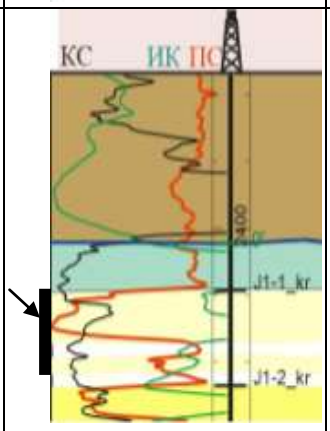
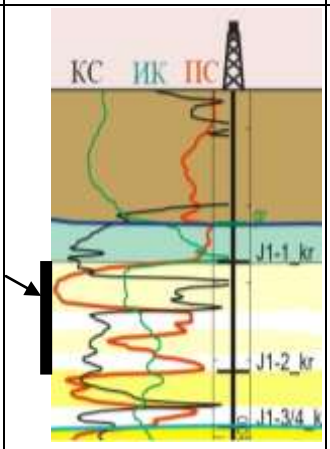
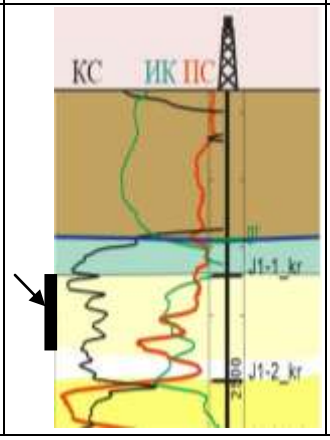
ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Сводная таблица прогноза фаций пласта $Ю_1^1$

Условный номер скважины/мощность пласта, м	Каротажи	Приток флюида фактический	Литология (по методике А.В. Ежовой)	Тип фации (прогноз)	ФЕС (прогноз)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1/11		Приток воды	Средне-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
2/13		Притоки нефти – 5,4 $м^3$/сут, воды – 39,6 $м^3$/сут.	Крупно-среднезернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
3/5		Приток воды	Переслаивание, средне-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
4/5		Сухо	Мелкозернистые песчаники, углистые аргиллиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не согласуется с испытанием пласта

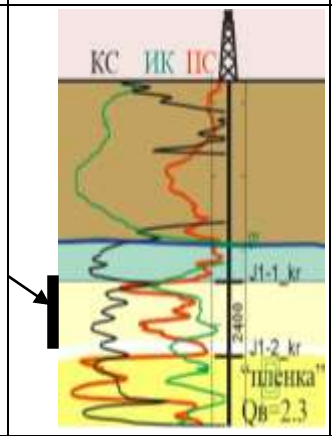
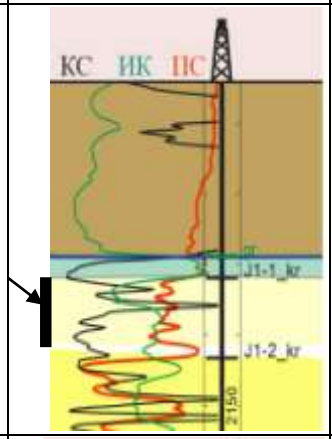
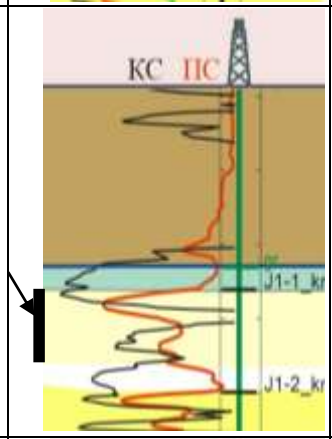
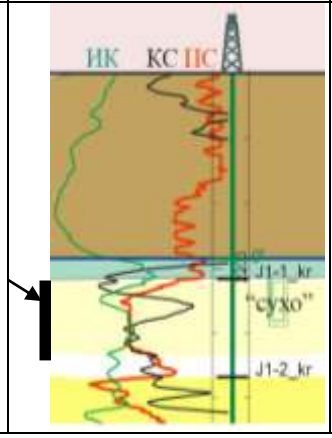
ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Продолжение сводной таблицы прогноза фаций пласта $Ю_1$[1]

1	2	3	4	5	6	7
5/7		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, алевролиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта
14/12		Вскрытая залежь	Крупно-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
13/12		Вскрытая залежь	Крупно-мелкозернистые песчаники, водонасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
12/12		Нет данных	Алевролиты	Дельтовая не типичная	–	Прогноз не заверен испытанием пласта

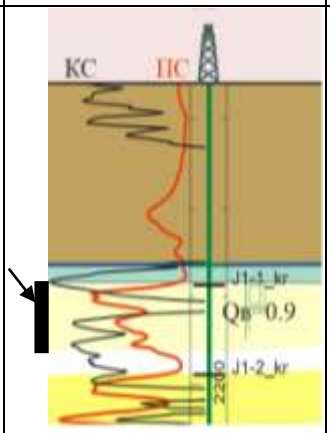
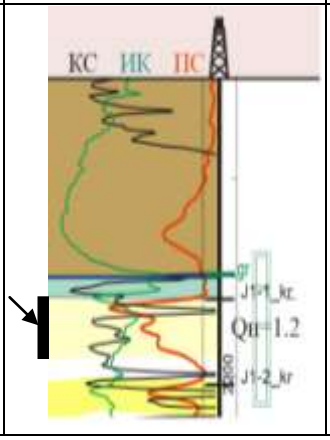
ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Продолжение сводной таблицы прогноза фаций пласта $Ю_1^1$

1	2	3	4	5	6	7
11/8		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, алевролиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта
10/10		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, алевролиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта
9/11		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники, нефтенасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта
8/12		Сухо	Средне-мелкозернистые песчаники, водонасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не согласуется с испытанием пласта

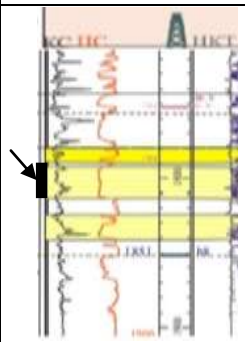
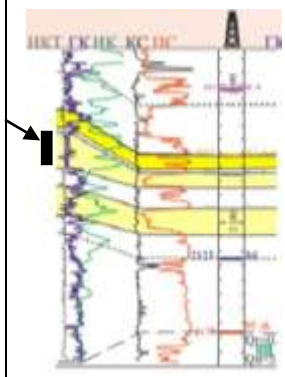
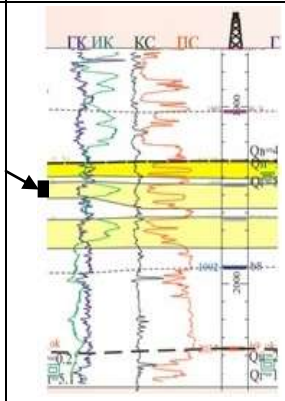
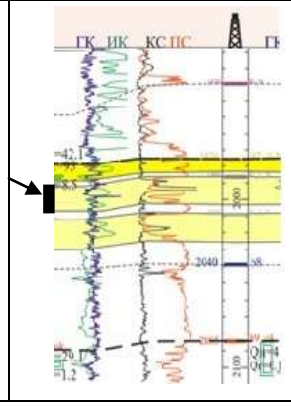
ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Продолжение сводной таблицы прогноза фаций пласта $Ю_1^1$

1	2	3	4	5	6	7
7/9		Вскрытая залежь	Средне-мелкозернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
6/8		Приток нефти 1,2–5 $м^3$/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта

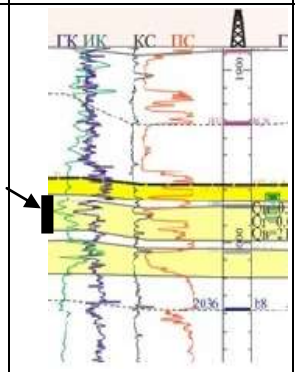
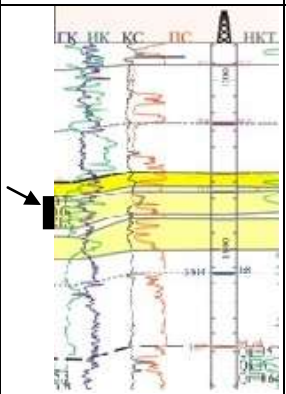
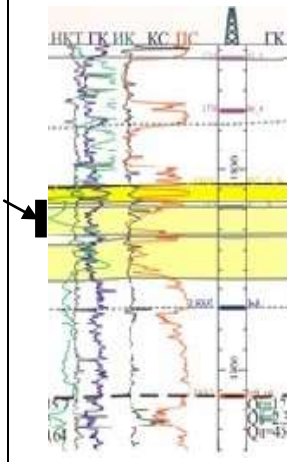
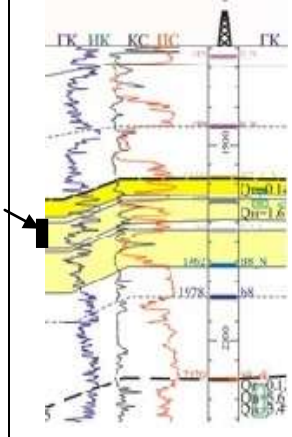
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

Условный номер скважины/мощность пласта, м	Каротажи	Приток флюида фактический	Литология (по методике А.В. Ежовой)	Тип фации (прогноз)	ФЕС (прогноз)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
67/21		Нет данных	Крупнозернистые песчаники	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
68/12		Нет данных	Крупно-среднезернистые песчаники	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
69/15		Нет данных	Переслаивание, средне-мелкозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
70/16		Нет данных	Переслаивание, средне-мелкозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта

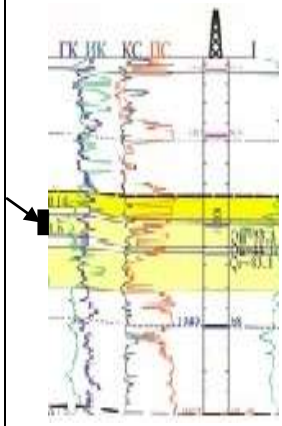
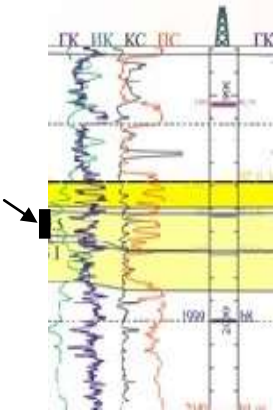
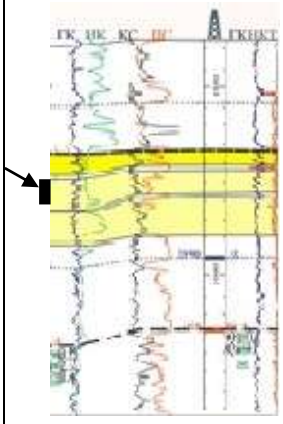
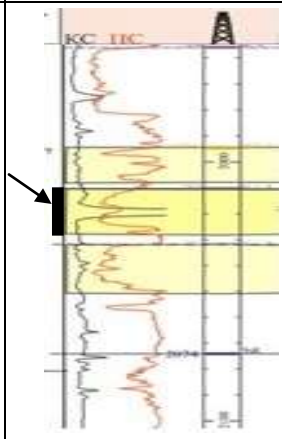
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
16/20		Притоки газа 0,06 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут.	Переслаивание, средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз согласуется с испытанием пласта (?)
17/25		Нет данных	Крупно-среднезернистые песчаники, известковистые, алевролиты	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
34/13		Нет данных	Крупно-среднезернистые песчаники, алевролиты, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
19/11		Притоки газа 0,14 тыс. $м^3$/сут, нефти 1,6 т/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз согласуется с испытанием пласта

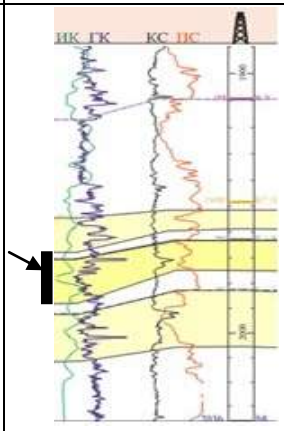
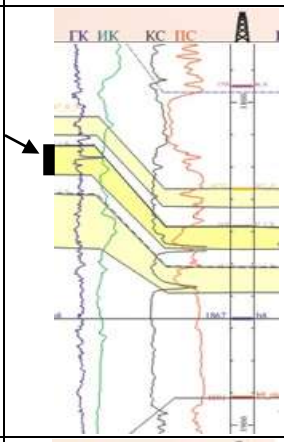
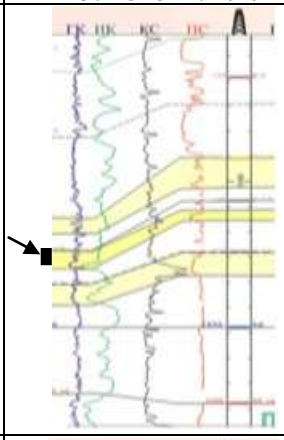
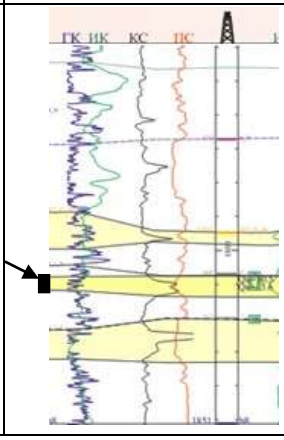
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
20/10		Притоки газа 83,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 53,5 т/сут, воды 44,1 т/сут.	Переслаивание, средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины, водонасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
2/15		Нет данных	Переслаивание, средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
4/15		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
52/18		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины, нефтенасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

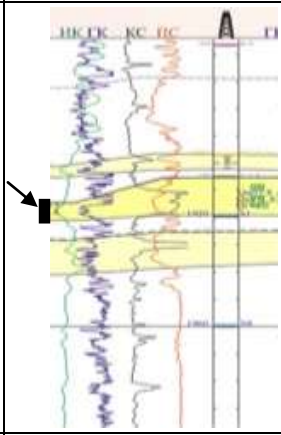
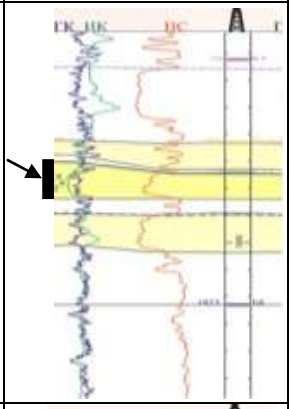
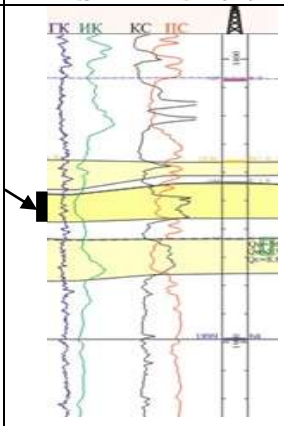
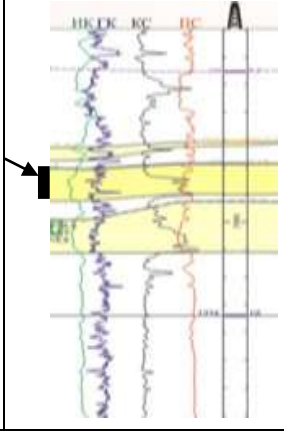
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
32/12		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
33/8		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
53/9		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
54/8		Притоки нефти 10,5 т/сут, воды 13,6 т/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники водонасыщенные	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз согласуется с испытанием пласта

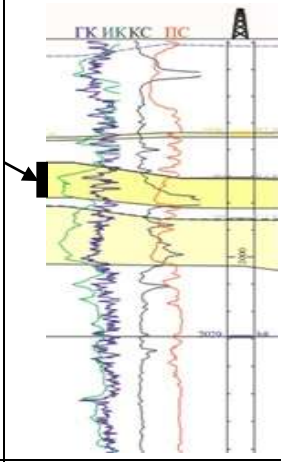
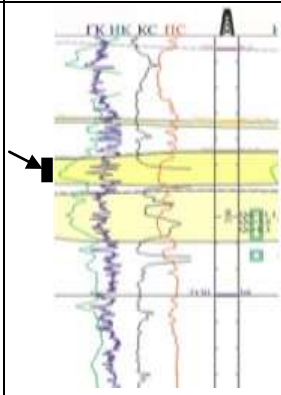
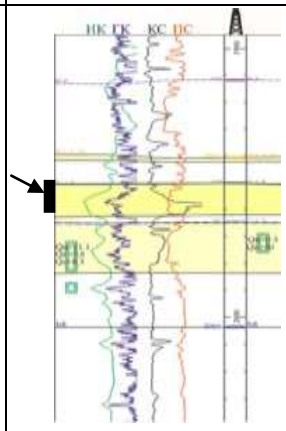
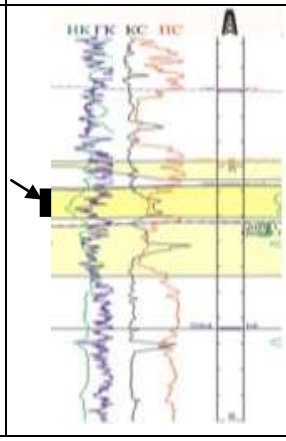
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
35/15		Притоки газа 1,2 тыс. $м^3$/сут, нефти 7,8 т/сут, воды 11,8 т/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, водонасыщенные, нефтенасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта (?)
55/11		Нет данных	Среднезернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта
56/12		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники алевролиты, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
57/11		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта

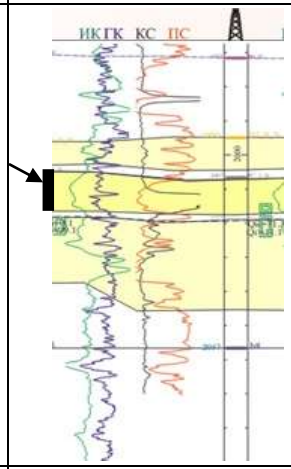
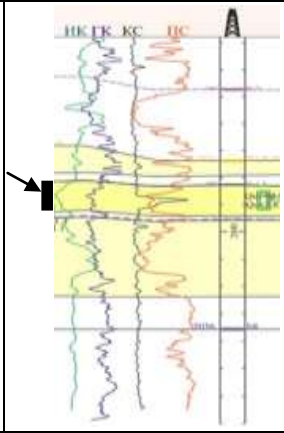
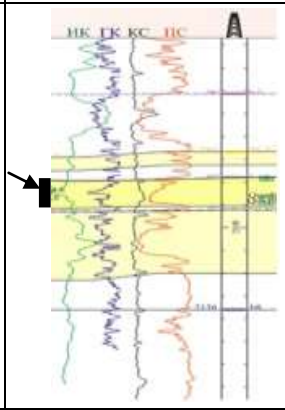
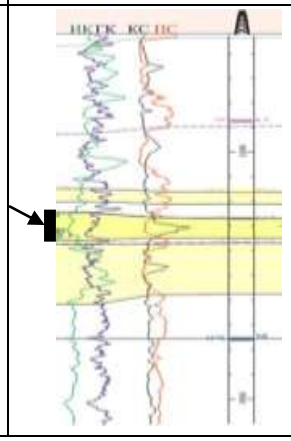
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
58/12		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
59/13		Нет данных	Крупнозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
60/13		Нет данных	Средне-мелкозернистые песчаники, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
28/13		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, алевролиты, известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта

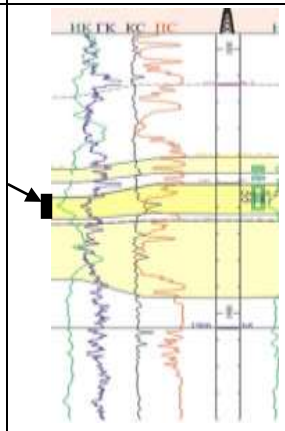
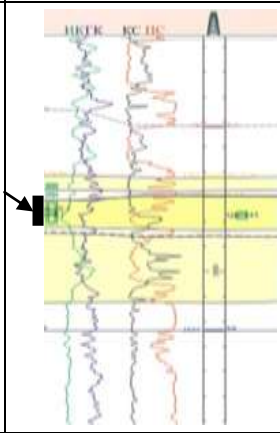
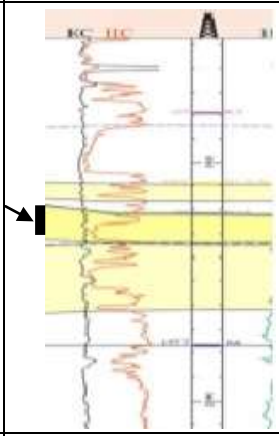
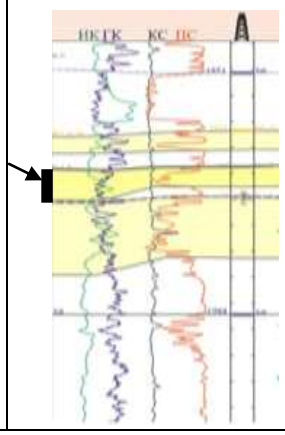
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
61/11		Притоки газа 11,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 71,3 т/сут.	Крупнозернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
62/11		Притоки газа 2,8 тыс. $м^3$/сут, нефти 64,6 т/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники, глины, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
63/13		Притоки газа 13,3 тыс. $м^3$/сут, нефти 86 т/сут.	Среднезернистые песчаники, алевролиты, глины, известковистые	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
27/8		Нет данных	Среднезернистые песчаники, известковистые	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

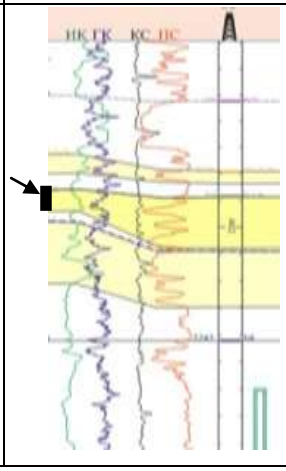
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
64/14		Притоки газа 4,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 26,2 т/сут.	Среднезернистые песчаники, алевролиты, глины, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
9/14		Приток воды 145 т/сут.	Крупнозернистые песчаники, алевролиты, глины, нефтенасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
26/10		Нет данных	Среднезернистые песчаники, глины	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта
65/9		Нет данных	Среднезернистые песчаники, известковистые, глины	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Сводная таблица прогноза фаций пласта $БВ_7^1$

1	2	3	4	5	6	7
66/20		Нет данных	Переслаивание, крупно-среднезернистые песчаники, известковистые, глины	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта