

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подведем некоторые итоги. В настоящей работе рассмотрен круг вопросов, возникающих при моделировании нефтегазоносных объектов, показаны возможности современных технологий интегрированной интерпретации данных сейсморазведки и глубокого бурения. Разумеется, эта книга не является прямым руководством к действию. Реализация тех или иных технологий естественным образом требует ознакомления со специальной литературой и инструктивными материалами. Вместе с тем авторы убеждены, что общие представления о путях решения тех или иных геологоразведочных задач даны достаточно ясно и адекватны сегодняшней бурно развивающейся методологической базе. Мы думаем, что это главное. Конкретные технологии будут естественным образом видоизменяться под влиянием компьютерной революции, а общие методологические подходы еще долгое время будут оставаться стабильными, поскольку в них находят свое выражение современная парадигма геологоразведочного процесса на нефть и газ.

В.С.Славкин

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

**ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКОВСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
1999**

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ.....	7
1.1. Модель объекта, ее адекватность. Что необходимо знать об объекте.....	7
1.2. Площадь залежи и ее связь с геометрией природ- ного резервуара и флюидалных контактов.....	16
1.2.1. Корреляция отложений.....	16
1.2.2. Определение стратиграфического объема природного резервуара.....	19
1.2.3. Выбор отражающего горизонта для карти- рования подошвы истинной покрышки.....	23
1.2.4. Флюидонасыщение природного резервуара и геометрия флюидалных контактов.....	27
1.2.5. Латеральные флюидоупоры.....	35
1.3. Емкость природного резервуара.....	38
1.3.1. Типы емкости.....	38
1.3.2. Распределение емкости природного резер- вуара по площади объекта.....	41
1.4. Фильтрационные свойства природного резервуара.....	45

ГЛАВА 2. МЕТОДОЛОГИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ СТРУКТУРНО- ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ (СЛИ).....	53
2.1. Принципиальные особенности СЛИ.....	53
2.2. Блок-схема СЛИ.....	55
2.3. Создание априорной модели.....	57
2.4. Проблемная ориентация и геологическое сопро- вождение процесса обработки сейсмической информации.....	90
2.5. Создание итоговых моделей.....	90
2.5.1. Структурно-морфологические модели.....	99
2.5.2. Модель распространения типов разреза.....	110
2.5.3. Геометрические модели залежей и перспек- тивных объектов.....	121
2.5.4. Емкостная модель.....	125
2.5.5. Модель гидропроводности природного ре- зервуара и потенциальной продуктивности скважин.....	131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	155
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	156
ОГЛАВЛЕНИЕ.....	159

ГЛАВА 1.

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ.

1.1. МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА, ЕЕ АДЕКВАТНОСТЬ.

ЧТО НЕОБХОДИМО ЗНАТЬ ОБ ОБЪЕКТЕ

В свете современных представлений целью геолого-разведочного процесса является создание моделей объектов, адекватных реальному геологическому строению на данном уровне их геолого-геофизической изученности. "Привязка" степени адекватности моделей к уровню изученности объектов совершенно естественна, поскольку полнота наших представлений об объекте, разбуренном двумя скважинами, совсем не такова, как об объекте, разбуренном двадцатью скважинами или изученном только сейсморазведкой. Сформулированная выше цель геолого-разведочного процесса обуславливает необходимость рассмотрения вопроса о том, что такое «модель», и что такое ее «адекватность» реальному геологическому строению объекта.

Моделью геологического строения того или иного объекта является комплекс представлений о его важнейших свойствах и характеристиках, необходимых для продолжения геолого-разведочного процесса или эксплуатации размещенных в этом объекте скоплений УВ. Модель существует как явление идеальное в сознании групп исследователей и лиц, осуществляющих планирование геолого-разведочного процесса и процесса эксплуатации залежи. Модель или важные ее составные элементы могут отображаться в картах, разрезах, корреляционных схемах, трехмерных аксонометрических кубах сейсмической и геологической информации, а также в различных количественных ха-

рактеристиках объектов, вытекающих из модельных представлений о его строении.

Например, если утверждается, что извлекаемые запасы нефти категории C_1+C_2 на объекте составляют 10 млн.т., то это означает, что существует некая модель объекта (другой вопрос – адекватна она или нет), на базе которой выполнен подсчет запасов, позволяющий обосновать данную оценку. На основе этой модели определена площадь залежи, средние значения эффективной нефтенасыщенной толщины и т.д. Таким образом, если есть количественные характеристики объекта, то существует и его модель

Термин адекватность модели охватывает, как правило, три группы свойств моделей.

1. Модель является адекватной, если она не противоречит комплексу фактических данных, имеющихся на объекте. Иными словами, нельзя рисовать, например, крупную нефтяную залежь, если в пределах чисто нефтяной зоны присутствует хотя бы несколько скважин, стабильно работающих газом вместо нефти. К сожалению, нередко приходится сталкиваться с ситуациями, особенно при лицензировании объектов, когда авторы информационных пакетов, сопровождающих конкурс, игнорируют те или иные факты, «разрушающие» представленные ими модели объекта.

2. Модель является адекватной, если она принципиально верно для данной стадии изучения объекта описывает важнейшие черты его геологического строения. Понятие об адекватности этого типа весьма сложно, поскольку изучение большинства природных объектов осуществляется по схеме от простого к сложному. Даже после начала эксплуатации того или иного объекта остается известный «коридор неопределенности» в представлениях о нефтегазоносном объекте. Именно поэтому выше подчеркивалась неразрывная связь степени адекватности с уровнем изученности объекта. Однако, на любом этапе его

изучения нельзя допускать принципиальных ошибок, к которым, в том числе, относятся: подмена реального дизъюнктивно-блокового строения природного резервуара пликативным; введение необоснованно наклонных флюидальных контактов; неправильное выделение внутриобъектных вертикальных или латеральных флюидоупоров и тому подобное.

3. С понятием адекватности модели тесно связано представление о ее полноте и достаточности для решения стоящих на данном этапе поисково-разведочных или эксплуатационных задач. В том случае, когда, например, имеется объект с оценкой запасов по категории C_1 в 10 млн. тонн и максимальными дебитами разведочных скважин от 5 до 50 т/сут, знания об объекте нельзя считать достаточными, а модель объекта адекватной, если она не позволяет ответить на вопрос, какая часть запасов может быть отобрана с низкими, со средними, а какая с высокими дебитами. По крайней мере, адекватная модель должна отвечать на вопрос, какая часть запасов месторождения может быть отобрана с дебитами выше критически рентабельных.

Таким образом, на практике следует говорить не об абсолютной адекватности модели, а о степени ее адекватности для данной стадии изучения и эксплуатации объекта.

В свете изложенного, геолого-разведочный процесс на том или ином нефтегазоносном объекте может рассматриваться как целенаправленная деятельность по повышению степени адекватности (в том числе и достаточности) модели реальному геологическому строению. Эта деятельность может заключаться как в выполнении определенных объемов геолого-разведочных (сейсмических или буровых работ), так и в моделировании, основанном на обработке или переработке, переинтерпретации и обобщении результатов геолого-разведочных работ. В настоящем курсе рассматриваются в основном исследования по моделированию нефтегазоносных объектов, основанные на исполь-

зовании современных технологий обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных.

Комплекс работ по моделированию нефтегазоносных объектов, как правило, инициируется двумя ситуациями.

1. Первая ситуация связана с тем, что на данном объекте появилась новая информация, связанная с выполнением определенного объема «новых» геолого-разведочных или эксплуатационных работ, укладывающаяся в рамки базовых модельных представлений. В этом случае существующая базовая модель геологического строения объекта развивается, дополняется и усиливается.

2. Вторая ситуация связана с тем, что в ходе эксплуатации объекта или нового этапа его доразведки становится очевидно, что существующие базовые представления о его геологическом строении (его модель) не адекватны реальному геологическому строению. Ярким примером такого положения является ситуация, сложившаяся при эксплуатации залежи пласта BC_{11} Кустового месторождения Западно-Сибирского НГБ. На рис. 1 показано, что свыше 75 % скважин, пробуренных в пределах якобы чисто нефтяной зоны (ЧНЗ), выделенной по базовой модели, утвержденной в ГКЗ СССР, в течение одного года эксплуатации обводнились более чем на 50 %. Разумеется, ни один проект разработки не мог предусматривать такую динамику обводнения пробуренных эксплуатационных скважин. Это положение однозначно свидетельствует о неадекватности базовой модели, в которой неправильно были локализованы чистонефтяная и водонефтяная зоны залежи.

Таким образом, процесс моделирования может иметь своей задачей либо развитие и уточнение базовой модели (тогда, когда он инициирован первой ситуацией), либо кардинальный пересмотр базовых представлений и создание принципиально новой модели. Последний вариант, как правило, инициируется второй ситуацией.

Анализ адекватности моделей геологического строения нефтегазоносных объектов является самостоятельной и исключительно важной составной частью деятельности геолога-нефтяника в современных условиях. Этим заняты геологи, работающие в аппаратах нефтяных компаний, в исследовательских отделах научно-исследовательских институтов и инженеринговых центров. Как правило, перед геологами-нефтяниками в этом случае стоят две группы вопросов, первая из которых связанных с приемлемостью или неприемлемостью имеющихся моделей для дальнейшей работы с объектом; а вторая - с выбором комплекса работ и методов, рекомендованных для оптимального изучения объекта. Особое значение анализ адекватности моделей имеет для геологов-нефтяников, участвующих в выполнении крупных исследовательских проектов по моделированию нефтегазоносных объектов. Именно с позиций анализа адекватности моделей мы рассмотрим основные проблемы изучения нефтегазоносных объектов и типичные ошибки моделирования. В итоге сформулируем основные направления исследований и важнейшие требования к методологии и технологии интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных.

Так что же необходимо знать о нефтегазоносном объекте?

Основное внимание как при моделировании объектов, так и при анализе адекватности моделей должно быть сосредоточено на тех их параметрах и характеристиках, от которых зависит оценка запасов и рентабельность последующей разработки.

Как известно, геологические (балансовые) запасы нефти в природном резервуаре порового типа оцениваются, в подавляющем большинстве случаев, по формуле объемного метода:

$$M=S \cdot m \cdot h_{\text{эф.н}} \cdot k_n \cdot \gamma \cdot \rho \quad (1)$$

где M - масса запасов, аккумулированных в залежи; S - площадь залежи; m - средняя пористость коллекторов природного резервуара в пределах залежи; $h_{\text{эф.н}}$ - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов природного резервуа-

ра; k_n - средний коэффициент нефтенасыщенности; γ - коэффициент усадки, связанный с дегазацией нефти при нормальных условиях; ρ - плотность нефти.

Нередко формула (1) записывается в следующем виде

$$M=S \cdot q_n \cdot k_n \cdot \gamma \cdot \rho, \quad (2)$$

где q_n - эффективная удельная нефтенасыщенная емкость.

Легко видеть, что

$$q_n = m \cdot h_{\text{эф.н}} \quad (3)$$

Отметим, что на практике реально изучаются такие характеристики природного резервуара, как эффективная толщина и эффективная удельная емкость. Переход от этих параметров к нефтенасыщенным толщинам и емкостям осуществляется с применением подходов, основанных на представлении о геометрии и типах залежи, частично рассмотренных в разделе 1.2.

Вопросы определения подсчетных параметров в скважинах подробно освещены в литературе [3, 17] и не рассматриваются в настоящей работе, кроме тех случаев, когда это непосредственно связано с вопросами адекватности моделей. В данной работе более подробно рассматриваются вопросы определения этих параметров для залежи в целом.

Коэффициент нефтенасыщенности, коэффициент усадки и тем более плотность нефти очень слабо варьируют по площади и без особой погрешности могут быть приняты для объекта постоянными. Таким образом, для того чтобы дать надежную оценку массы аккумулированных запасов нефти, необходимо иметь адекватные представления о площади залежи и о распределении в ее пределах эффективной удельной емкости.

Выше была рассмотрена ситуация, связанная с оценкой запасов нефти в коллекторах порового типа. Оценка запасов УВ в коллекторах сложного типа или оценка запасов газа имеет свою специфику, но подчиняется тем же требованиям - необходимо иметь представление о площади залежи и эффективной удельной емкости.

Рентабельность разработки любой залежи в значительной мере определяется дебитами добываемых флюидов, которые зависят как от конструкции скважин, так и от фильтрационных свойств природного резервуара.

Распределение фильтрационных свойств природного резервуара по площади объекта может описываться как на качественном, так и на количественном уровне.

Качественное описание распределения фильтрационных свойств неразрывно связано с понятием о благоприятных и неблагоприятных типах разреза, то есть специфических совокупностях литологических разностей в данном стратиграфическом диапазоне. Каждый тип разреза характеризуется условиями формирования, фильтрационно-емкостными свойствами и продуктивностью.

Простейшим вариантом типизации разрезов является эвристическое отнесение скважин с существенно различными дебитами пластового флюида к «хорошим», «средним» и «плохим» типам разреза. Усиление типизации достигается геолого-генетическим обоснованием сложившихся групп скважин. Так, например, может быть выдвинута гипотеза о том, что «хороший» тип разреза накапливался в пределах подводных отмелей в зонах с максимальной волновой активностью, «средний» - связан с подводными течениями, а «плохой» формировался на участках с застойным гидродинамическим режимом.

Дальнейшее развитие содержательной стороны типизации осуществляется за счет параметризации типов разреза. При этом необходимо, чтобы выбранные типы разреза существенно различались (расходились) по одному или нескольким параметрам, а изменчивость выбранных параметров внутри типов разреза должна быть существенно ниже, чем между типами.

Таким образом, качественное описание распределения ФЕС сводится к районированию природного резервуара по типам разреза.

Количественное описание распределения фильтрационных свойств осуществляется с помощью карт гидропроводности. Гидропроводность (T) определяется по формуле:

$$T = \frac{K_{пр} \cdot h_{эф}}{\mu}, \quad (4)$$

где $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости; μ - вязкость флюида.

Таким образом, определились три ключевых понятия моделирования: площадь залежи, емкость природного резервуара и фильтрационные свойства (проницаемость, гидропроводность) природного резервуара.

1.2. ПЛОЩАДЬ ЗАЛЕЖИ. ЕЕ СВЯЗЬ С ГЕОМЕТРИЕЙ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА И ФЛЮИДАЛЬНЫХ КОНТАКТОВ.

Как известно, площадь нефтяной залежи определяется горизонтальной проекцией контура линии пересечения подошвы истинной покрышки природного резервуара и поверхности водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 2).

В природных резервуарах, имеющих двучленное строение, подошва истинной покрышки совпадает с кровлей продуктивных отложений. В резервуарах, имеющих трехчленное строение, необходимо учитывать наличие так называемой ложной покрышки, то есть толщи, способной содержать УВ, но коллекторские свойства

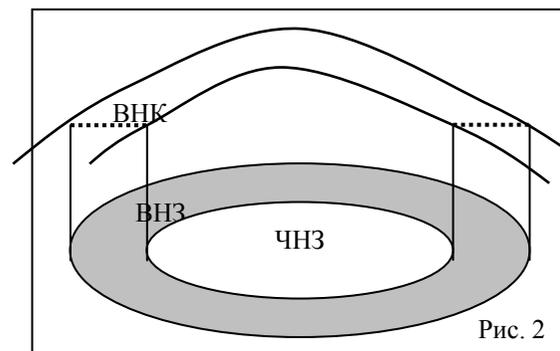


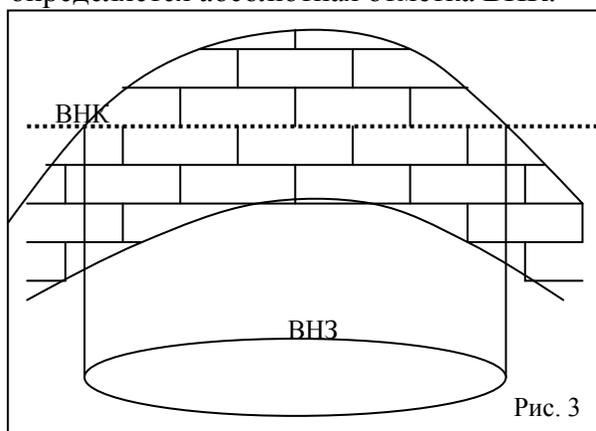
Рис. 2

которой недостаточно высокие, чтобы их отдавать.

Подробно с вопросами влияния ложной покрышки на формирование залежей УВ можно

ознакомиться в работах В.Д.Ильина [8, 20].

В пластовых залежах различают внешний и внутренний ВНК. Внешний контур определяется так, как было описано выше, а внутренний - как проекция контура линии пересечения поверхности ВНК с кровлей нижнего выдержанного флюидоупора (рис. 2). Площадь, заключенная между внутренним и внешним ВНК, называется водонефтяной зоной (ВНЗ), а внутренний контур ограничивает чистонефтяную зону (ЧНЗ). Таким образом, если скважина пробурена в пределах ЧНЗ, весь пласт нефтенасыщен. Пласт, вскрытый в пределах ВНЗ, вверху нефтенасыщен, внизу - водонасыщен. Именно в таких скважинах определяется абсолютная отметка ВНК.



У залежей массивного типа существует только внешний контур нефтеносности, а вся залежь, как правило, представляет собой единую водонефтяную зону (рис. 3). Исключением являются

квази-чистонефтяные зоны, связанные с тем, что иногда на отметках ВНК развиты непроницаемые породы.

Сложные нефтегазовые, газонефтяные и газоконденсатные залежи имеют более одной поверхности флюидальных разделов и, соответственно, чистогазовые, газонефтяные, чистонефтяные и водонефтяные зоны. Более подробно эти вопросы рассматриваются в курсе изучения геологии нефти и газа [4, 5].

Таким образом, для того, чтобы правильно определить площадь залежи, необходимо знать геометрию:

- подошвы верхнего и кровли нижнего флюидоупора;

- поверхности флюидальных контактов (например, ВНК);
- латеральных флюидоупоров (экранов), разделяющих природный резервуар на изолированные в гидродинамическом отношении блоки.

Геометрия подошвы покрывки и кровли нижнего флюидоупора восстанавливается, как правило, по данным глубокого бурения и сейсморазведки. При этом чем выше степень изученности данного объекта, тем выше удельный вес буровой информации. Однако и в тех случаях, когда геометрия природного резервуара восстанавливается преимущественно по данным сейсморазведки, сейсмические данные привязываются к некоей геологической основе, которая складывается в результате корреляции отложений. Под корреляцией отложений следует понимать идентификацию и отождествление в различных скважинах синхронных геологических тел (пластов, пачек, линз и тому подобное). Только в результате адекватной площадной корреляции отложений могут быть составлены правильные представления об истинном рельефе отложений и стратиграфическом объеме природного резервуара, то есть о том, что является верхним и нижним флюидоупором.

Таким образом, адекватность или неадекватность определения площади залежи связана с тем, насколько успешно решены следующие задачи:

- корреляция отложений;
- определение стратиграфического объема природного резервуара;
- выбор отражающего горизонта (ОГ) для картирования подошвы истинной покрывки;
- определение ВНК в каждой скважине и для залежи в целом;
- выделение латеральных (литологических или тектонических) экранов, разделяющих природный резервуар на самостоятельные гидродинамические системы.

1.2.1. КОРРЕЛЯЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ.

Надежность корреляции отложений по данным бурения определяется их генетической природой. Практически однозначна корреляция отложений, накапливающихся в шельфовых условиях при устойчивом морском режиме. В таких отложениях отчетливо выражена ритмичность, они хорошо выдержаны, в них выделяются надежные репера по ГИС, соответствующие глинистым пластам. Примерами таких отложений являются шельфовые пласты неокома или пласты верхнеюрского горизонта Ю₁ в Западно-Сибирской НГП.

Корреляция прибрежных, континентальных и, тем более, клиноформных отложений только по данным бурения, как правило, неоднозначна. Ошибки в корреляции приводят к неправомерному объединению в единый природный резервуар разновозрастных пластов и линз, представляющих собой самостоятельные гидродинамические системы. Уверенная корреляция таких отложений может быть осуществлена только с привлечением данных сейсморазведки для прослеживания выделенных границ в межскважинном пространстве. Опыт показывает, что в клиноформных отложениях или в толщах, имеющих субконтинентальный генезис, корреляция только по данным бурения и корреляция, выполненная с привлечением данных сейсморазведки, принципиально различны, а модели залежей, построенные на базе той или иной корреляции, не имеют ничего общего.

На рис. 4 приведены варианты корреляции клиноформных отложений неокома Приобского месторождения по данным бурения (рис. 4а) и по данным сейсморазведки и бурения (рис. 4в). В скв.242 и 266 выделяется по три ритма, и корреляция только по данным ГИС представляется очевидной. Однако такая корреляция явно противоречит волновой картине. На временном разрезе (рис. 4б) отчетливо фиксируются наклонные отражающие границы и резкое увеличение мощности рассматриваемого

интервала разреза в скв.266. Корреляция по данным сейсморазведки и бурения существенно отличается от кажущейся очевидной по ГИС. Ритм 1 скв.266 в скв.242 отсутствует; ритм 2 скв.266 соответствует ритму 1 скв.242; ритм 3 скв.266 соответствует ритму 2 скв.242. Очевидно, что корреляция без учета данных сейсморазведки в такой ситуации неизбежно приведет к неадекватности моделей природного резервуара, ошибкам в подсчете запасов и проблемам при эксплуатации залежей.

Из изложенного следует, что если корреляция в клиноформной или континентальной толще проведена только по данным бурения, без тщательной привязки и прослеживания по материалам сейсморазведки соответствующих отражающих горизонтов в межскважинном пространстве, то такая корреляция не может считаться корректной и не может являться основой для моделирования залежей.

1.2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО ОБЪЕМА ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА.

Как правило, обоснованному определению объема природного резервуара в моделях, используемых для оценки запасов, не уделяется должного внимания. Между тем этот вопрос весьма важен, так как неправильное определение объема картируемого природного резервуара приводит не только к ошибкам в подсчете запасов, но и к неоптимальному размещению кустов эксплуатационных скважин и их преждевременному обводнению.

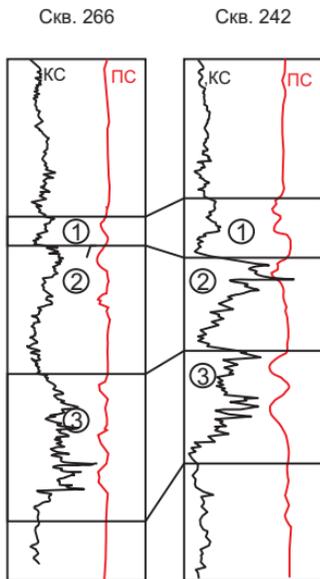
Как известно, чем тоньше пласт, тем меньше ширина его ВНЗ, которая определяется уравнением:

$$l = H / \operatorname{tg} \alpha, \quad (5)$$

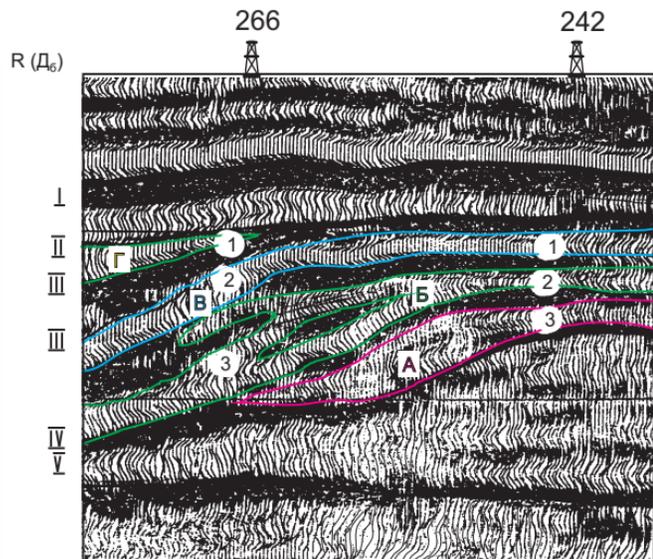
где l - ширина ВНЗ; H - мощность пласта; α - угол падения.

При заданных углах падения ширина ВНЗ полностью

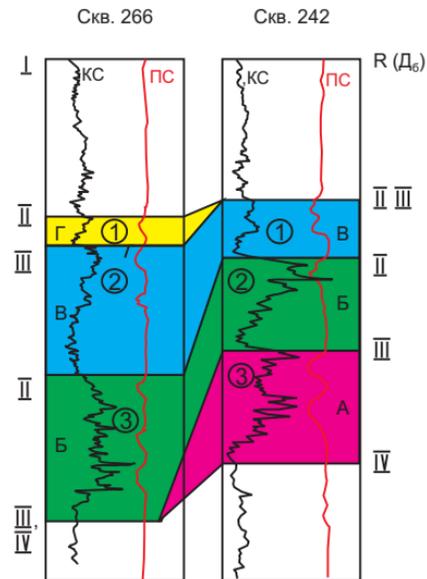
а. Корреляция по данным ГИС



б. Временной разрез



в. Корреляция по данным ГИС и сейсморазведки

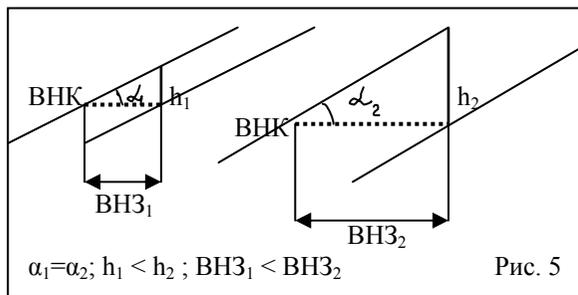


① Индексы пластов, при корреляции по данным ГИС

⊥ Индексы отражающих горизонтов

А Индексы пластов при корреляции по данным ГИС и сейсморазведки

Рис. 4. Сопоставление вариантов корреляции, выполненной по данным ГИС (а) и по данным ГИС и сейсморазведки (б,в).



определяется мощностью пласта (рис. 5). Поэтому понятно стремление выделить при оценке запасов максимально возможное количество самостоя-

тельных природных резервуаров, поскольку это приводит к увеличению площади ЧНЗ и, следовательно, привлекательности (invest appeal) объекта. Однако нередко такое выделение является недостаточно обоснованным.

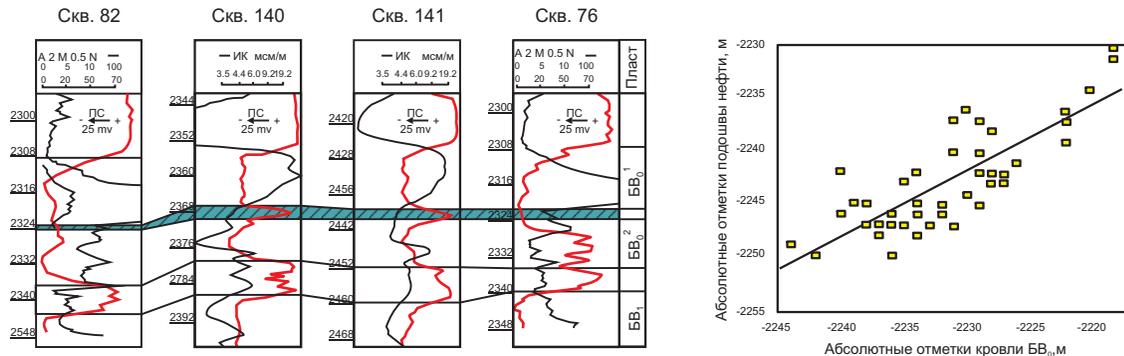
Достаточно часто встречается ситуация, когда генетически единая толща природного резервуара разделяется на две самостоятельных. На основе прослеживания тонкого, невыдержанного по площади алевролитового или аргиллитового прослоя, который выделяется в разрезах скважин на разных стратиграфических уровнях. Рассмотрим для примера верхнеюрский природный резервуар (ПР) Ю₁¹ Восточно-Придорожного месторождения (рис. 6). В модели, принятой при подсчете запасов, он разделен на два самостоятельных: Ю₁^{1a} и Ю₁^{1б}. Ни в одной скважине не зафиксированы различные ВНК в этих пластах, а разделение их основано на прослеживании алевролитового прослоя мощностью 1-2 м. При этом рассматриваемый в качестве флюидоупора прослой выделяется на разных стратиграфических уровнях (относительно надежных реперов по ГИС) и латерально не выдержан. Искусственное разделение ПР на основе прослеживания маломощных прослоев, не являющихся флюидоупорами, привело к неадекватному увеличению площади ЧНЗ и сокращению ВНЗ. В результате эксплуатационные скважины (например, скв.928), пробуренные якобы в центре нефтяного поля, обводнялись в течение нескольких месяцев. На самом деле (при выделении природного резервуара в объеме пласта

Ю₁¹), оказывается, что эти скважины пробурены в непосредственной близости от внутреннего контура нефтеносности, и их обводнение вполне естественно.

Известны и другие ситуации, когда, напротив, два самостоятельных природных резервуара объединяются в один, что также приводит к неадекватному картированию ЧНЗ и ВНЗ и неоптимальной эксплуатации объекта. Примером такого объединения двух самостоятельных природных резервуаров в один является продуктивный пласт БВ₀ Восточно-Придорожного месторождения (рис. 7). При подсчете и пересчете запасов залежь нефти в пласте БВ₀ традиционно рассматривалась как водоплавающая¹. При этом отметка ВНК практически в каждой скважине определялась на разных гипсометрических уровнях. Однако пласт БВ₀ разделяется выдержанным глинисто-алевролитовым прослоем, прослеживаемым на одном и том же стратиграфическом уровне. Обращает на себя внимание факт наличия корреляционной связи между отметками подошвы нефтенасыщенных коллекторов в каждой скважине и отметками кровли пласта БВ₀, что свидетельствует о залежи пластового, а не пластово-сводового типа. Прослеживание глинисто-алевролитовой перемычки позволило разделить природный резервуар БВ₀ на два самостоятельных: БВ₀¹ и БВ₀², нижний из которых водоносен, а к верхнему приурочена пластовая залежь, имеющая ЧНЗ и ВНЗ.

Таким образом, неправильное определение объема природного резервуара существенным образом искажает соотношение размеров ЧНЗ и ВНЗ (особенно при небольших углах наклона), что может не сказаться на суммарной оценке запасов, но резко изменит представление о строении изучаемого объекта. Поэтому данному вопросу должно быть уделено пристальное внимание при оценке адекватности моделей или моделировании объектов.

¹ Не вполне корректный, но часто употребляемый термин «водоплавающая» залежь близок по смыслу к термину «пластово-сводовая». Это некий аналог массивной по конфигурации залежи, расположенной в резервуаре пластового типа.



а. Пласт BB_0 , ТТЭ, 1992 г.

б. Пласт BB_0^1 , ВНИГНИ, 1996 г.

Рис. 7. Модели залежей при разных стратиграфических объемах природного резервуара. Восточно-Придорожное месторождение. Неоком.

1 - изогипсы кровли пласта; скважины давшие: 2 - воду, 3 - нефть и воду; 5 - внешний контур нефтеносности; 6 - внутренний контур нефтеносности; 7 - тектонические нарушения; 8 - чистонефтяная зона; 9 - водо-нефтяная зона.

1.2.3. ВЫБОР ОТРАЖАЮЩЕГО ГОРИЗОНТА ДЛЯ КАРТИРОВАНИЯ ПОДОШВЫ ИСТИННОЙ ПОКРЫШКИ.

Поскольку так называемый опорный отражающий сейсмический горизонт редко оказывается приуроченным к подошве истинной покрышки природного резервуара и характеризует, таким образом, другую геологическую границу, важно установить, насколько эти поверхности конформны, то есть решить вопрос о соотношении их структурных планов. Проверка конформности путем выявления корреляционных связей между значениями глубин различных горизонтов при этом необходима, но недостаточна. Даже при высоких коэффициентах корреляции расхождение структурных планов на отдельных участках (которые могут оказаться не охарактеризованными бурением) нередко достаточно для того, чтобы пропустить локальные положительные формы и связанные с ними залежи УВ или, наоборот, закартировать несуществующие поднятия.

Ярким примером такой ситуации являются структурные построения по кровле верхнеюрского пласта Ю₁¹ в Западно-Сибирском НГБ. Согласно общепринятому мнению, кровлю продуктивных отложений можно картировать по отражающему горизонту (ОГ) Б, приуроченному к отложениям баженовской свиты. Однако, в ряде районов Западно-Сибирского НГБ развиты так называемые аномальные разрезы баженовской свиты (А.Р.Б.), где между битуминозными аргиллитами (собственно баженидами), имеющими мощность 20-30 м, и кровлей верхнеюрского пласта Ю₁¹ появляется пачка переслаивания песчаников, алевролитов и глин, мощность которой меняется от нескольких до ста и более метров (рис. 8). В этом случае кровля пласта Ю₁ и ОГ Б (баженовские аргиллиты) не конформны. отождествление кровли пласта Ю₁ с ОГ Б может привести к картированию поднятий, которые имеются по кровле баженовских аргиллитов, но отсутствуют по кровле пласта Ю₁. Именно

так и случилось на Кустовом месторождении, где скв.272, пробуренная на поднятии, закартированном по ОГ Б, вскрыла аномальный разрез баженовской свиты, доказала отсутствие поднятия по кровле продуктивных отложений и, соответственно, оказалась водяной (рис. 9).

Наличие аномальных разрезов баженовской свиты достаточно легко установить по отсутствию конформности ОГ Б и отражающих горизонтов, выделяемых нижней части васюганской или в верхней части тюменской свит. В районах с нормальным разрезом баженовской свиты эти ОГ обычно конформны. В районах развития аномальных разрезов баженовской свиты структурные построения по кровле верхнеюрского горизонта Ю₁ не могут быть выполнены по ОГ Б. В этой ситуации необходимо либо добиться получения временных разрезов, на которых прослеживается ОГ, отвечающий кровле горизонта Ю₁, что вполне возможно (как это показано в главе 2) при использовании соответствующего графа обработки сейсмической информации (рис. 10), либо отказаться от традиционно принятой методики построения структурной карты кровли горизонта Ю₁ по ОГ Б и использовать в качестве опорного отражающий горизонт ниже баженовской свиты, например, прослеживаемый близ кровли тюменской свиты.

В общем случае, если продуктивный пласт оказывается между двумя неконформными ОГ, структурная модель не может считаться достоверной без специального обоснования конформности кровли пласта и того или иного ОГ.

В условиях неконформности отражающих границ особое значение приобретает вопрос их стратиграфической привязки. Вопрос привязки отражающих горизонтов имеет исключительно важное значение и в том случае, когда границы конформны, и на структурных построениях ошибка привязки не скажется, но предполагается проведение сейсмофациального анализа или прогноз свойств продуктивного горизонта на основе оценки

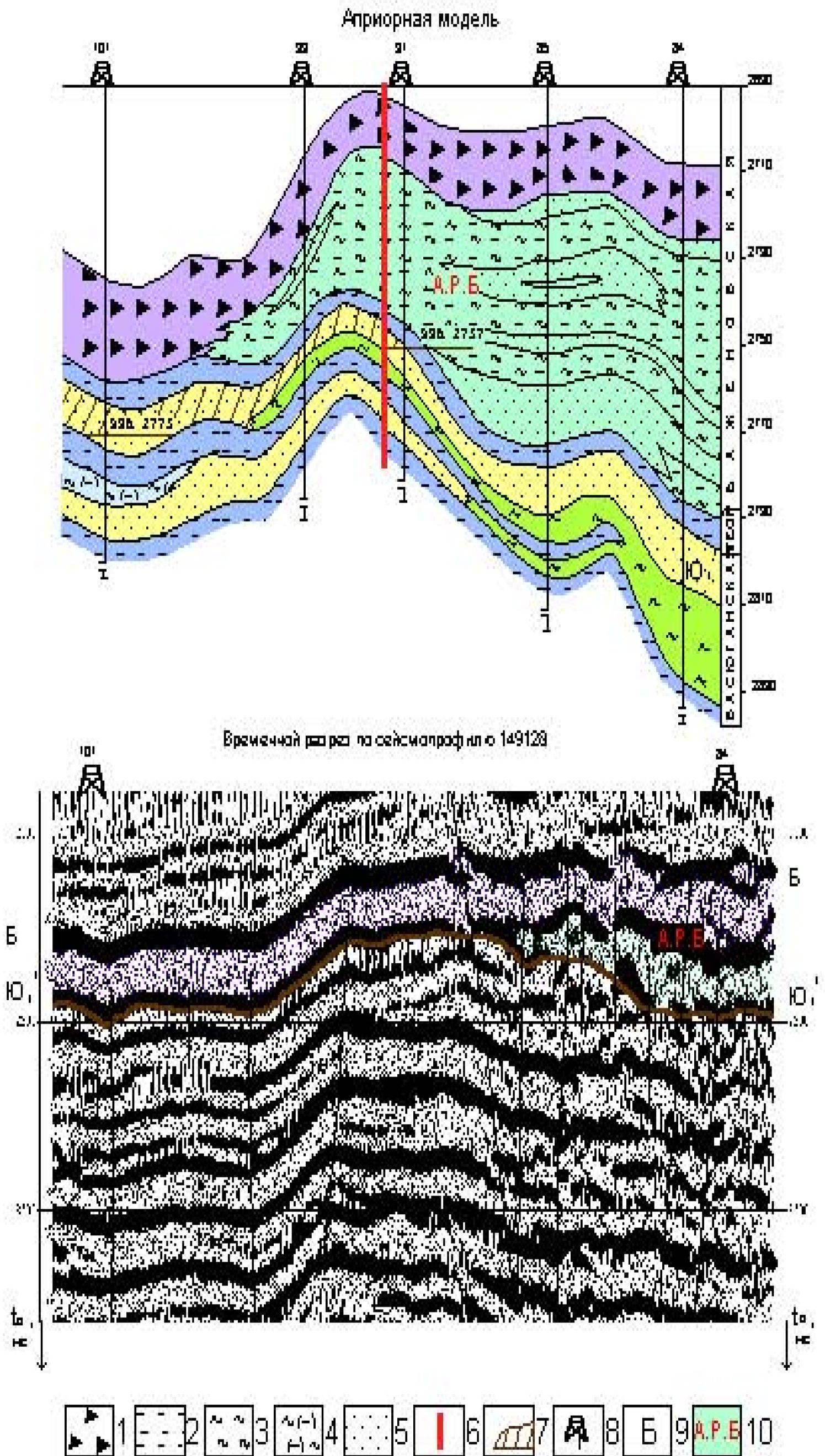


Рис.8 Несовпадение структуры кровли пласта Ю¹ и ОГ Б. Восточно-Придорожное месторождение

- 1 - битуминозные аргиллиты; 2 - глины; 3 - алевриты; 4 - алевриты глинистые;
- 5 - песчаники; 6 - тектонические нарушения; 7 - нефтяная залежь; 8 - скважины;
- 9 - индекс отражающего горизонта; 10 - аномальный разрез баженовской свиты

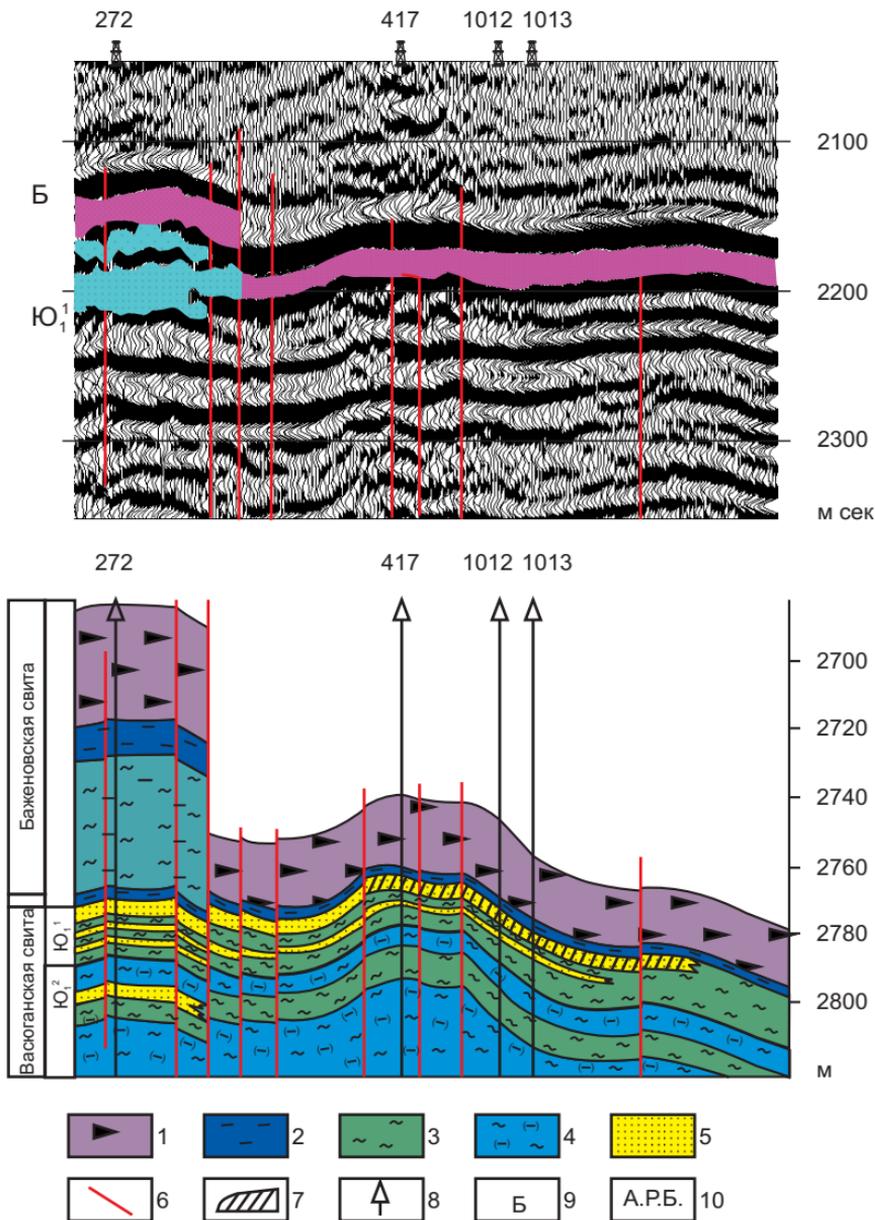


Рис. 9. Несоответствие структуры кровли пласта Ю₁¹ и отражающего горизонта Б. Кустовое месторождение.

1 - битуминозные аргиллиты; 2 - глины; 3 - алевролиты; 4 - алевролиты глинистые; 5 - песчаники; 6 - тектонические нарушения; 7 - нефтяная залежь; 8 - скважины; 9 - индекс отражающего горизонта; 10 - аномальный разрез бажендовской свиты

скоростей или псевдоакустических скоростей в соответствующем интервале временного разреза.

Под привязкой понимается идентификация того или иного сейсмического отражения с конкретным геологическим пластом или телом [9]. Обычно такого рода идентификация осуществляется с помощью сейсмического каротажа (СК), акустического каротажа (АК) или вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Однако в ряде случаев этого оказывается недостаточно для однозначной идентификации отражений в тонкослоистом разрезе. При этом даже такое сильное средство, как сейсмоакустическое моделирование, не всегда позволяет однозначно решить вопрос о стратиграфической приуроченности того или иного отражения.

Коридор неопределенности привязки по СК и АК иногда составляет 15-20, а то и 30 мс в зависимости от адекватности статических поправок и точности увязки полигонов. В рамках этого коридора определяющим критерием правильности привязки является соответствие особенностей строения геологического разреза, установленных по данным бурения и волновой картине.

Следует подчеркнуть, что никакие структурные построения не могут считаться адекватными, если нет однозначной уверенности в правильном геологическом отождествлении сейсмических колебаний.

1.2.4. ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЕ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВАРА И ГЕОМЕТРИЯ ФЛЮИДАЛЬНЫХ КОНТАКТОВ.

Площадь залежи в большой степени зависит от надежности определения флюидалльных контактов в разрезе каждой скважины. Это первая проблема. Часто определение ВНК по ГИС, особенно в Западной Сибири, противоречит результатам испытаний скважин. Такая ситуация складывается даже в отложениях,

где традиционно считается, что такие определения достаточно надежны.

Можно привести множество примеров несоответствия интерпретации ГИС и результатов испытания. Так, в скв.124 Восточно-Придорожного месторождения по заключению ГИС нижняя часть пласта Ю₁¹ водонасыщена, тогда как при опробовании этого интервала получен приток безводной нефти. В эксплуатационных скважинах 124 и 59 Крапивинского месторождения верхнеюрский продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴ по заключению ГИС предполагался нефтеводонасыщенным, в то время как скважины по результатам испытания оказались чисто нефтяными (рис. 11)

Еще более неблагоприятна ситуация, когда скважины водяные по заключению ГИС ликвидируются без опробования. Учитывая недостаточную надежность интерпретации ГИС, при ликвидации скважин без опробования нельзя быть уверенным в характере флюидонасыщения разреза. Так, например, скв.216 Крапивинская была ликвидирована по геологическим причинам без опробования на основании заключения ГИС о водонасыщенности пласта Ю₁³⁻⁴, в то время как представляется весьма вероятным, что верхняя часть пласта нефтенасыщена. В результате вопрос о наличии залежи в северной части месторождения остался открытым.

Из изложенного следует необходимость проведения анализа соответствия результатов интерпретации ГИС и данных испытаний не только по изучаемым объектам, но и по сопредельным площадям. В случае их несовпадения, модели, опирающиеся на результаты интерпретации ГИС неопробованных скважин, не могут считаться достоверными.

Следующей проблемой является геометризация ВНК по площади объекта. Как известно, флюидалльные контакты принято считать горизонтальными плоскостями. При этом указанные горизонтальные плоскости должны аппроксимировать (осред-

Восточно-Придорожное
месторождение, пласт Ю

Крапивинское месторождение, пласт Ю

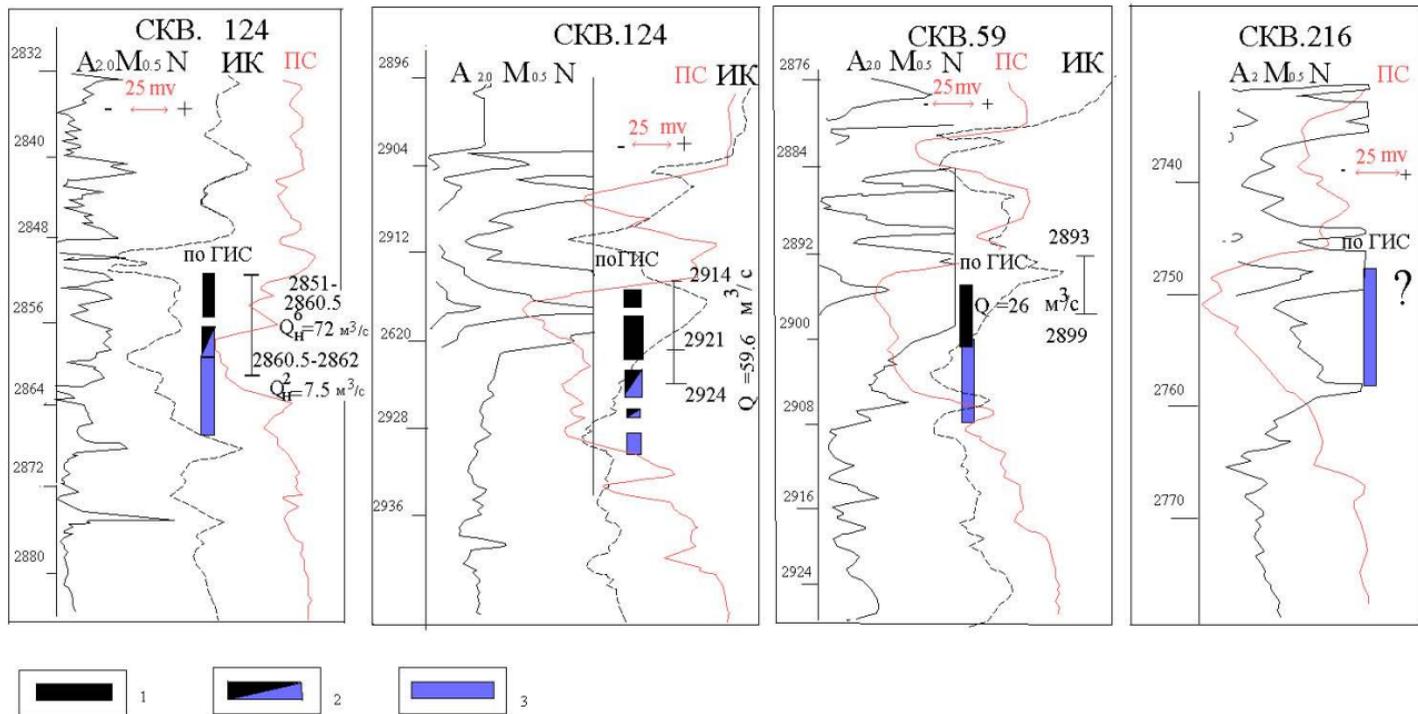


Рис. 11 Несоответствие результатов интерпретации ГИС и данных опробования. Верхняя Юра.
Результаты ГИС: 1 - нефть; 2 - нефть с водой; 3 - вода.

нять) реальные абсолютные отметки флюидалных контактов в скважинах с ошибками, не превышающих ошибки определения абсолютных отметок флюидалных контактов в конкретных скважинах. Для условий ЗСНГБ это означает, что среднеквадратичная ошибка аппроксимации не должна превышать первых метров. Напомним, что проекция линии пересечения плоскости ВНК с подошвой верхнего и кровлей нижнего флюидоупоров строго конформны соответствующим изогипсам.

На практике нередко приходится сталкиваться с ситуацией, когда ввиду невозможности удовлетворительной аппроксимации абсолютных отметок контактов в скважинах горизонтальными плоскостями вводятся наклонные, кривые, ступенчатые и прочие геометрические конструкции. Простейшей из них является наклонный ВНК. В этом случае проекции линий пересечения ВНК с подошвой верхнего и кровлей нижнего флюидоупоров секут соответствующие изогипсы.

Традиционно модели большинства залежей верхнеюрско-нижне-мелового комплекса рассматривались как антиклинальные с наклонным ВНК. При этом наклон контакта превышал 10 м, а иногда достигал нескольких десятков метров. Примерами могут служить залежи Крапивинского, Моисеевского, Столбового (Каймысовский свод), Восточно-Придорожного, Кустового (Ярсомовский прогиб), Новопокурского (Южновартовская моноклираль) и других месторождений. Наклоны контактов на этих месторождениях составляли: на Крапивинском (пласт Ю₁³⁻⁴) – 77 м, на Восточно-Придорожном (для пласта Ю₁¹⁶) – 18 м во втором тектоническом блоке, на Кустовом (пласт БС₁₁¹) – более 9 м, на Новопокурском месторождении (пласт Ю₁²) – около 30 м (рис.12а, 13а, 14а, 15а).

При рассмотрении моделей с наклонными флюидалными контактами необходимо оценить геологические и физические предпосылки наклона поверхностей флюидалных контактов.

Погрешность определения ВНК в скважинах может быть в

пределах первых метров. Поэтому разница абсолютных отметок ВНК в различных скважинах в 5-10 и более метров не может быть объяснена погрешностью наблюдения и требует своего обоснования. Таких обоснований может быть только два: движение подземных вод и действие сил поверхностного натяжения, зависящих от проницаемости и пористости коллектора. Наклон ВНК под влиянием движения подземных вод возможен при гидродинамически активных режимах, характерных, например, для предгорных впадин, и исключен для условий Западной Сибири.

Возможность наклона контакта под действием капиллярных сил может быть проверена расчетами.

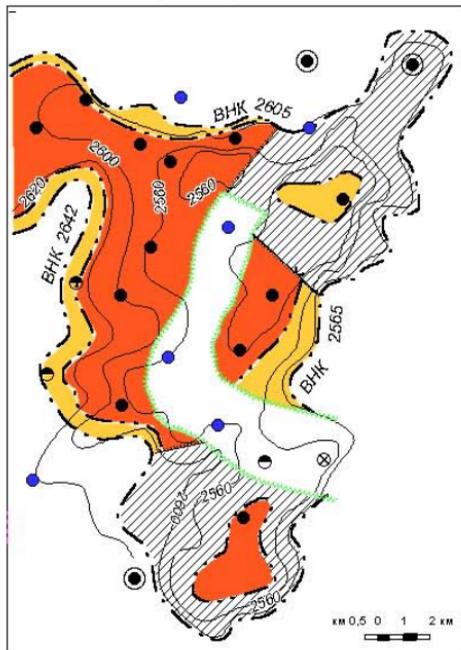
Рассмотрим логику такого подхода на модельном примере (рис. 16). Пусть мы имеем пласт, ФЕС которого резко меняется с запада на восток. На западе пласт характеризуется проницаемостью 46 мД, пористостью 20% и средним радиусом капилляров ($r_{к1}$), равным $4,8 \cdot 10^{-6}$ м. Отметка ВНК принимается равной H_1 . На востоке пласт характеризуется проницаемостью 3,5 мД, пористостью 16% и минимальным радиусом капилляра $r_{к2}=3,6 \cdot 10^{-6}$ м. Фильтрационно-емкостные характеристики взяты из работы [27] табл.41, стр.215.

Таким образом, на западе мы имеем достаточно хороший коллектор, а на востоке фильтрационные характеристики близки к неудовлетворительным. Перепад проницаемостей составляет 13 раз, т.е. условия для максимального сдвига контактов идеальные. Каков же масштаб этого сдвига Δh ? Для его определения существует известная формула Жюрена:

$$\Delta h = \frac{2\sigma \cos \theta}{g(\rho_v - \rho_n)} \cdot \left(\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} \right) \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

где $\sigma=20 \cdot 10^{-3}$ н/м - коэффициент поверхностного натяжения системы нефть-вода; ρ_v - плотность воды = 1000 кг/м^3 ; ρ_n - плотность нефти, принятая равной 830 кг/м^3 ; θ - краевой угол смачивания, принятый по аналогии с системой нефтяное масло-

а) ТНГГ, 1984 г.



б) ВНИГНИ, 1998 г.

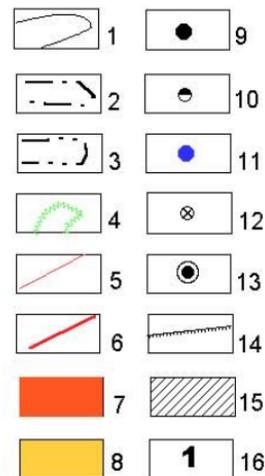
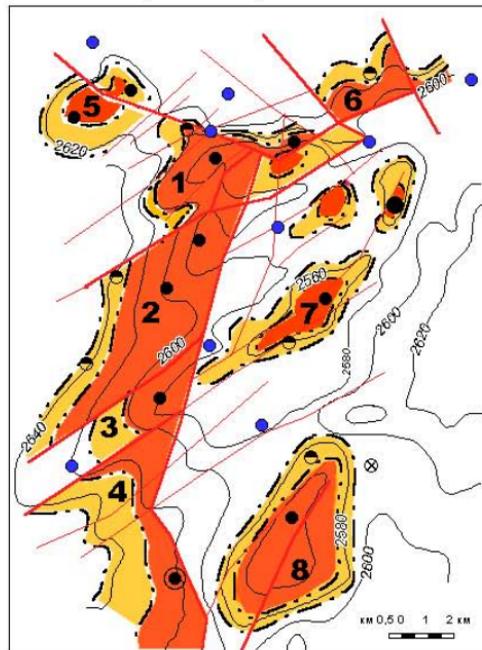


Рис.12 Модели залежей при пликативном (а) и дизъюнктивно-блоковом (б) вариантах структурных построений. Крапивинское месторождение. Верхняя юра. Пласт Ю₁³⁻⁴

1 - изогипсы кровли пласта; 2 - внешний контур нефтеносности; 3 - внутренний контур нефтеносности; 4 - граница ухудшения коллекторских свойств; 5 - тектонические нарушения; 6 - экранирующие тектонические нарушения; 7 - чистонефтяная зона; 8 - водонефтяная зона; 9 - скважины, давшие нефть; 10 - скважины, давшие воду; 11 - скважины, давшие воду; 12 - "сухие"; 13 - скважины, пробуренные после построения моделей; 14 - граница запасов категории C₁ и C₂; 15 - поле запасов категории C₂; 16 - номер залежи.

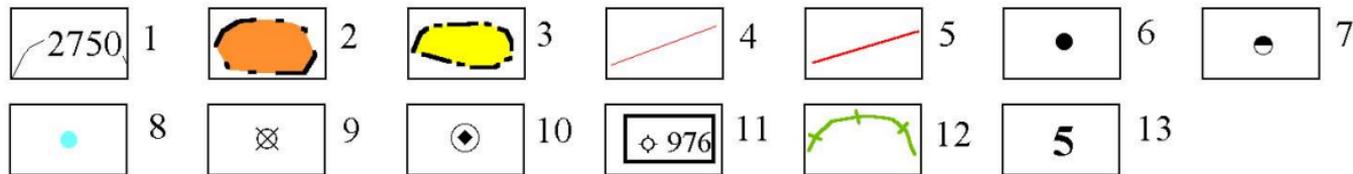
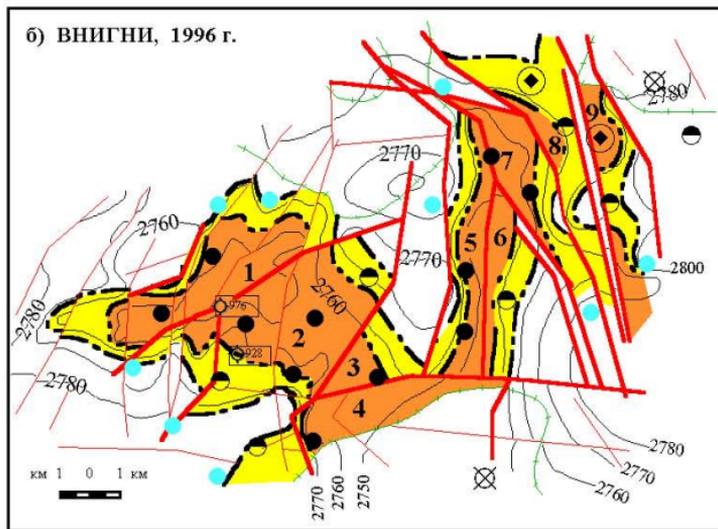
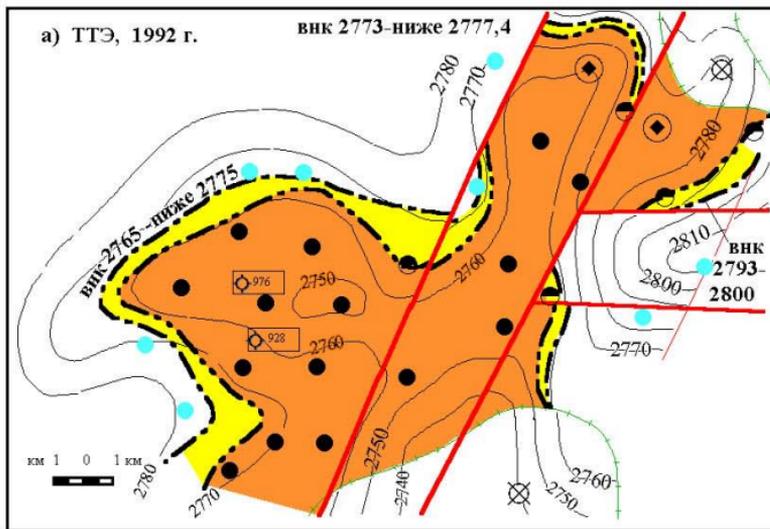
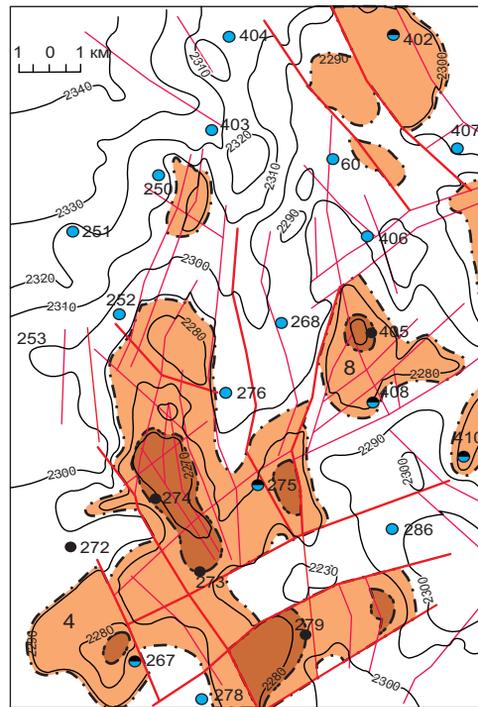
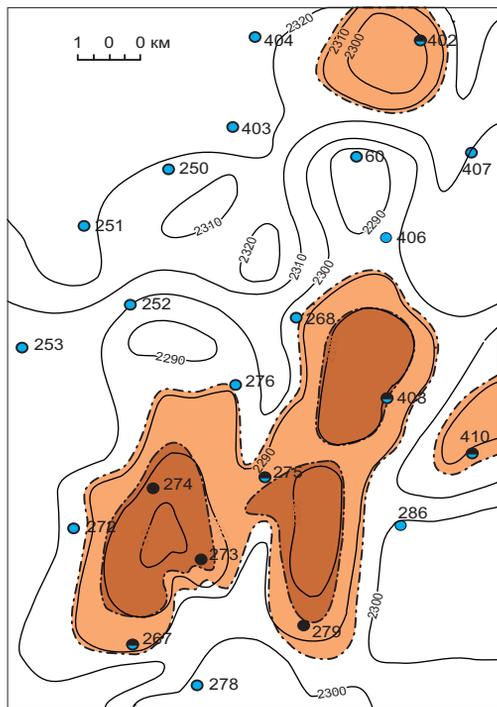


Рис.13 Модели залежей при разных вариантах структурных построений (а - ТТЭ, 1992 г.; б - ВНИГНИ, 1996) . Восточно-Придорожное месторождение. Верхняя юра. Плас₁ Ю .

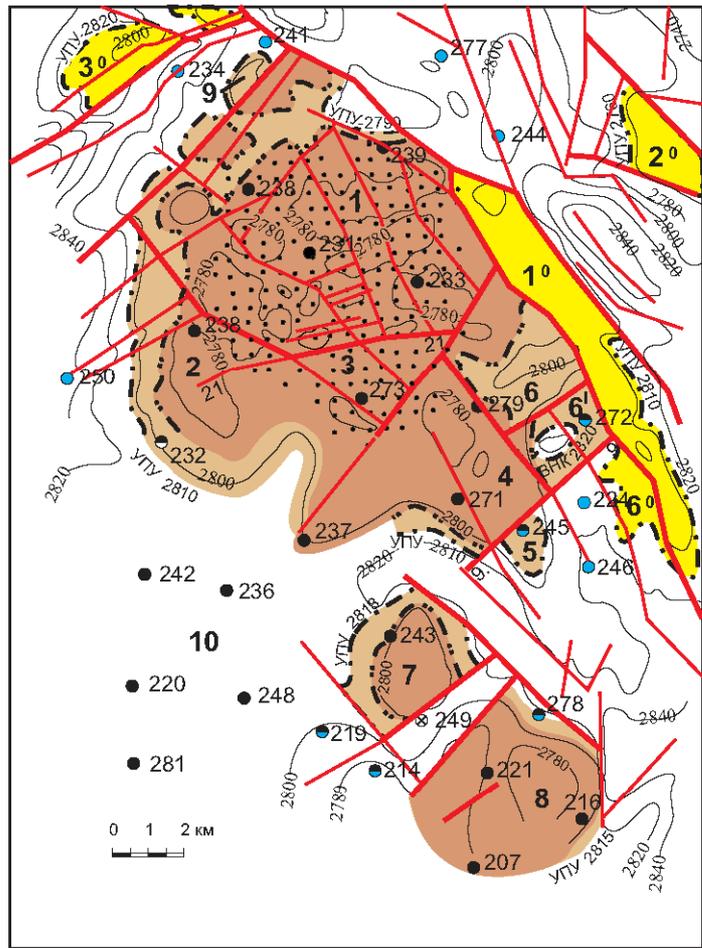
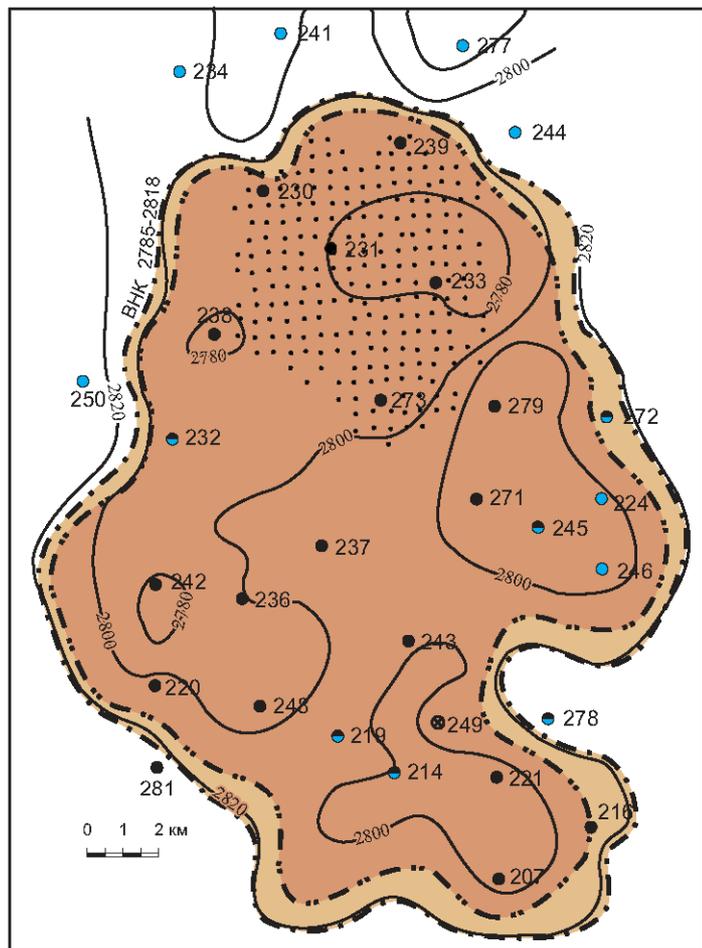
1 - изогипсы кровли пласта; - залежи : 2 - чисто нефтяная зона, 3 - водонефтяная зона; 4 - тектонические нарушения; 5 - экранирующие тектонические нарушения; скважины: 6 - нефтяная, 7 - водонефтяная, 8 - водяная, 9 - сухая, 10 - пробуренная после построения моделей, 11 - эксплуатационная, ее номер; 12 - граница распространения коллекторов; 13 - номер залежи.



- 1 - [contour line symbol] 1
- 2 - [shaded orange area symbol] 2
- 3 - [unshaded orange area symbol] 3
- 4 - [well symbol with number 219] 4
- 5 - [red line symbol] 5
- 6 - [red line symbol] 6

Рис. 14. Модели залежи при пликативном (а) и дизъюнктивно-блоковом (б) вариантах структурных построений. Кустовое месторождение. Неоком. Пласт БС₁₁¹.

1 - изогипсы кровли пласта; 2 - водонефтяная зона; 3 - чистонефтяная зона; 4 - номер скважины и характер насыщения; 5 - тектонические нарушения; 6 - экранирующие тектонические нарушения.



- | | |
|--|----|
| | 1 |
| | 2 |
| | 3 |
| | 4 |
| | 5 |
| | 6 |
| | 7 |
| | 8 |
| | 9 |
| | 10 |
| | 11 |

Рис. 15 Модели залежей при пликативном (а) и дизъюнктивно-блоковом (б) вариантах структурных построений. Новопокурское месторождение. Верхняя юра. Пласт Ю₁²⁶

1 - изогипсы кровли пласта; 2 - чистонефтяная зона; 3 - водонефтяная зона; 4 - тектонические нарушения; 5 - экранирующие тектонические нарушения; скважины, давшие: 6 - нефть; 7 - нефть и воду; 8 - воду; 9 - сухие; 10 - номер залежи; 11 - номер прогнозируемого объекта.

вода равным 80^0 ($\cos \theta=0,166$). Найти более точное значение этой величины для системы нефть-вода представляется затруднительным.

Подставляя известные нам величины в формулу Жюрена, получим:

$$\Delta h = \frac{2 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 0,166}{(1000 - 830) \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{3,6 \cdot 10^{-6}} - \frac{1}{4,8 \cdot 10^{-6}} \right) \approx 0,276 \text{ м}$$

Разумеется, рассчитанный сдвиг контактов существенно меньше реальной точности определения абсолютной отметки ВНК. Таким образом, часто отмечаемые скачки ВНК в 10-15 и более метров не могут быть объяснены действием капиллярных сил.

Несколько иная картина наблюдается для газовых залежей. В формуле Жюрена с переходом к газу числитель (произведение коэффициента поверхностного натяжения на $\cos \theta$) растет быстрее, чем знаменатель. Это обусловлено тем, что в системе газ-вода (пусть даже при пластовых давлениях и плотностях порядка 500 кг/м^3) деформация мениска существенно меньше, а угол θ не превосходит 40-50 градусов. Поэтому сдвиги ГВК могут достигать нескольких, а иногда и десяти метров.

Если расчеты показывают, что наклон ВНК не может быть обусловлен действием ни одной из указанных причин, то модель единой залежи с наклонным ВНК не может быть признана адекватной. В этом случае залежь на самом деле не является единой, а разделяется латеральными экранами на несколько самостоятельных залежей.

Таким образом, мы подошли к рассмотрению вопросов, связанных, если так можно выразиться, с «дроблением» залежи при более детальном ее изучении. Для рассмотренных на рис.12-15 объектах первоначальное понятие о площади единой залежи теряет смысл, и возникает необходимость говорить о сумме площадей залежей.

Запасы и ресурсы размещены в гораздо большем, чем пред-

ставлялось ранее, числе самостоятельных, относительно более мелких залежей сложного строения. Это, безусловно, негативный фактор, осложняющий освоение нефтяных ресурсов.

Однако, рассматриваемый фактор тем губительнее для эффективности освоения нефтяных ресурсов, чем меньше мы знаем о реальном строении природного резервуара. То есть усложнение геологического строения природного резервуара, выявленное в последние годы, можно игнорировать, и тогда результаты разработки месторождения будут плачевными, либо необходимо приспособиться к этому явлению путем использования адекватных схем разработки, в результате которого у промысловиков появляется шанс на резкий скачок продуктивности.

Почему же тогда десятки месторождений в Западной Сибири принимались с необоснованно наклонными ВНК, что затем приводило к катастрофическим последствиям при разработке залежей? Ответ на этот вопрос заключается в том, что для обоснованного "дробления" залежи необходимо ясно представлять типы латеральных флюидоупоров (экранов) и способы их картирования.

1.2.5. ЛАТЕРАЛЬНЫЕ ФЛЮИДОУПОРЫ.

В последние годы накоплен значительный фактический материал, позволяющий по новому взглянуть на описание и типизацию флюидоупоров. Известно, что в отечественной нефтяной геологии традиционно выделяются три типа экранов:

- литологические;
- стратиграфические;
- тектонические.

При этом под литологическими экранами большинство исследователей понимает зоны замещения коллекторов синхронными непроницаемыми или слабопроницаемыми разностями, а

также границы линзовидных или шнурковых тел, сложенных проницаемыми породами и размещенных в непроницаемых толщах.

Стратиграфические экраны связываются с выклиниванием проницаемых отложений, так и со срезанием их поверхностями несогласия, выше которых залегают непроницаемые породы [16].

Тектонические экраны традиционно связывались с контактом коллекторов с непроницаемыми породами по поверхностям дизъюнктивных дислокаций. Для этого амплитуда смещения должна быть больше мощности пласта [5].

Первые два типа экранов можно назвать экранами ограничения. Смысл такого определения заключается в следующем. Если пробурить две скважины по обе стороны условной линии экрана на исчезающе малом расстоянии друг от друга, то одна скважина вскрыет залежь, а другая окажется непродуктивной по данному природному резервуару. Экраны указанных типов не могут представлять собой некие узкие зоны, дробящие залежь.

Тектонические экраны, напротив, могут являться как экранами дробления, так и экранами ограничения. Это обстоятельство косвенным образом отражено в классификациях ловушек и залежей [6]. Наряду с тектонически экранированными во многих классификациях выделяются так называемые тектонически нарушенные залежи. Это значит, что две скважины, пробуренные по разные стороны тектонического экрана могут оказаться продуктивными, но принадлежащими к разным флюидодинамическим системам (разным залежам).

Таким образом, в большинстве случаев, когда возникает обоснованная необходимость дробления залежей, следует выявлять и картировать экраны, связанные с дизъюнктивными дислокациями.

В конкретных условиях ЗС НГБ решение таких задач осложняется тем, что по данным бурения и сейсморазведки крайне редко выделялись дизъюнктивные дислокации с амплитудой

больше толщины основных продуктивных пластов. Ранее именно такие дислокации, по которым проницаемый пласт приходит в контакт с непроницаемым, рассматривались в качестве экранов. Ситуация изменилась только в последние годы.

В соответствии с последними представлениями отечественных и зарубежных ученых, экранами могут быть не только высокоамплитудные, но и малоамплитудные, или вообще безамплитудные тектонические нарушения [7, 28].

Экранирование обеспечивается следующими механизмами:

- глинизацией зоны нарушения (проникновение глин или глинистых сланцев по плоскости сбрасывания) (рис. 16);
- катакластическими процессами, в результате которых происходит дробление зерен песчаника, и в зоне разлома образуется более тонкозернистый материал;
- эпигенетическими процессами, приводящими к цементации ранее проницаемых пород в плоскости тектонического нарушения.

Все эти экраны не выделяются однозначно по данным стандартной сейсморазведки. Для их выявления требуется целенаправленная обработка и интерпретация сейсмических данных, рассмотренная во 2 главе.

На рисунках 12, 13, 14, 15 продемонстрировано, насколько принципиально меняется модель объекта при принятии пликативного или дизъюнктивно-блокового варианта строения природного резервуара; как меняется количество и площадь залежей, соотношение ЧНЗ и ВНЗ, и, в связи с этим, использование тех или иных систем разработки.

Таким образом, вопрос о единстве залежей является одним из наиболее принципиальных и должен исследоваться особенно тщательно и обязательно разрешаться в результате специальных исследований или дополнительных объемов геологоразведочных работ, направленных на выявление и трассирование латеральных флюидоупоров.

1.3. ЕМКОСТЬ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА.

1.3.1. ТИПЫ ЕМКОСТИ.

Важнейшим параметром, описывающим емкостные свойства природного резервуара, является эффективная удельная емкость q . Как известно, этот параметр для порового коллектора определяется как произведение средней пористости m на среднюю эффективную толщину $h_{эф}$, то есть:

$$q = mh \quad (7)$$

Размерность этой величины обычно дается в м, или иногда, для подчеркивания физической сущности величины, заключающейся в оценке удельного объема эффективного пустотного пространства на единицу площади, в $\text{м}^3/\text{м}^2$.

Оценка пористости поровых коллекторов по комплексу ГИС и лабораторных исследований керна является вопросом хорошо разработанным и не представляющим принципиальных трудностей. При этом необходимо, однако, использовать только адекватные петрофизические зависимости. Следует отметить, что вариации пористости по площади не изменяют кардинально величину емкости, поскольку интервал изменения пористости относительно невелик.

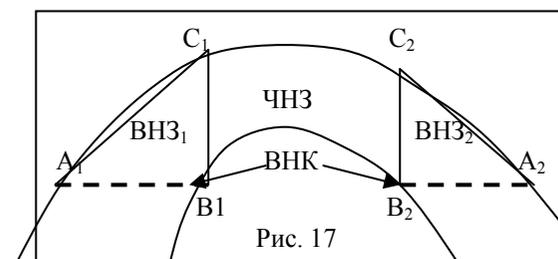
Для коллекторов трещинного типа параметр емкости определяется по формуле:

$$q = l \cdot h_n, \quad (8)$$

Где l – так называемая пустотность (аналог коэффициента пористости), h_n – нефтенасыщенная толщина.

Для коллекторов трещинного типа в практических расчетах эффективная удельная емкость, рассчитанная по формуле (8), почти всегда имеет смысл удельной нефтенасыщенной емкости.

Для поровых коллекторов переход от эффективной удельной емкости к удельной нефтенасыщенной емкости для залежей пластового типа осуществляется по следующей схеме (рис. 17). В пределах чисто нефтяной зоны эффективная



нефтенасыщенная емкость равна эффективной удельной емкости, за внешним контуром нефтеносности эффективная нефтенасыщенная емкость тождественно равна нулю.

В пределах водонефтяной зоны эффективная нефтенасыщенная емкость определяется по правилу треугольника.

В коллекторах порового типа эффективная удельная емкость меняется в широких пределах, в основном за счет контрастных вариаций эффективных толщин. Вопрос об определении эффективных толщин является одним из главных при моделировании нефтегазоносных объектов.

Эффективная толщина может быть определена как тот интервал разреза, который сложен породами-коллекторами, а, следовательно, способен принимать и отдавать флюиды. Наиболее правильным способом выделения этих интервалов является их определение по данным кавернометрии (глинистая корка уменьшает диаметр), а также на основе интерпретации микрозондов. Принципиально возможным является такой способ выделения эффективных толщин, как использование порогового значения проницаемости. Суть этого способа сводится к тому, что по соображениям, обычно диктуемым требованиями разработки аналогичных залежей, устанавливается некоторое пороговое значение проницаемости, например 1 мД. Те интервалы разреза, где проницаемость по результатам лабораторных определений больше пороговой, объявляются коллектором и включаются в эффективную толщину. Этот способ имеет тот недостаток, что он требует практически полного выноса керна и чрезвычайно высокой плотности лабораторных определений проницаемости. Все

методы определения проницаемости по данным ГИС недостаточно надежны для уверенного выделения эффективных толщин. Абсолютно неприемлемым является способ определения эффективных толщин по граничному значению пористости, поскольку не пористость, а именно проницаемость определяет строгое отнесение породы к коллектору или неколлектору.

Несколько иная ситуация складывается для коллекторов трещинного типа. Для них в принципе неприменимо понятие об эффективной толщине. Проницаемые интервалы в природных резервуарах трещинного типа практически не фиксируются по данным ГИС, что является важнейшим препятствием для их планомерного изучения. В отдельных случаях неплохие результаты дает интерпретация данных широкополосной акустики. При определении емкостных свойств коллекторов трещинного типа следует опираться главным образом на результаты лабораторных исследований керна. При этом важно, чтобы размеры изучаемых образцов (кубиков) были достаточными для определения направления господствующей системы трещин.

Необходимо помнить, что трещинные коллекторы, как правило, являются достаточно низкоемкими. Пустотность трещин в них обычно меняется в пределах 0,3-1,5 %. Однако приуроченные к коллекторам трещинного типа нефтегазоносные объекты часто характеризуются весьма высокой плотностью запасов. Это происходит из-за больших значений нефтенасыщенных толщин. Кроме того, пустотное пространство коллекторов трещинного типа, как правило, является гидрофобным, в связи с чем коэффициент нефтенасыщенности может приниматься близким к единице, то есть почти все эффективное пространство занято нефтью. Для сравнения укажем, что коэффициент нефтенасыщенности в коллекторах порового типа, как, например, в горизонте Ю₁ в

Западной Сибири, редко превосходит значения 0,6, то есть чуть более половины эффективного пустотного пространства занято полезным флюидом.

Следует подчеркнуть, что при работе с тем или иным объектом необходимо сразу же определиться, с коллекторами какого типа мы имеем дело.

В 70-е годы механический перенос подходов, применяемых к коллекторам порового типа, на объекты с трещинной проницаемостью приводил к тому, что важнейшие факты, связанные с нефтегазоносностью отложений, попросту игнорировались. В этом случае показателен пример освоения палеозойского комплекса юго-западной Сибири (Нюрольский бассейн). Результаты испытаний, свидетельствующие о значительных притоках нефти (до 50 м³/сут) из коренных палеозойских карбонатов, объявлялись результатом перетока из мезозойских коллекторов за счет плохой цементации затрубного пространства. Так была “закрыта” палеозойская залежь в скважине №5 на Калиновой площади. Аргументом было то, что по данным ГИС коллектора в данном разрезе не выделены. На самом деле, по данным ГИС не были выделены коллектора порового типа, которые действительно отсутствовали в разрезе, тогда как залежь была связана с коллекторами трещинного типа.

Особую сложность представляет работа с коллекторами кавернового типа [2]. По данным ГИС в них уверенно выделяются эффективные толщины, при этом каверновый коллектор нередко путают с поровым. Пустотное пространство каверн почти всегда гидрофобно, следовательно, коэффициент нефтенасыщенности может приниматься близким к единице. Формальный перенос подходов, свойственных работе с коллекторами порового типа на каверновые коллектора приводит к занижению реальных извлекаемых запасов. Например, на Урманском месторождении (Нюрольский бассейн) при таком подходе запасы были занижены в 1,5 раза.

1.3.2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТИ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА ПО ПЛОЩАДИ ОБЪЕКТА.

Емкость природного резервуара, принятая при оценке запасов, может быть определена разными способами. Средняя пористость и средняя эффективная толщина могут быть посчитаны как среднеарифметические значения, что часто встречается на практике, либо как средневзвешенные величины, когда каждой скважине приписывается вес пропорционально площади ее влияния. Другой способ основан на формальной геометризации "поверхностей".

Распределение емкости в природном резервуаре может происходить по двум вариантам.

Первый - пласт имеет довольно простое строение, параметр емкости достаточно высок и меняется по площади незначительно, поэтому, исходя из условий образования отложений, нельзя ожидать существенных аномалий емкости в межскважинном пространстве. Только в этом случае определение емкости природного резервуара как среднеарифметического или средневзвешенного значения может считаться удовлетворительным. Примером таких отложений является пласт БВ₀¹ Восточно-Придорожного месторождения. Пласт латерально выдержан, формировался в шельфовых условиях при значительном поступлении обломочного материала. Емкость варьирует в пределах 2-3 м³/м². Для таких пластов стабилизация значений параметров может являться основанием признать количество скважин достаточным, а определение емкости надежным.

Гораздо чаще мы сталкиваемся с ситуацией, когда пласт латерально изменчив, эффективная емкость его варьирует в значительных пределах: от нуля до десятков метров. В этих условиях реальная ценность объекта никак не определяется средними значениями емкости. Необходимо знать, какая площадь месторождения характеризуется аномально высокими значениями

емкости или отсутствием коллекторов. Неприемлем в этом случае ни метод интерполяции, ни способ "вырезания" участка вокруг "сухой" скважины с границами, проходящими через середины отрезков, соединяющих "сухую" скважину с продуктивными, как предписано инструкцией по подсчету запасов.

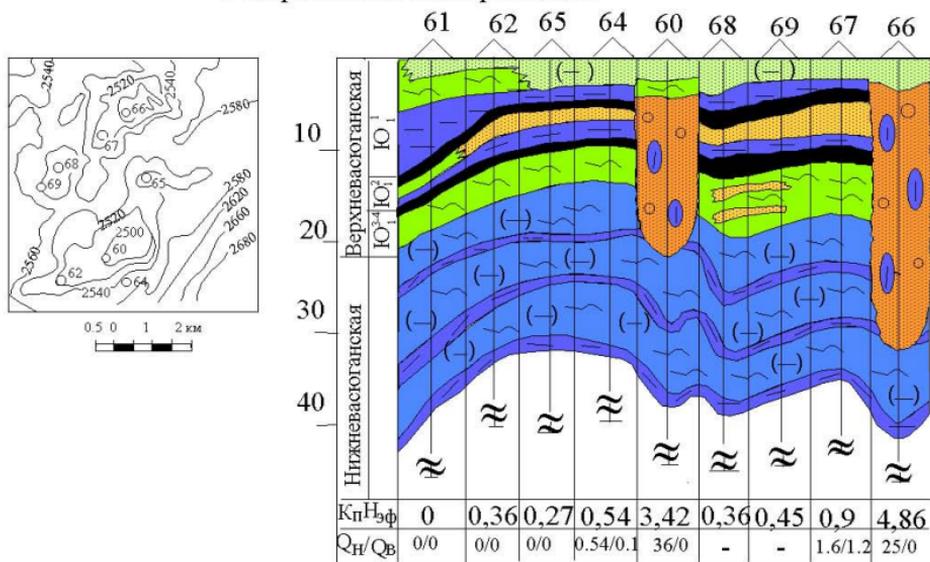
Необходимость локализации участков с аномально высокими эффективными мощностями демонстрируют примеры по Карасевскому и Моисеевскому месторождениям. На общем фоне развития коллекторов с небольшими эффективными толщинами и низкой проницаемостью, только участки развития песчаных тел с эффективными толщинами 19-27 м представляют практический интерес и от площади их распространения зависит ценность объекта (рис.18).

Нередко зоны развития аномальных мощностей, существенно изменяющие представления об объеме пустотного пространства природных резервуаров, выявляются только на стадии эксплуатации месторождений.

Несмотря на то, что ни одна из разведочных скважин не обнаруживает зону отсутствия коллекторов, некоторые кусты эксплуатационных скважин оказываются "сухими", как это и произошло при разработке пласта Ю₁¹ Кустового и Новопокурского месторождений.

На рис. 19 приведены карты распределения эффективной мощности пласта Ю₁¹ Новопокурского месторождения, одна из которых построена на стадии подсчета запасов методом интерполяции по данным разведочного бурения, а другая – по результатам последующего эксплуатационного бурения. Эксплуатационное бурение показывает, что в действительности распределение эффективной мощности, а, следовательно, и емкости по площади имеет очень сложный, резко дифференцированный характер, который даже приблизительно не может быть восстановлен линейной интерполяцией между разведочными скважинами.

а - Карасевское месторождение



б - Моисеевское месторождение

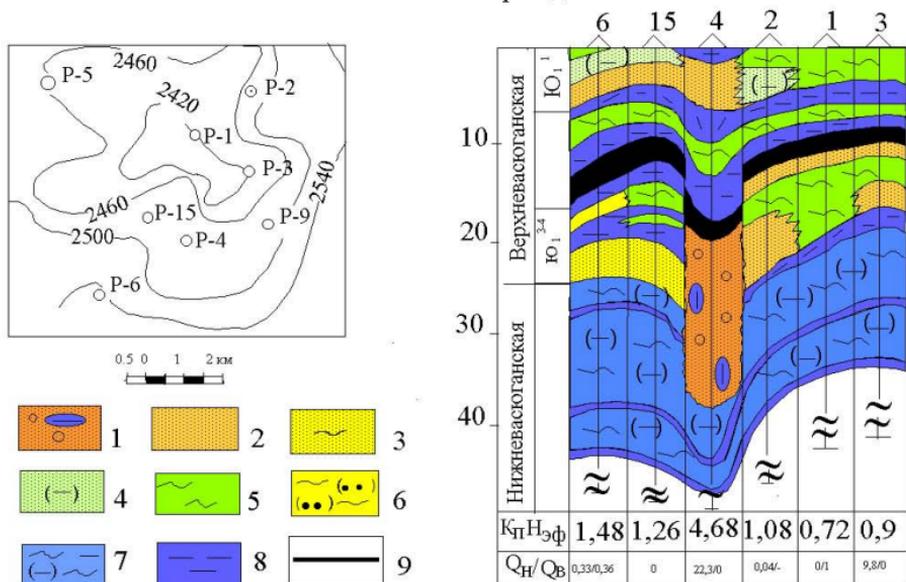


Рис.18. Аномальное увеличение емкости коллекторов.

Верхняя Юра. Горизонт Ю₁.

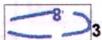
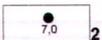
Песчанники: 1-среднезернистые, 2-мелкозернистые, 3-алевритистые, глинистые; алевролиты: 5-отсортированные, 6-песчаные, 7-глинистые; 8-аргиллиты; 9-угли.

8.4

9.4



KM 0.5 0 0.5 1.0 1.5 KM



Следовательно, в том случае, когда емкость литологически изменчивого пласта посчитана формальным образом, возникают неизбежные сомнения в адекватности модели. В такой ситуации необходим прогноз емкости по данным сейсморазведки, так как неучет аномалий емкости коллекторов между разведочными скважинами может резко исказить оценки общего объема пустотного пространства, так и характера распределения его по площади. Особенно важно это в тех случаях, когда залежь, представлявшаяся единой, распадается на несколько, каждая из которых характеризуется одной-двумя разведочными скважинами, то есть имеет место эффект «дробления» залежи. Так, например, Крапивинская залежь, представлявшаяся единой, была охарактеризована 27 скважинами. Последующие исследования показали, что она распадается на 8 тектонически экранированных залежей, каждая из которых (особенно относительно мелкая) охарактеризована единичными скважинами (рис.12).

1.4. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА

Фильтрационные свойства природного резервуара описываются группой параметров, среди которых следует выделить проницаемость и гидропроводность.

Проницаемость – свойство породы пропускать жидкость или газ при определенном перепаде давления, определяется как коэффициент проницаемости $K_{пр}$ и выводится из уравнения Дарси, описывающего фильтрацию жидкости в пористой среде [22]:

$$K_{пр} = \frac{v}{\Delta p} \cdot \mu \cdot \Delta L, \quad (9)$$

где v – скорость фильтрации, м/с; μ – динамическая вязкость флюида, Па·с; Δp – перепад давления (величина депрессии) на отрезке ΔL , Па/м.

Коэффициент проницаемости имеет размерность площади

(м²) и отражает площадь сечения каналов пор. Обычно его выражают в Дарси ($1Д = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$) или миллиДарси ($1 \text{ мД} = 10^{-3}Д = 10^{-15} \text{ м}^2$). Таким образом, величина проницаемости как бы характеризует суммарную площадь «отверстий», через которые осуществляется истечение флюида.

Другой важнейшей характеристикой природного резервуара является его гидропроводность – T .

$$T = \frac{K_{пр} h_{эф}}{\mu}, \quad (10)$$

где $K_{пр}$ – это средний коэффициент проницаемости природного резервуара. Физический смысл величины гидропроводности достаточно очевиден. Природный резервуар тем легче фильтрует флюид, чем больше величина проницаемости и толщина «трубы», по которой осуществляется фильтрация (эффективная толщина), и тем меньше, чем больше вязкость фильтруемой жидкости. Формула (10) может быть трансформирована следующим образом:

$$T = \frac{1}{\mu} \cdot K_{пр} h_{эф} = \frac{1}{\mu} \cdot K_{пр} h_{эф} \cdot \frac{m}{m} = \frac{1}{\mu} \cdot \frac{K_{пр}}{m} \cdot h_{эф} m,$$

где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, m – пористость, и тогда

$$\frac{K_{пр}}{m} = r^2; \quad (11)$$

где r^2 – условный эффективный радиус поровых каналов, а $h_{эф} m = q_{эф}$ – эффективная удельная ёмкость. В конечном итоге, формула гидропроводности порового коллектора выглядит так:

$$T = \frac{1}{\mu} r^2 q_{эф}. \quad (12)$$

Таким образом, гидропроводность является простейшей функцией эффективной удельной емкости и условного эффективного радиуса поровых каналов.

Коэффициент проницаемости изменяется и по разрезу пласта и по площади в гораздо более широких пределах, чем коэф-

фициент пористости. Действительно, если пористость терригенных коллекторов меняется обычно в пределах от 15 до 20%, то проницаемость коллекторов одного и того же продуктивного пласта нередко меняется от первых мД до нескольких Дарси. На сегодняшний день не существует достаточно удовлетворительного способа определения проницаемости по данным ГИС. Все основные способы основаны на построении зависимостей величины проницаемости от коэффициента пористости и его простейших преобразований. В действительности, даже в простейшем случае для коллекторов порового типа, пористость и проницаемость связаны уравнением Казени-Кармена:

$$K_{пр} = \frac{m^3}{S^2 \cdot (1 - m^2)}, \quad (13)$$

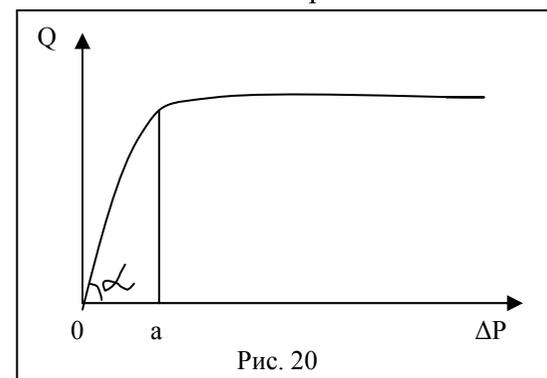
где S – удельная поверхность твердой фракции (m^2/m^3).

Величина удельной поверхности тесно связана с такими характеристиками коллектора, как гранулометрический состав, отсортированность, упаковка и т.д. Поэтому использование зависимостей проницаемости от пористости оказывается, как правило, недостаточно эффективным.

На практике существует два главных способа определения проницаемости. Первый из них основан на детальном лабораторном изучении керна. В силу изменчивости коэффициента проницаемости по разрезу необходимо, чтобы при реализации этого способа обеспечивался почти 100% вынос керна из продуктивных отложений, что происходит далеко не всегда. Однако, при выносе керна нередко теряются наиболее проницаемые разности в силу их механической непрочности. Но даже при удовлетворительном выносе керна далеко не всегда удается обеспечить достаточную плотность лабораторных измерений проницаемости. Поэтому необходимо критически анализировать данные лабораторных определений проницаемости и решать вопрос о том, насколько они представительны.

К данным лабораторных определений проницаемости нельзя относиться с полным доверием, и прежде всего в тех случаях, когда эти данные вступают в противоречие с результатами испытаний скважин. Вариантов может быть несколько. Например, лабораторные исследования показывают проницаемость в первые мД, а притоки пластового флюида превышают несколько десятков $m^3/сут$. В этом случае необходимо признать данные лабораторных исследований неrepresentative, либо объяснить хорошие притоки техногенным фактором. Особенно трудно разрешим вопрос о представительности лабораторных определений проницаемости для коллекторов порово-трещинного типа, поскольку в этом случае результаты нередко зависят от размеров образца, технологии исследований и т.д.

Другим часто встречающимся вариантом является случай, когда при высоких оценках проницаемости по лабораторным исследованиям, не удается получить сколько-нибудь значительных притоков флюида. Здесь также необходимо анализировать как представительность данных лабораторных исследований, так и технологию вскрытия и испытания пласта.



Второй способ определения проницаемости и, следовательно, гидропроводности, базируется на данных испытания скважин. В общем случае зависимость дебита скважины (Q) от депрессии (ΔP) имеет следующий

вид (рис.20). Участок 0-а называется линейным. В его пределах:

$$Q_0 = \operatorname{tg} \alpha = \frac{dQ}{dP} \approx \frac{\Delta Q}{\Delta P} \quad (14)$$

Q_0 в пределах линейной части называется коэффициентом продуктивности и имеет смысл удельного дебита при депрессии, равной 1 МПа. Известно, что коэффициент продуктивности является сложной функцией гидропроводности пласта (природного резервуара) и конструктивных особенностей скважины:

$$Q_0 = f(T, \beta), \quad (15)$$

где β – конструктивные параметры скважины. Отсюда следует и обратное соотношение:

$$T = \varphi(Q_0, \beta), \quad (16)$$

где φ – функция, обратная f . В частном случае эта формула может выглядеть следующим образом (вариант формулы Дюпюи):

$$T = Q_0 \lg \frac{L}{0,366 r_{скв}}, \quad (17)$$

где L – расстояние между скважинами. На практике, для определения гидропроводности и проницаемости по данным испытания скважин необходимо построить график зависимости

$$Q = f(\Delta P), \quad (18)$$

и на этой основе определить величину Q_0 . Затем, используя конкретные параметры конструкции скважин и соотношения (17), можно определить величину гидропроводности T . Если известна величина эффективной толщины и значение динамического коэффициента вязкости, то по формуле (10) можно легко определить коэффициент проницаемости.

Представленный способ хорош тем, что дает своего рода «эффективные» значения гидропроводности и продуктивности, то есть те, которые определяют дебит. Существенным ограничением способа является его большая зависимость от качества испытания скважин.

Поэтому при моделировании нефтегазоносных объектов рекомендуется сопоставлять и синтезировать данные, полученные и тем, и другим способом.

Основной проблемой моделирования фильтрационных ха-

рактеристик природных резервуаров является изучение вариаций проницаемости и гидропроводности по площади изучаемого объекта. Эти вариации контролируют изменчивость продуктивности глубоких скважин. Очевидно, что при резкой изменчивости продуктивности ее среднее значение по залежи не является приемлемой характеристикой истинных добычных возможностей природного резервуара. На большинстве месторождений Западной Сибири дебиты колеблются в десятки раз. Так, на Крапивинском месторождении в пласте Ю₁³⁻⁴ дебит варьирует от 0,4 до 316 м³/сут, в пласте Ю₁ Восточно-Придорожного месторождения от 1,2 до 115,2 м³/сут, Новопокурского месторождения от 1 до 200 м³/сут. Аналогичная изменчивость дебитов характерна и для неокомских отложений (Восточно-Придорожное месторождение, пласт БВ₀ - от 3,5 до 300 м³/сут; пласт БВ₄ - от 7 до 144 м³/сут; Кустовое месторождение, пласт БС₁₁¹ - от 5,9 до 110 м³/сут; пласт БС₁₁² - от 21 до 125 м³/сут).

Анализ гистограмм распределений дебитов и продуктивностей различных скважин из пласта Ю₁¹ Ново-Покурского месторождения (рис. 21) демонстрирует следующую картину. Распределение этих параметров не является ни нормальным, ни логнормальным. Среднее значение этих величин не имеет никакого отношения к математическому ожиданию, вычислить которое корректным способом невозможно. Это положение объясняется тем, что совокупность данных, представленных на гистограмме, является результатом произвольного объединения самостоятельных групп скважин, характеризующихся дебитами, отличающимися друг от друга в десятки раз. Характерно, что на месторождении вообще нет скважин с дебитами, хотя бы приблизительно равными средним. Поэтому средние дебиты не являются представительной величиной.

Таким образом, для изучаемого объекта должна быть представлена модель, позволяющая районировать территорию по

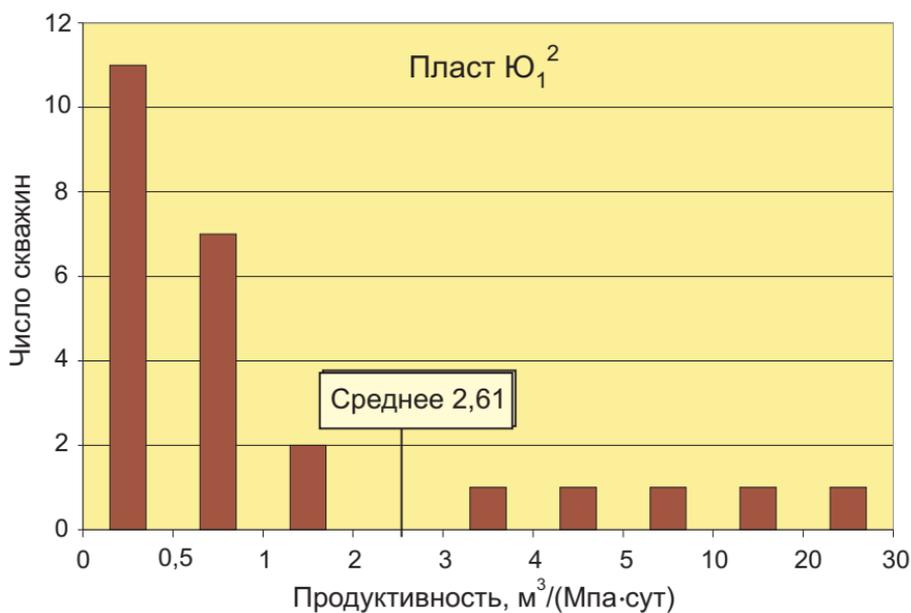
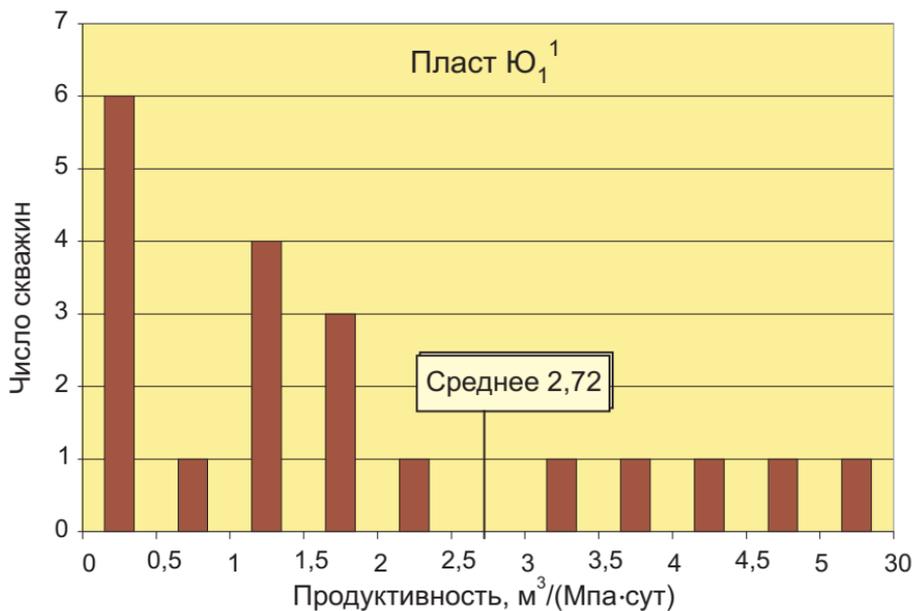


Рис. 21. Гистограммы продуктивности по данным разведочного бурения. Новопокурское месторождение. Верхняя Юра.

изменчивости фильтрационных свойств природного резервуара и объясняющая вариации продуктивности скважин.

Отсюда следует две основные задачи моделирования фильтрационных свойств природного резервуара.

Первая задача. Необходимо хотя бы на качественном уровне провести районирование нефтегазоносного объекта таким образом, чтобы локализовать участки с различными фильтрационными характеристиками природного резервуара. Эта задача эквивалентна задаче районирования нефтегазоносного объекта по типам разреза природного резервуара с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Вторая задача может заключаться в построении карт гидропроводности природного резервуара и, следовательно, потенциальной продуктивности скважин не интерполяционными методами, а с использованием данных сейсморазведки.

* * *

Подведем итоги первой части. Сформулируем главные проблемы геолого-геофизического изучения нефтегазоносных объектов и те геологические задачи, которые должны быть поставлены перед современными высокоэффективными технологиями обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных для повышения степени адекватности моделей геологического строения нефтегазоносных объектов.

1. Необходимо добиваться такого качества сейсмических материалов, чтобы они были пригодны для корреляции отложений и правильного определения объема природного резервуара.

Сейсмические материалы должны обеспечивать восстановление истинной, а не некоей генерализованной структуры и морфологии продуктивных отложений, включая картирование трехмерных седиментационных тел (баров, русел, рифов и т.д.), выклиниваний замещений и других особенностей разреза.

Необходимо добиваться такого качества сейсмического материала, чтобы разнообразные вариации фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений отображались в вариациях сейсмических и динамических параметров.

2. Важнейшей задачей применения современных технологий является районирование нефтегазоносных объектов по типам разреза природного резервуара с резко различающимися фильтрационно-емкостными свойствами.

3. Не менее серьезной задачей применения современных технологий является переход к емкостным моделям природных резервуаров, основанным не на интерполяции или экстраполяции скважинных данных, а на определениях емкостных параметров в межскважинном пространстве при очевидном примате сейсмического начала.

4. Кардинальное повышение эффективности и рентабельности разработки нефтегазоносных объектов, приуроченных к природным резервуарам с изменчивыми фильтрационно-емкостными характеристиками, невозможно без использования технологий, обеспечивающих расчет гидропроводности природного резервуара и потенциальной продуктивности эксплуатационных скважин по сейсмическим данным. Результаты применения упомянутых технологий являются теми мостиками, которые связывают нефтегазовую геологию как с разработкой нефтегазовых месторождений, так и с экономикой нефтяной и газовой промышленности.

Во второй части пособия будут рассмотрены методологические подходы и технологические решения, в той или иной мере отвечающие решению сформулированных выше задач. При этом основное внимание будет уделено элементам технологий и методологий, выполнение которых в той или иной степени ложится на плечи геологов-нефтяников, а также их взаимодействие со специалистами других направлений и, прежде всего, со сейсморазведчиками для достижения оптимального результата.

ГЛАВА 2.

МЕТОДОЛОГИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ (СЛИ).

2.1. Принципиальные особенности СЛИ.

1. В процессе моделирования объекта на базе методологии СЛИ взаимодействуют специалисты принципиально разных геологических дисциплин: геологи-нефтяники, сейсморазведчики, литологи, промысловые геофизики, гидродинамики. Их взаимодействие построено таким образом, что позволяет на всех этапах исследования сделать конечным критерием правильности принимаемых решений геологическую целесообразность и геологическую содержательность получаемых результатов. Это касается всех операций - обработки и интерпретации данных сейсморазведки, лабораторных исследований керна, анализа флюидодинамических систем и тому подобное.

В рамках методологии СЛИ в значительной мере удалось преодолеть характерные для современного этапа познания междисциплинарные разрывы и предопределенные ими разрывы организационные, когда обработку данных сейсморазведки выполняет одна сервисная фирма, интерпретацию данных ГИС другая, флюидодинамические модели строит третья фирма, а геолог-нефтяник вынужден соединять воедино как бы готовые продукты их деятельности. При этом геолог-нефтяник не может вмешиваться в процесс получения отдельных ингредиентов модели. Совсем иное дело в рамках СЛИ. Геолог помогает сейсморазведчику добиваться требуемого качества сейсмического материала, гидродинамик открывает глаза геологу на те особенно-

сти строения природного резервуара, которые вытекают из результатов испытания скважин и т.д. Разумеется, связь и взаимопомощь специалистов различных дисциплин возможны до определенных пределов. Геологи-нефтяники не могут выбирать параметры программ, обрабатывающих данные сейсморазведки, а гидродинамики не должны заниматься описанием шлифов. Но, тем не менее, тесное взаимодействие и дух командной игры являются важнейшими элементами реализации проектов СЛИ.

2. Методология СЛИ предусматривает использование системы служебных моделей, обеспечивающих реализацию процесса моделирования природных резервуаров в итерационном режиме и с сильными обратными связями.

На первом этапе исследований создается так называемая априорная модель изучаемого объекта, в рамках которой выявляются и формулируются основные проблемы и особенности геологического строения изучаемого объекта, которые должны быть разрешены в процессе моделирования.

Анализ априорной модели (или альтернативных априорных моделей) является основой выбора оптимальных технологий, процедур и графиков обработки геолого-геофизической информации.

В ходе реализации тех или иных этапов технологии обработки и интерпретации данных геологами и геофизиками совместно создаются так называемые промежуточные или рабочие модели. Анализ этих моделей позволяет подтвердить или опровергнуть концептуальные идеи, заложенные в априорных моделях, а также откорректировать те или иные параметры технологий обработки сейсмических материалов.

В целом, процесс моделирования природных резервуаров в рамках методологии СЛИ можно рассматривать как переход от априорных моделей к итоговым через значительное число проблемно-ориентированных функциональных рабочих моделей.

3. Методология СЛИ способна аккумулировать и адаптиро-

вать к конкретным геологическим задачам современные и эффективные методические разработки. Эта методология содержит значительное количество авторских решений, посвященных типизации геологических разрезов, прогнозу эффективной удельной емкости и продуктивности природных резервуаров в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки.

4. Методология СЛИ обеспечивает построение моделей, всесторонне характеризующих природный резервуар. В итоге создаются следующие модели:

- геометрические модели залежи;
- модель распространения типов разреза природного резервуара;
- структурно-морфологическая модель природного резервуара;
- емкостная модель природного резервуара;
- модель гидропроводности и прогнозной продуктивности природного резервуара.

2.2. БЛОК-СХЕМА СЛИ

На рис. 22 представлена общая блок-схема реализации проекта создания модели объекта на основе структурно-литологической интерпретации геолого-геофизических данных. Схема создания модели является достаточно сложной. Отдельные ее блоки и ветви более подробно будут рассмотрены позже. При этом основное внимание будет уделено вопросам функционирования в рамках этой блок-схемы геологов-нефтяников. В настоящем разделе даются краткие комментарии по поводу общей блок-схемы.

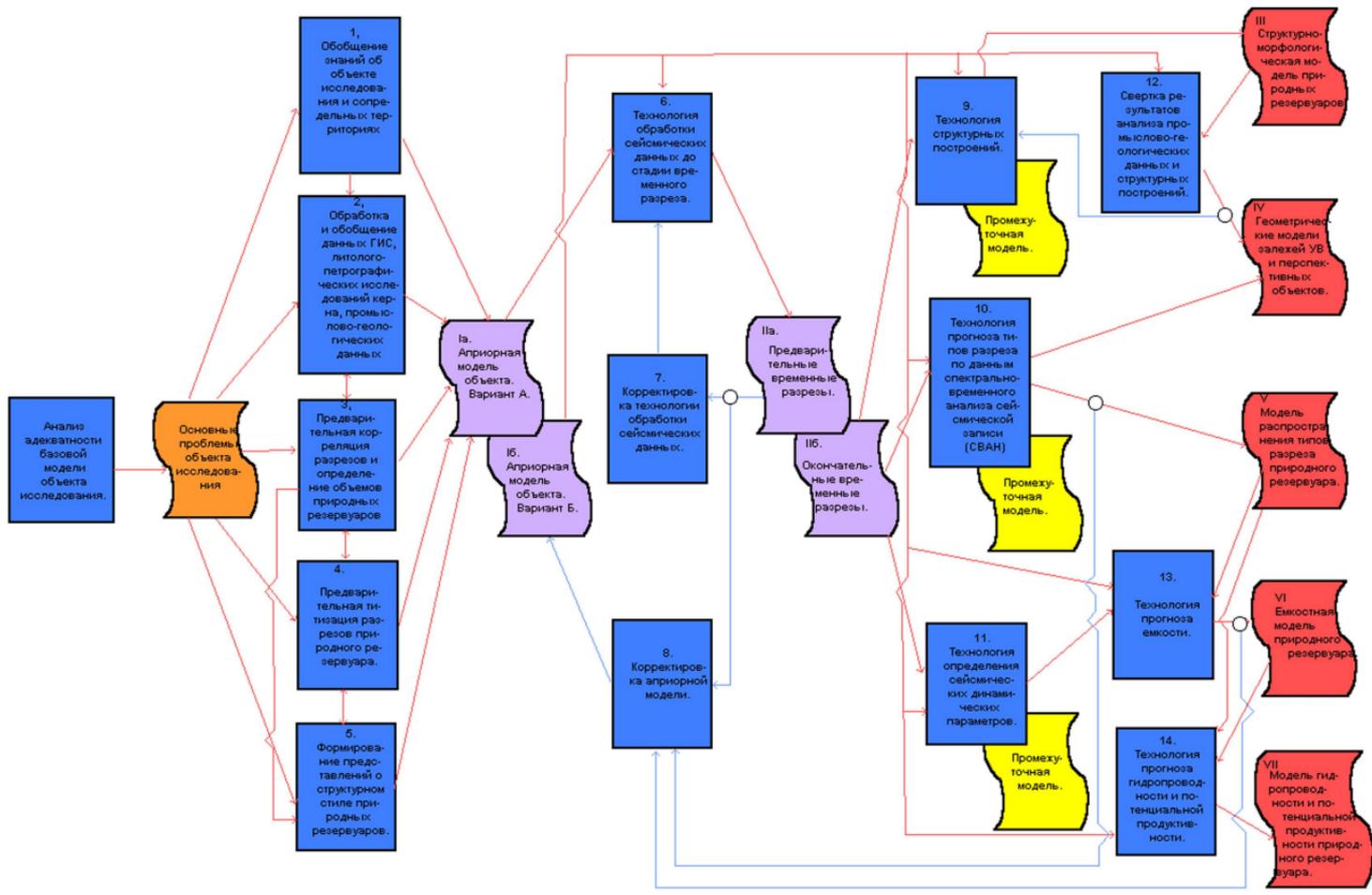
1. Блок-схема демонстрирует неразрывную связь анализа адекватности базовых моделей с последующим проектом СЛИ. В первую очередь должны быть четко сформулированы проблемы изучения данного объекта и на этой основе осуществлено

планирование комплекса исследований, направленных на создание адекватных моделей. Необходимо подчеркнуть, что в реальных проектах может рекомендоваться как полная конфигурация блок-схемы, так и ее отдельные ветви, но последовательность операций в рамках ветвей остается неизменной. Иными словами, блок-схема может сокращаться по вертикали, но никогда по горизонтали.

2. Блок-схема раскрывает огромное значение обратных технологических связей и итерационный характер основных процедур структурно-литологической интерпретации. Важнейшим элементом методологии СЛИ является наличие точек принятия решений, в которых определяется необходимость либо движения вперед по технологической цепочке, либо необходимость ревизии уже полученных результатов и пересмотра уже сложившихся представлений.

3. Использование отдельных технологий, вырванных из общего контекста СЛИ, оказывается, как правило, малоэффективным в связи с тем, что качество итоговых материалов обеспечивается не реализацией какой-либо одной уникальной технологии, а постепенным (step by step) накапливанием результатов требуемого качества в каждой из ветвей.

4. Блок-схема иллюстрирует, что центральным моментом, обеспечивающим успех или неудачу проекта СЛИ в целом, является получение временных разрезов такого качества, которое позволяет в дальнейшем реализовать весь технологический репертуар СЛИ и решить проблемы данного объекта. При наличии временных разрезов низкого качества не может быть и речи о решении задач районирования территории по типам разреза, прогноза емкости и потенциальной продуктивности. Именно поэтому важнейшей задачей геологов-нефтяников в проектах СЛИ является контроль за качеством временных разрезов и оказание всесторонней помощи сейсморазведчикам в выборе оптимальных технологий и параметров их получения.



2.3. СОЗДАНИЕ АПРИОРНОЙ МОДЕЛИ

Под априорной моделью геологического строения изучаемого объекта понимается модель (или набор моделей), отражающая априорные представления о геологическом строении изучаемого объекта и аккумулирующая информацию в процессе обработки и интерпретации данных сейсморазведки. Модель названа априорной, так как она предшествует центральному этапу исследований, то есть обработке и интерпретации сейсмических данных.

Априорная модель синтезирует в себе результаты работы специалистов разных дисциплин. На ее основе определяется оптимальный набор сейсмических технологий и параметров их функционирования.

Сформулируем основные требования к априорным моделям.

Во-первых, априорная модель геологического строения изучаемого объекта должна быть проблемно-ориентированной. Это значит, что модель должна отображать именно те проблемы, которые рассматривались в предыдущей главе. Априорная модель должна, пусть в самых общих чертах, наметить возможные варианты литолого-фациальной зональности целевого (изучаемого) интервала разреза, локализовать возможные участки выклиниваний, фациальных замещений, смены типов разреза и т.д.

Априорная модель должна отображать имеющиеся представления о пликативных и дизъюнктивных дислокациях, о соотношении структурных планов основных геологических границ и т.п. С этими представлениями связаны возможности усиления или ослабления отдельных отражений в процессе обработки сейсмических данных и выбор оптимального варианта корреляции ОГ в процессе последующей интерпретации.

Во-вторых, априорные модели должны отображать альтернативные представления об особенностях геологического строения изучаемого объекта. Как правило, на практике это трудноосуществимо, поскольку априорная модель неизбежно

фиксирует совершенно определенную позицию автора или авторского коллектива по ключевым проблемам изучаемого объекта. В особо сложных случаях, когда имеются принципиально различные точки зрения на строение изучаемого объекта, к разработке априорных моделей привлекаются независимые группы геологов, представляющие альтернативные точки зрения.

В-третьих, априорная модель геологического строения изучаемого объекта должна быть понятна сейсморазведчикам-обработчикам и легко ими осознаваться. На априорных моделях должны фигурировать только такие черты геологического строения изучаемого объекта, которые могут найти прямое или косвенное отображение в сейсмическом поле в рамках современной среднечастотной сейсморазведки. Далеко не всегда самым тщательным образом исполненные литолого-фациальные профили, геологические разрезы и т.п. являются удовлетворительными элементами априорных моделей, используемых при обработке и интерпретации данных сейсморазведки. Априорные модели должны игнорировать несущественные детали, обладать необходимой степенью абстракции и концентрировать внимание сейсморазведчиков на действительно важных вопросах, не перегружая его излишней геологической информацией. Поэтому ни в коем случае нельзя в качестве элементов априорной модели использовать какие-либо старые карты и разрезы, составленные с иными целями. Использование таких материалов может лишь осложнить восприятие сейсморазведчиками сущности предъявляемых к результатам обработки требований.

В-четвертых, априорные модели должны быть максимально насыщены данными о скоростях распространения упругих колебаний и о плотностях горных пород в целевом интервале разреза. При этом чрезвычайно важно, чтобы на априорных моделях отражалась разница (если таковая имеется) в скоростях сейсмических волн в пределах геологических тел, например, рудных песчаников и вмещающих отложений. Иными словами,

следует стремиться к тому, чтобы все геологические тела, нашедшие отображение на априорных моделях, получили адекватную характеристику в полях скоростей, и в конечном счете - акустических импедансов (произведение скорости и плотности).

Таковы основные требования к априорным моделям, выполнение которых, как показывает практика, обеспечивает адекватный учет априорной геологической информации в процессе структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения.

Априорная модель разрабатывается на основе процедур 1-5 блоков схемы СЛИ.

Блок 1. На основе обобщения результатов ранее проведенных исследований составляются представления о стратиграфии, тектонике, нефтегазоносности территории и особенностях геологического строения объекта.

Блок 2. Обработка и интерпретация ГИС, литолого-петрографических и лабораторных исследований керна и геолого-промысловых данных проводятся с целью литологического расчленения разрезов, определения эффективных толщин, пористости, проницаемости и характера флюидонасыщения природного резервуара.

В реально существующих условиях неполного отбора керна корректное литологическое расчленение разреза может быть осуществлено только по данным ГИС, эталонированных результатами изучения керна, с учетом данных об испытаниях скважин. При этом геолог-нефтяник проводит комплексную интерпретацию и анализ надежности результатов работ промысловых геофизиков (выделение эффективных толщин, определение коллекторских свойств и характера флюидонасыщения по ГИС), литологов (макро- и микроописание, лабораторные анализы керна) и промысловых геологов (испытания скважин). Необходимо убедиться, что использованы надежные петрофизические

зависимости при интерпретации ГИС, оценить качество проведенных испытаний скважин и степень представительности кернового материала.

Для увязки и обобщения всего комплекса имеющихся фактических материалов целесообразно составлять планшеты по каждой скважине (рис. 23). На планшете должны быть представлены:

- каротажные диаграммы различных методов;
- колонка, составленная по результатам макро- и микроописания керна и привязанная к диаграммам ГИС. Привязка глубин осуществляется по литологическим разностям, имеющим характерный облик по ГИС;
- графики вертикальной изменчивости значений пористости, проницаемости, карбонатности, процентного содержания гранулометрических фракций, породообразующих и акцессорных минералов;
- литологическая колонка, составленная по результатам макро- и микроописаний керна с учетом отображения литотипов на диаграммах ГИС и результатов испытания скважин.

Следует отметить, что не все литотипы, определяемые по керну и шлифам, могут быть выделены по ГИС. Однако, для решения задачи типизации разрезов необходимо выделить в разрезе породы-коллекторы разных типов. Соответственно, должен быть найден компромисс между возможностями ГИС и той степенью детальности литологического расчленения разреза, необходимой для выяснения причин различной продуктивности скважин и проведения корректной типизации разрезов.

Подчеркнем, что при расчленении разрезов нельзя ограничиваться стандартным каротажом. Необходимо использовать весь имеющийся комплекс ГИС. В приведенном на рис.20 примере продуктивный пласт представляется достаточно однородным по стандартному каротажу и микрозондам. Однако по результатам изучения керна очевидно, что он сложен породами с

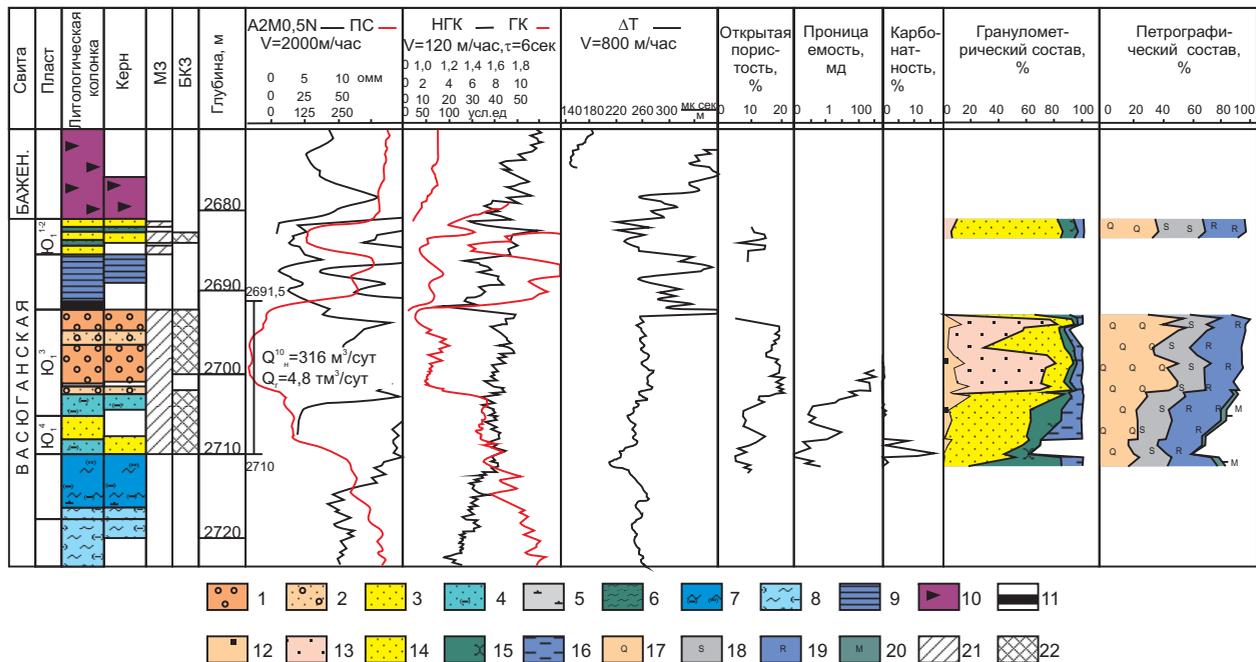


Рис 23. Комплексная геолого-геофизическая характеристика горизонта Ю₁ скв. 208 Крапивинского месторождения.

1-5 - песчаники: 1 - среднезернистый (проницаемость > 500 мД), 2 - средне-мелкозернистый (50-500 мД), 3 - мелкозернистый, алевролитовый (1-50 мД), 4 - глинистый (< 1 мД), 5 - известковистый; 6-8 - алевролиты: 6 - крупно-зернистый, 7 - песчано-глинистый, 8 - глинистый; 9 - аргиллит; 10 - битуминозный аргиллит; 11 - уголь; 12-16 - гранулометрические фракции: 12 - крупнопсаммитовая, 13 - среднепсаммитовая, 14 - мелкопсаммитовая, 15 - алевролитовая, 16 - глинистая; 17-20 - петрографический состав: 17 - кварц, 18 - полевошпатовый шпат, 19 - обломки пород, 20 - слюда; 21 - коллектор по данным микрозонда; 22 - нефтенасыщенный интервал по данным БКЗ

принципиально различными коллекторскими свойствами. В верхней части разреза развиты крупно-среднезернистые и среднезернистые песчаники с проницаемостью до 2 мД, тогда как в нижней части пласт сложен мелкозернистыми песчаниками, проницаемость которых не превышает 10 мД. Этим литотипам соответствуют характерные аномалии на диаграммах ГК. Следовательно, именно по ГК надо проводить расчленение разреза.

Обязательно в используемый комплекс ГИС должен быть включен акустический каротаж (АК). Желательно также интерпретировать редко проводимый в скважинах плотностной каротаж (ГГК). Интерпретация АК и ГГК позволяет выявить в разрезе литологические разности, с которыми связаны резкие изменения скоростных и плотностных характеристик. Именно такие разности могут играть определяющую роль в формировании волнового поля.

Например, в отложениях неокома Приобской площади по данным АК и ГГК в разрезе выделяются прослой глины с аномально низкими скоростями и плотностями (рис. 24). Именно с этими глинистыми прослоями, не всегда находящими отображение на диаграммах стандартного и радиоактивного каротажа, связаны отражающие сейсмические горизонты.

Литологическое расчленение разрезов является основой их корреляции и типизации и, при необходимости, может быть откорректировано по результатам последующих исследований.

Блок 3. Корреляция разрезов является основой их типизации, выделения природных резервуаров и структурных построений.

Для детальной корреляции биостратиграфические методы не могут быть применены, так как диапазон распространения по разрезу однотипных макро- и микрофауны, спор и пыльцы в большинстве случаев в несколько раз превышает толщину коррелируемого интервала. Корреляция обычно проводится на основе выделения и прослеживания от скважины к скважине ли-

тологических и промыслово-геофизических реперов, а также ритмов осадконакопления разного порядка.

Прослеживание в фациально изменчивой толще литологических или промыслово-геофизических реперов, т.е. пластов идентичного состава со сходной конфигурацией каротажных кривых, может привести к серьезным ошибкам. Совершенно недопустима формальная корреляция по выделяемым в разных скважинах линзам песчаников, имеющих сходный облик на диаграммах ГИС. Это, к сожалению, весьма часто встречается на практике. При такой корреляции изолированные и разновозрастные песчаные линзы могут быть представлены как выдержанный пласт-коллектор, что неизбежно приведет к ошибкам в подсчете запасов и негативным последствиям на этапе разработки залежей.

Более надежным методом корреляции является ритмостратиграфический, но и он имеет ограничения [11].

Применение ритмостратиграфического метода, основанного на идее переменного-направленного развития бассейнов седиментации, позволяет достаточно надежно коррелировать только морские шельфовые параллельно-слоистые отложения.

Анализируя последовательности отложений можно составить представление о направленности развития бассейна осадконакопления. Очевидно, что при корреляции разрезов нужно идентифицировать интервалы, сформировавшиеся в условиях одинаковой направленности развития бассейна. При равном количестве ритмов в разрезах идентификация проводится практически однозначно. Следует иметь в виду, что репером в таких последовательностях пластов могут служить только те границы, которые соответствуют точкам инверсии направленности развития бассейна, т.е. максимумам трансгрессии, или максимумам регрессии. В зависимости от характера цикличности такие репера связаны с разными литологическими границами. В рециклах (т.е. в циклах с развитой регрессивной ветвью и редуциро-

ванной трансгрессивной) репером будет являться подошва наиболее тонкозернистых пластов, отвечающих максимуму трансгрессии в начале каждого цикла. В проциклитах (циклах с развитой трансгрессивной ветвью и редуцированной регрессивной) репером является подошва наиболее грубозернистых отложений. С такими реперными границами и связаны обычно отражающие горизонты.

Внутри цикла смена литологических разностей происходит постепенно, неодновременно, и латерально выдержанные репера отсутствуют. В соответствии с условиями седиментации, определяемыми палеогеоморфологией бассейна, песчаники могут замещаться алевролитами, алевролиты глинами и т.д., что и должно быть отображено в корреляционных схемах.

Ритмостратиграфический анализ является основой для определения стратиграфического объема природного резервуара, которые, по принципу Леворсена [15], должны выделяться "между двумя компетентными и регионально протяженными флюидоупорами". Такими флюидоупорами являются глинистые пласты, залегающие в основании рециклитов или в кровле проциклитов. Прослой, выделяемые внутри цикла, латерально не выдержаны, залегают на разных стратиграфических уровнях и не являются компетентными флюидоупорами. Прослеживание такого прослоя и искусственное разделение природного резервуара Ю₁¹ на пласты Ю₁^{1a} и Ю₁^{1б} на Восточно-Придорожном месторождении (рис. 6) привело к неадекватному картированию ЧНЗ и ВНЗ и преждевременному обводнению скважин.

Корреляция шельфовых отложений проводится на этапе априорного моделирования и является ориентиром при корреляции ОГ. По результатам корреляции формулируются задачи по обработке и интерпретации сейсморазведки, связанные с необходимостью выявления и картирования в межскважинном пространстве зон замещения или выклинивания продуктивных отложений (при разном количестве ритмов или изменения их

мощности), локализованных по данным бурения между определенными скважинами.

Более сложной задачей является корреляция прибрежно-континентальных отложений или отложений латерального наращивания склона, имеющих линзовидное или клиноформное строение. Поскольку количество и мощность ритмов в этих генетических группах отложений резко меняется даже в соседних скважинах, корреляция по данным бурения неоднозначна и не может быть выполнена при разработке априорной модели. Надежная корреляция таких отложений может быть проведена только с привлечением данных сейсморазведки.

Корреляция отложений этих генетических групп носит многоступенчатый итерационный характер. Именно здесь работают обратные связи, выделенные на схеме СЛИ между блоками II и I. Необходимым условием решения задачи является наличие временных разрезов высокого качества. На первом этапе по данным бурения определяются надежные репера, ограничивающие толщину линзовидного или клиноформного строения. Далее по данным сейсмокаротажа и акустического каротажа определяются ОГ, соответствующие этим реперам. После корреляции ОГ, ограничивающих толщину и находящихся внутри нее, принимается решение о расчленении разреза (количестве выделяемых пачек и пластов). С использованием акустического каротажа во временном и глубинном масштабах определяются границы выделенных пачек и пластов в разрезах скважин. В дальнейшем корреляция уточняется в процессе улучшения качества временных разрезов, получения их трансформаций и т.д. Таким образом, стратиграфическая основа дальнейшего моделирования создается по результатам комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки.

Рассмотрим пример корреляции клиноформных отложений неокома Приобской площади по данным ГИС и сейсморазведки (рис. 25). Изучаемый интервал разреза ограничен надежными

реперами по ГИС: снизу пимской глинистой пачкой, сверху - быстринской глинистой пачкой. По результатам привязки отражающих горизонтов с использованием сейсмокаротажа установлено, что подошвам реперных пачек соответствуют ОГ Дп (пимские глины) и ОГ Дб (быстринские глины). Для корреляции отложений, заключенных между реперами, использованы разрезы эффективных коэффициентов отражения (ЭКО). На ЭКО-разрезах выделяются высоко- и низкоскоростные пласты, соответствующие в терригенном разрезе преимущественно песчано-алевролитовым и глинисто-алевролитовым пластам. По ЭКО-разрезам между ОГ Дп и ОГ Дб выделены и прокоррелированы три ОГ - I, II и VI. Привязка этих границ по АК позволила выделить в разрезе три пачки: А, В и С, ограниченные выдержанными по площади глинистыми прослоями. В составе пачек выделены песчаные тела (1-6), имеющие ограниченное распространение. Выполненная таким образом корреляция принципиально отличается от кажущейся очевидной по ГИС (см. гл. 1, рис. 4).

Результаты корреляции воплощаются в схемах, демонстрирующих соотношение (secqense) основных элементов разреза.

Блок 4. Типизация разрезов.

В рамках СЛИ типизация разрезов проводится для решения конкретной задачи - районирования природного резервуара по типам разреза с различными ФЕС по данным сейсморазведки. Соответственно, типизация должна быть проведена таким образом, чтобы она позволила решать поставленную задачу, т.е. выделенные типы разреза должны различаться по ФЕС и иметь характерный облик в тех или иных модификациях сейсмической записи. Поэтому типизация разрезов на этапе априорного моделирования является предварительной. Итоговая типизация разрабатывается в процессе рассмотрения сейсмических образов того или иного типа разреза и представляет некий компромисс между возможностями сейсморазведки и необходимостью решения поставленной задачи.

В сейсмическом поле проявляются, главным образом, макроособенности разреза, такие, как общая мощность, стратиграфическая полнота, количество и положение в разрезе пластов и прослоев, набор литотипов и т. д. Эти особенности, также как и ФЕС коллекторов, определяются условиями седиментации, прежде всего палеогеоморфологией и гидродинамикой бассейна осадконакопления.

Именно это обстоятельство позволяет решать задачу районирования природного резервуара по типам разреза с различными ФЕС по данным сейсморазведки.

Типизация разрезов при этом должна проводиться по комплексу таксонообразующих признаков, характеризующих как макроособенности разреза, так и ФЕС пород-коллекторов.

В процессе типизации должны быть рассмотрены и разрешены вопросы касающиеся:

- стратиграфического интервала типизации;
- параметров типизации;
- количества выделяемых типов;
- граничных значений параметров в каждом типе.

Возможности современной среднечастотной сейсморазведки, как правило, диктуют необходимость расширения интервала анализа сейсмического поля, в котором отображаются особенности тех или иных типов разреза. Однако это требование входит в противоречие с необходимостью изучения распределения ФЕС в каждом продуктивном пласте. Компромисс достигается тем, что выбирается минимально возможный интервал анализа сейсмического разреза (а, следовательно, и глубин), в котором определение сейсмического образа того или иного разреза является устойчивым. В терригенном разрезе Западной Сибири этот интервал составляет примерно 50 мс или 60-70 м.

Принципиально возможны 3 ситуации:

а). Интервал анализа включает продуктивный пласт и литологически слабоизменчивые глинистые толщи верхнего и ниж-

него флюидоупоров. Это наиболее простой случай. Изменчивостью вмещающих отложений можно пренебречь и проводить типизацию, рассматривая параметры собственно продуктивного пласта.

б). Интервал анализа включает несколько продуктивных пластов, с согласно изменяющимися литологией, фациями и ФЕС. В этом случае типизация также не вызывает затруднений, так как типы разреза совпадают в плане для всех пластов.

в). Интервал анализа включает несколько пластов, с разнонаправленно меняющимися свойствами. В этом случае типизация проводится отдельно для каждого из пластов, а эталоны для дальнейшего сейсмического распознавания формируются методами комбинаторики. При этом некоей эталонной скважине присваивается индекс, например, I/II. Это означает, что разрез скважины рассматривается как I по одному пласту и как II по другому пласту, включенных в интервал. Законы комбинаторики обуславливают необходимость выделения в этом случае как можно меньшего количества типов разреза в каждом из пластов.

Набор таксонообразующих параметров, их граничные значения и количество выделяемых типов определяются конкретной геологической ситуацией. Возможны две ситуации.

В рамках первой ситуации параметры разреза в различных группах скважин изменяются скачкообразно. Такая ситуация возможна, если природный резервуар делится на блоки с принципиально различным литолого-фациальным составом отложений, а внутри блока природный резервуар достаточно однороден. Например, в одной группе скважин проницаемость продуктивных отложений не превышает 50 мД, а в другой группе скважин - не ниже 500 мД. Здесь сам таксонообразующий параметр, а также границы таксонов не вызывают сомнений.

Более сложная ситуация возникает, если параметры меняются постепенно в широком спектре, что часто встречается в юрско-меловом комплексе Западно-Сибирского НГБ. В этом

случае типизация разрезов должна основываться не на формальном выделении граничных значений признаков, а на генетическом и палеогеоморфологическом анализе [10, 21, 26].

Генетический принцип типизации позволяет выделить таксоны, существенно отличающиеся по средним значениям ФЕС. При этом интервалы изменения тех или иных параметров могут перекрываться. В случае, когда в отложениях мелководного шельфа выделены разрезы подводных отмелей, накопленные в условиях максимальной волновой активности, и разрезы, приуроченные к палеопрогибам, сформированные под воздействием подводных течений, они рассматриваются как самостоятельные типы, даже тогда, когда интервалы изменения проницаемости или эффективной удельной емкости перекрываются. Такие разрезы принципиально различаются по мощности, набору литотипов, их распределению в разрезе, соотношению мощностей продуктивного горизонта и подстилающих отложений. Каждый из этих типов характеризуется определенными ФЕС. Первый - более высокими, второй - более низкими, но с перекрывающимися интервалами.

Типизация разрезов базируется на детальной корреляции отложений, изучении генетических признаков по ГИС, керну, шлифам, лабораторным исследованиям, а также анализе взаимосвязи параметров, характеризующих разрез в целом, ФЕС пород-коллекторов и продуктивность скважин. Параметры типизации определяются конкретной геологической ситуацией. Окончательный вариант типизации разреза оформляется в виде ряда скважин, сгруппированных по типам разреза. При такой группировке хорошо видны все особенности каждого типа разреза и принципиальные отличия между типами.

Рассмотрим для примера типизацию разрезов горизонта Ю₁ васюганской свиты Крапивинского месторождения. Мощность интервала типизации, определенного с учетом возможности сейсморазведки, составляет - 50 м. Этот интервал включает: ос-

новой продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴; подстилающую глинисто-алевролитовую пачку и перекрывающую глинисто-алевролитово-углистую пачку с продуктивным пластом Ю₁¹⁻² (рис. 26). Нижние и верхние глинисто-алевролитовые пачки, также как и угольный пласт, латерально выдержаны. Продуктивный пласт Ю₁² имеет небольшую мощность (5-8 м), его литологическая изменчивость существенно меньше изменчивости продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴. В случае, соответствующем ранее рассмотренной ситуации А, изменения изучаемого интервала разреза обусловлены, главным образом, латеральной неоднородностью основного продуктивного пласта. Резкая фациальная изменчивость этого пласта обусловила вариации дебитов скважин в пределах Крапивинского месторождения от 0 до 316 м³/сут. По результатам детальной корреляции с использованием данных радиоактивного каротажа удалось расчленить пласт Ю₁³⁻⁴, который казался единым по стандартному каротажу. В его составе выделен верхний пласт Ю₁³, имеющий ограниченное распространение, и нижний пласт Ю₁⁴, развитый повсеместно.

Анализ кренового материала (шлифов, гранулометрического, минералогического состава, коллекторских свойств), ГИС и промыслово-геофизических данных показал, что пласт Ю₁⁴ сложен мелкозернистыми глинистыми песчаниками и алевролитами и характеризуется пониженными ФЕС (проницаемость < 50 мД). Это обусловлено накоплением его в застойных гидродинамических условиях мелководного бассейна. Дебиты скважин, в которых развит только пласт Ю₁⁴ колеблются от 0 до 9 м³/сутки. Эти скважины расположены, главным образом, в при-сводовых участках палеоподнятий.

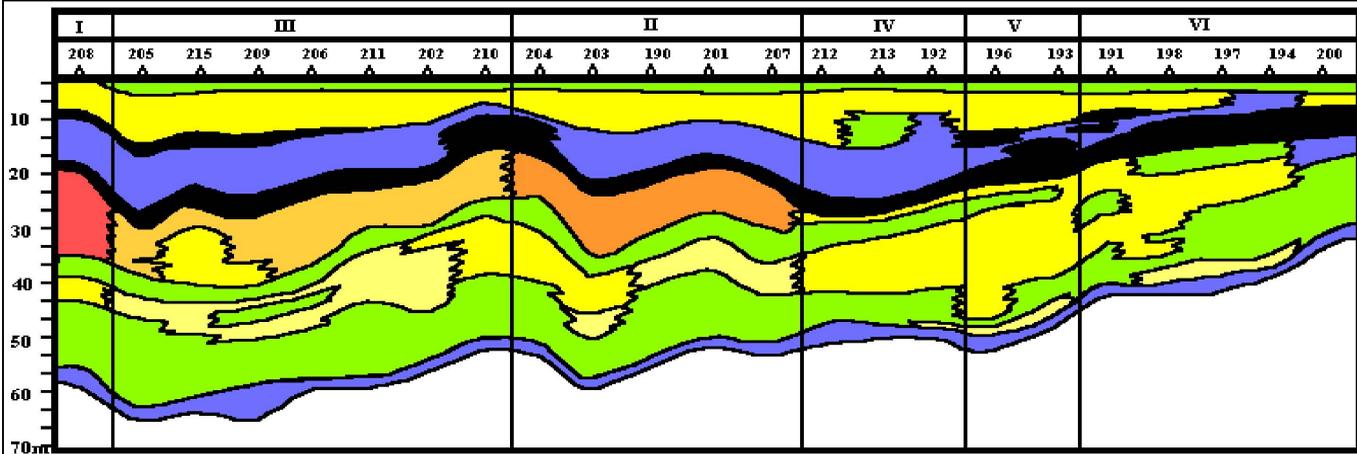
Пласт Ю₁³ сложен более крупнозернистыми и лучше отсортированными песчаниками. Он развит на склоне палеоподнятия и выклинивается к его своду. Пласт накапливался в прибрежных мелководных условиях и характеризуется изменением мощно-

сти и состава по латерали. Вблизи зоны выклинивания его мощность обычно составляет около 5 м и он сложен мелко-среднезернистыми хорошо отсортированными песчаниками пляжевого генезиса. Для них характерно низкое содержание алевролитовой и глинистой фракции, проницаемость варьирует в интервале 50-500 мД. Этим песчаникам соответствует резкая отрицательная аномалия на диаграммах ГК. Наличие аномалии обусловлено преимущественно кварцевым составом песчаников, в отличие от нижезалегающих песчаников и алевролитов пласта Ю₁⁴, в которых присутствуют калиевые полевые шпаты. Дебиты в этой группе скважин колеблются от 33 до 132 м³/сут.

Вниз по палеосклону мощность пласта Ю₁³ увеличивается, достигая 10 м. При этом мелко-среднезернистые песчаники постепенно замещаются средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми песчаниками, с относительно повышенным содержанием алевролитовой и глинистой фракций. Аномалия ГК отсутствует. Изменение состава отложений пласта Ю₁³ связано с уменьшением волновой активности среды осадконакопления по мере удаления от береговой линии. Дебиты этих скважин колеблются от 10 до 31 м³/сут.

Ниже по палеосклону одной скважиной вскрыт разрез, в котором пласт Ю₁³ имеет мощность 10 м и сложен преимущественно кварцевыми среднезернистыми практически неглинистыми песчаниками с проницаемостью до 2500 мД. Ему соответствует резко пониженные значения на диаграммах ГК. Именно в этой скважине получен максимальный для месторождения дебит нефти – 316 м³/сут. Увеличение мощности, зернистости и улучшение сортировки песчаников связано с накоплением их в зоне развития прибрежных аккумулятивных тел, типа баров, подводных валов или кос.

Таким образом, несомненна связь продуктивности скважин с условиями накопления осадков в тех или иных палеогеоморфологических зонах, наличием или отсутствием пласта Ю₁³ и



Тип Разреза	Эффективная толщина $h_{эф}$, м	Пористость, %	Эффективная удельная емкость q	Проницаемость K , мд	Дебит нефти m^3/c
I	17.6	$\frac{16-22}{19}$	3.34	$\frac{97-2485}{160}$	316
II	$\frac{9.8-15.5}{12.7}$	$\frac{15-18}{16.5}$	$\frac{1.45-2.75}{2.1}$	$\frac{28-130}{80}$	33-132
III	$\frac{6.8-16}{11.4}$	$\frac{9-18.7}{15.5}$	$\frac{1.20-2.41}{1.74}$	$\frac{0.2-43}{20}$	10.4-31.2
IV	$\frac{8.5-9.5}{8.9}$	$\frac{12-16}{14}$	$\frac{1.02-1.33}{1.25}$	2	0.8-8.9
V	$\frac{8.5-12.5}{10.5}$	$\frac{12-14}{13}$	$\frac{1.02-1.75}{1.36}$	$\frac{0.7-2}{1.4}$	0.9
VI	$\frac{0-9.4}{4.7}$	$\frac{12-15}{13.5}$	$\frac{0-1.26}{0.63}$	$\frac{0.4-10}{5.2}$	0-5.7

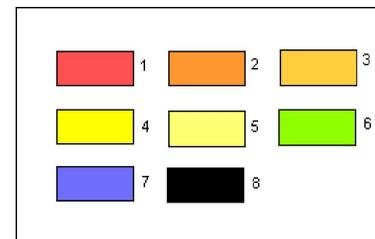


Рис.26. Типы разреза горизонта Ю₁ Крапивинского месторождения.

I-VI- типы разреза ; 1-5 – породы-коллекторы: 1- песчаники среднезернистые (проницаемость 100-2000мд), 2- песчаники мелко-среднезернистые (проницаемость 50 – 500 мд),3- песчаники средне-мелкозернистые и мелкозернистые (проницаемость 10-100 мд),4- песчаники мелкозернистые, алевритовые (проницаемость<50 мд), 5- алевриты песчаные (проницаемость<10 мд); 6-10 –породы-неколлекторы : 6- песчаники глинистые, алевриты, 7- алевриты глинистые, аргиллиты, 8- угли.

его литологическим составом. Повышенные дебиты обусловлены присутствием в разрезе песчаников прибрежно-морского генезиса: пляжевых, баровых, подводных валов, кос, имеющих преимущественно кварцевый мелко-среднезернистый и среднезернистый состав, с аномально низкими значениями на диаграммах ГК. Средние дебиты обеспечивает наличие в разрезе песчаников пласта Ю₁³ мелкозернистого состава, для которых аномалия ГК не характерна. Низкие дебиты получены в скважинах, в которых пласт Ю₁³ отсутствует.

Установленная связь дебитов скважин, ФЕС и макроособенностей разреза определяет параметры типизации, в качестве которых рассматриваются: стратиграфическая полнота разреза, то есть наличие или отсутствие пласта Ю₁³; литологический состав пласта Ю₁³, определенный как по керну, так и по диаграммам ГК; эффективная толщина пласта; фильтрационно-емкостные свойства и дебиты скважин.

По этим параметрам выделено 6 типов разреза, характеристика которых приведена в таблице на рис. 26.

1-ый тип разреза характеризуется наиболее высокими ФЕС (средняя проницаемость 160 мД) и максимальными дебитами (до 316 м³/сут);

во 2-ом типе разреза средняя проницаемость 80 мД, дебиты нефти от 30 до 130 м³/сут;

3-ий тип разреза со средней проницаемостью 20 мД обеспечивает дебиты нефти 10-30 м³/сут;

4, 5 и 6-ой типы разреза, отличаясь по эффективной мощности, имеют проницаемость <10 мД и дебиты нефти не превышающие 10 м³/сут.

Таким образом, первый и второй типы разреза считались "хорошими", т.е. такими, где следует прежде всего концентрировать разведочные работы, третий тип считался приемлемым, а четвертый, пятый и шестой объявлялись "плохими", т.е. не подлежащими разбуриванию.

Районирование природных резервуаров по типам разреза с различными ФЕС может использоваться для количественного определения гидропроводности ПР и потенциальной продуктивности скважин по данным сейсморазведки в межскважинном пространстве. Подробно технологии определения этих параметров будут рассмотрены ниже. Здесь же отметим, что для успешного решения указанной задачи в качестве таксонообразующего параметра типизации непременно должна использоваться величина r^2 , пропорциональная усредненному радиусу поровых каналов в эффективной части разреза [1].

$$r^2 = \frac{K_{np}}{m} \quad (19)$$

Эта величина может быть определена в скважинах с достаточной представительностью лабораторных определений. Для определения r^2 в скважинах, неохарактеризованных лабораторными исследованиями керна, используются корреляционные зависимости r^2 от удельного приведенного дебита ($Q_{уд}$).

$$r^2 = f(Q_{уд}) \quad (20)$$

$$Q_{уд} = \frac{Q}{\Delta P \cdot H_{эф}} \quad (21)$$

Такие зависимости строятся по скважинам, охарактеризованным лабораторными определениями ФЕС в интервалах испытания.

Опыт показывает, что для аппроксимации указанной зависимости достаточно простейшей линейной функции

$$r^2 = \gamma_0 + \gamma_1 Q_0 \quad (22)$$

Однако возможно применение и более сложных математических моделей.

Таким образом, используя формулу (2.) можно легко рассчитать величину r^2 в любой скважине по результатам испытания и, соответственно, получить массив данных, необходимых для типизации разрезов.

Примеры зависимостей $r^2 = f(Q_{уд})$ для продуктивных пла-

стов Кустового и Новопокурского месторождений приведены на рис. 27 и 28. Как показано, связь между ними достаточно надежна. Коэффициент взаимной корреляции соответственно равен 0,95 и 0,979, то есть связь достаточно надежна.

Значения r^2 , рассчитанные по данным лабораторных исследований или по корреляционным зависимостям, используются в качестве одного из параметров типизации. Это позволяет охарактеризовать каждый из выделенных по комплексу признаков типов разреза средним значением параметра r^2 . Естественно, что при этом необходимо стремиться выделять типы разреза таким образом, чтобы интервалы изменения этого параметра в каждом типе разреза были достаточно узкими.

Рассмотрим типизацию разрезов горизонта Ю₁ Новопокурского месторождения, позволившую в конечном итоге осуществить прогноз гидропроводности и потенциальной продуктивности по данным сейсморазведки в межскважинном пространстве.

Горизонт Ю¹ на Новопокурском месторождении включает два самостоятельных природных резервуара - пласты Ю₁¹ и Ю₁². Оба этих пласта входят в интервал типизации, определенный с учетом возможностей сейсморазведки. Свойства пластов меняются разнонаправленно. Этот случай соответствует ранее рассмотренной ситуации Б, которая предполагает проведение типизации отдельно для каждого из пластов и формирование эталонов для сейсморазведки методами комбинаторики.

На рис.29 представлен ряд типов разреза пласта Ю₁¹. Совместный анализ результатов литолого-петрографического изучения керн, данных ГИС и испытаний скважин показал, что вариации продуктивности обусловлены изменением набора литотипов в разрезе пласта и его общей и эффективной мощности. Относительно повышенная продуктивность ($> 0,7 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$) связана с развитием в верхней части пласта маломощного прослоя среднезернистых хорошо отсортированных песчаников с проницаемостью 50-500 мД (скв.250, 249 и др.), либо с резким

увеличением общей и эффективной мощности пласта (скв.272, 246, 224).

Среднезернистые хорошо отсортированные песчаники с повышенными ФЕС, залегающие в прикровельной части пласта, накапливались на завершающем этапе регрессии в наиболее оптимальных условиях волновой переработки материала на склонах палеоподнятия. В этих песчаниках преобладает фракция среднепсаммитовой размерности, в то время, как содержание алевроитовой фракции, также как и глинистого цемента не превышает 5%.

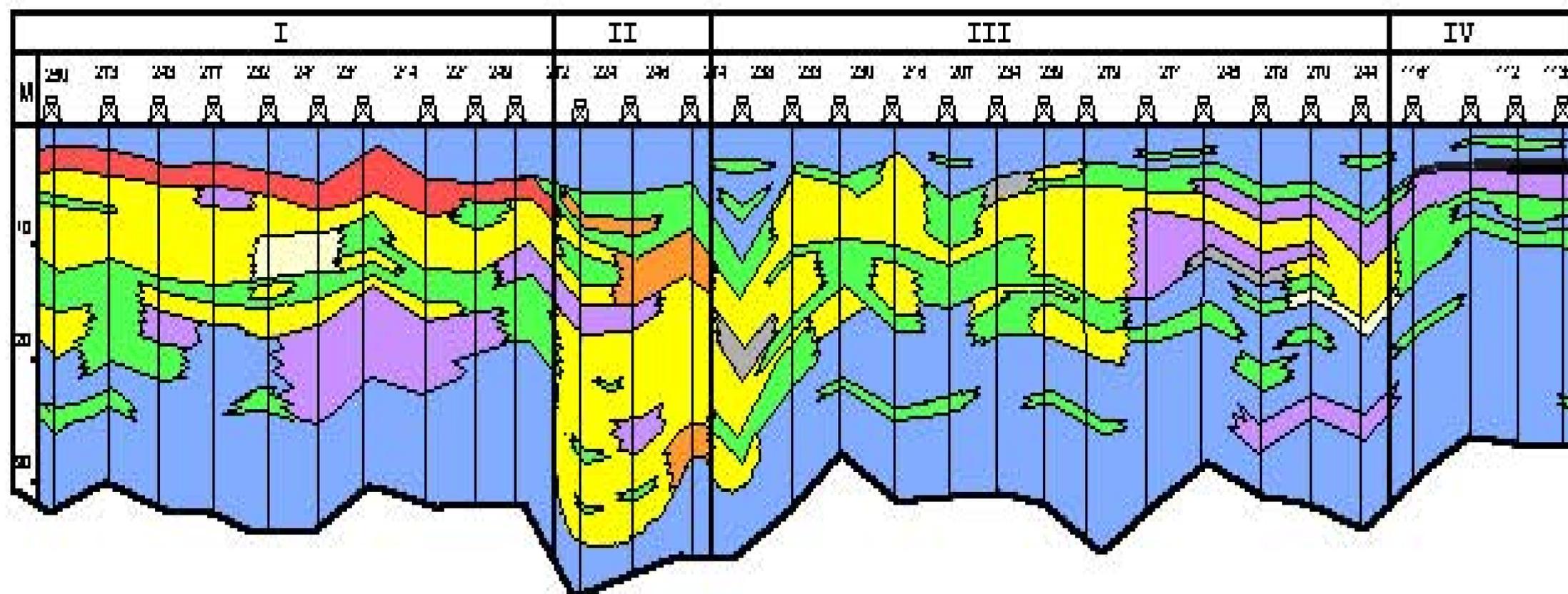
Скважины, в которых развит прослой среднезернистых песчаников волнового генезиса с улучшенными ФЕС обеспечивающим повышенную продуктивность скважин отнесены к I типу разреза.

Параметр r^2 в этой группе скважин варьирует от 2 до 4,6, составляя в среднем 2,4.

Резкое увеличение мощности песчаного пласта, установленное в скв. 272, 224, 246 сопровождается столь же резким сокращением мощности подстилающих глин, что является признаком наличия вреза и потокового генезиса отложений. Эти скважины расположены в пределах палеопрогибов. Потоковые песчаники представлены мелкозернистыми алевролитовыми и средне-мелкозернистыми разностями с проницаемостью меняющейся в пределах от 10 до 166 мД.

Скважины, вскрывшие потоковые отложения, характеризующиеся резко повышенной общей и эффективной мощностью пласта Ю₁¹ отнесены ко II типу разреза. Параметр r^2 меняется от 0,9 до 2, в среднем составляя 1,4.

Пониженная продуктивность (дебиты меньше $10 \text{ м}^3/\text{сут}$) характерна для скважин, в которых пласт сложен преимущественно мелкозернистыми алевролитовыми песчаниками и алевролитами, с проницаемостью не превышающей 50 мД. Накопление этих отложений происходило в тиховодной среде как в относи-



ТИП РАЗРЕЗА	ЭФФЕКТИВНАЯ УДОЛЬНАЯ ЕМКОСТЬ, $q, м$	ПРОНИЦАЕМОСТЬ, $10^{-3} м^2$	r^1 , $10^{-3} м^2$	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ Q_0
I	$\frac{1-2.3}{1.5}$	$\frac{40-141.5}{80.6}$	$\frac{2.0-4.5}{2.8}$	$\frac{1.2-4.6}{2.4}$
II	$\frac{2.5-3.6}{3.1}$	$\frac{41.5-46}{43.7}$	$\frac{0.9-2.0}{1.4}$	$\frac{0.7-3.8}{1.9}$
III	$\frac{0.26-1.97}{1.2}$	$\frac{1.9-7.6}{3.8}$	$\frac{0.1-0.5}{0.3}$	$\frac{0.09-0.64}{0.23}$
IV	0 - 0.06	—	—	—

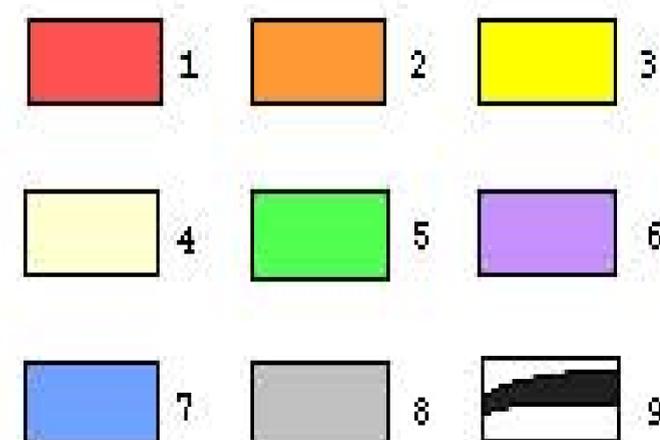


Рис.29. Типы разреза пласта Ю

I-IV - типы разреза; 1 - песчаники среднезернистые (проницаемость 50-500 мд), 2 - песчаники средне-мелкозернистые (проницаемость 10-100 мд), 3 - песчаники мелкозернистые алевроитовые (проницаемость 1-50 мд), 4 - алевролиты песчаные, 5 - алевролиты, 6 - алевролиты глинистые, 7 - аргиллиты, 8 - песчаники с карбонатным цементом, 9 - прослой угля

тельно глубоководной зоне в пределах погруженных склонов, так и в присводовых частях палеоподнятий. На вершинах палеоподнятий волны теряли свою энергию и "гасли" на склонах. При этом на сводах палеоподнятий откладывался более тонкий материал. Разрезы, накапливающиеся в условиях низкой гидродинамической активности среды, характеризуются пониженными ФЕС коллекторов и отнесены к III типу. Параметр r^2 варьирует от 0,1 до 0,5, составляя в среднем 0,3.

В условиях крайнего мелководья в составе осадков преобладали алевролитовые илы. Поэтому в ряде разрезов коллектора отсутствуют (IV тип разреза).

Таким образом, по условиям образования отложений, набору литотипов, фильтрационно-емкостным свойствам, выраженным параметром r^2 , общей и эффективной мощности пласта и продуктивности в пласте Ю₁¹ выделено 4 типа разреза (рис.29).

Разрезы, накапливающиеся в определенных гидродинамических условиях (повышенной волновой активности, деятельности потоков или застойных вод) характеризуются сходными ФЕС и, соответственно, достаточно близкими значениями r^2 . Поэтому каждый из выделенных типов разреза может быть охарактеризован определенной величиной r^2 (I - 2,8; II - 1,4; III - 0,3), что необходимо для решения задачи прогноза гидропроводности и потенциальной продуктивности по данным сейсморазведки. Аналогичным образом проведена типизация разрезов пласта Ю₁². В результате выделено три типа разреза: I тип – с улучшенными ФЕС; II тип – с низкими ФЕС; III тип – с отсутствием коллекторов. Типизация разрезов горизонта Ю₁ определялась развитием в нем тех или иных типов разреза пластов Ю₁¹ и Ю₁². В скважинах установлено 8 сочетаний типов разреза пластов Ю₁¹, Ю₁²: I/I, I/II, I/III, II/II, III/IV, III/II, IV/II, IV/III; и, соответственно, выделено такое же количество эталонных типов разреза горизонта Ю₁ для сейсморазведки.

Блок 5. Формирование представлений о структурном стиле

природного резервуара.

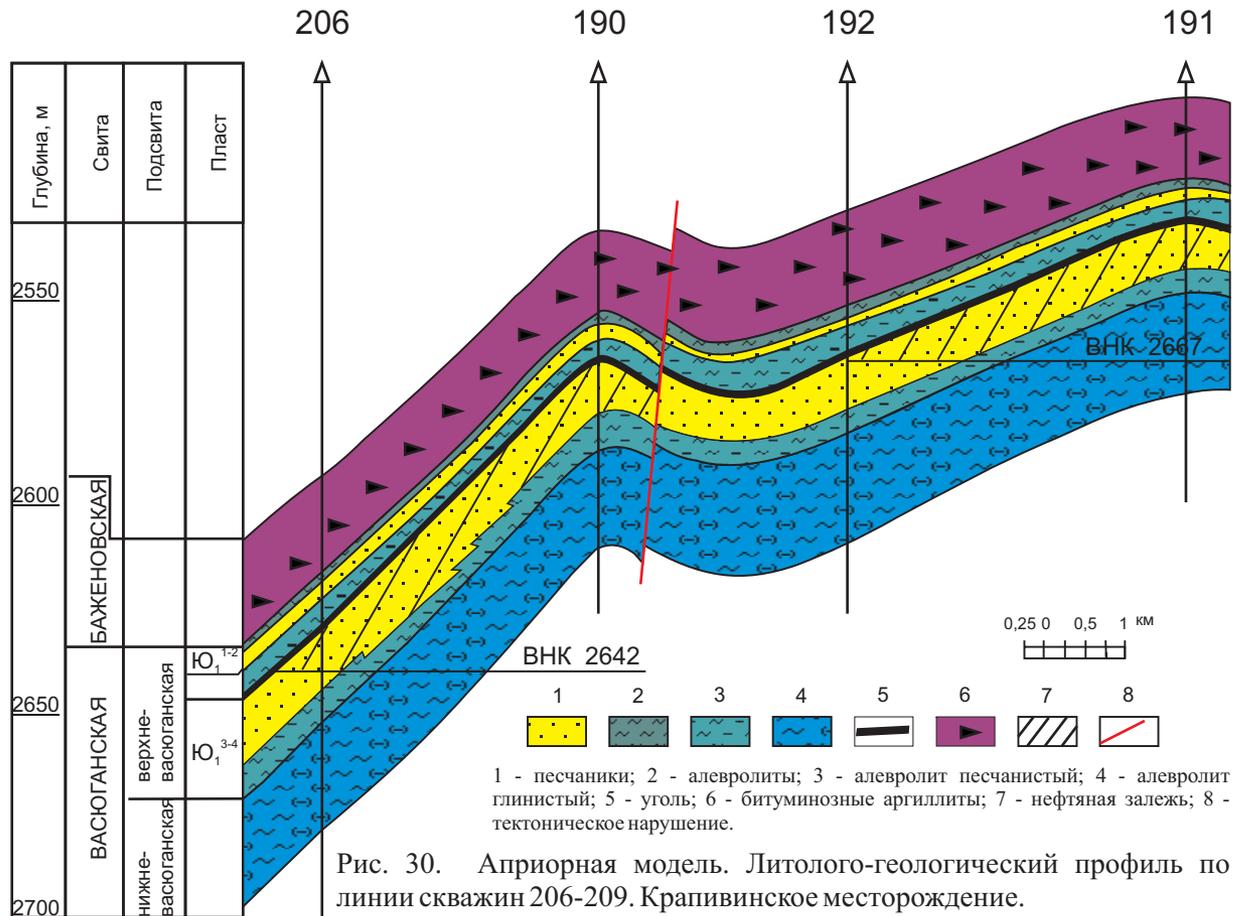
Структурно-морфологическая модель природного резервуара является одним из важных компонентов геометрической модели залежи. Дополненная сведениями о пространственном положении литологических и стратиграфических экранов, она определяет геометрию природного резервуара, заполненного УВ. Таким образом, окончательный вариант структурно-морфологической модели выполняется в ходе сложной итерационной процедуры, при которой учитываются не только чисто структурные соображения, но и литолого-фациальные и промыслово-геофизические моменты.

При построении априорной структурно-морфологической модели основополагающим является вопрос о пликативной или дизъюнктивно-блоковой структуре продуктивных отложений.

На стадии априорного моделирования решение вопроса о пликативном или дизъюнктивно-блоковом строении природного резервуара основывается как на общегеологических соображениях, так и на анализе распределения пластовых флюидов и гипсометрии ВНК. Последнее обусловлено тем, что границы блоков нередко являются латеральными флюидопорами, разделяющими природный резервуар на разобщенные флюидодинамические системы.

Так, на Крапивинском месторождении при разведке залежи в пласте Ю₁³⁻⁴ было установлено якобы аномальное распределение пластовых флюидов (рис. 30).

В скв.192 с абсолютной отметкой кровли пласта 2567 м получена вода с пленкой нефти, тогда как в скв.190 пласт, залегающий в интервале а.о. - 2612 м, оказался целиком нефтенасыщенным, а в скв.206 ВНК установлен на а.о. 2642 м. Скачок а.о. ВНК составляет 75 м, что, естественно, не может быть объяснено действием капиллярных сил. Проведенные литолого-фациальные исследования не позволили объяснить разобщение залежей наличием литологических или стратиграфических эк-



ранов. Поэтому был сделан вывод о дизъюнктивно-блоковом строении природного резервуара и наличии тектонического экрана между скв.192 и 190, что впоследствии подтвердилось.

Признаки тектонической нарушенности природного резервуара также могут быть выявлены при анализе кернового материала. Такими признаками являются: наличие трещин и зеркал скольжения, фиксируемых при макроописании керна; существование микронадвигов и микротрещин в тонкослоистых песчано-алевролитовых толщах с выполнением трещин глинистым веществом с перетертым, неотсортированным и неокатанным обломочным материалом; проявления катаклаза, отличающиеся в шлифах в виде растрескивания и неравномерного угасания зерен кварца и плагиоклаза, изгибания двойниковых швов, образования двойников скольжения вплоть до развальцевания зерен по двойниковым швам (рис. 31, 32).

Решению вопроса о пликативном или дизъюнктивно-блоковом строении природного резервуара способствует анализ результатов разработки типичных для данного резервуара месторождений. О наличии экранов свидетельствует отсутствие адекватной реакции добывающих скважин в мероприятия по поддержанию пластового давления и раннее и кажущееся незакономерным обводнение эксплуатационных скважин.

Примером такого рода ситуации является залежь пласта Ю₁² Новопокурского месторождения. Для поддержания пластового давления использовано внутриконтурное заводнение. При этом одни добывающие скважины "откликаются" на закачку воды повышением дебита пластовых флюидов, в то время как в других расположенных на таком же расстоянии от нагнетательной скважины, никакой реакции не наблюдается. Рис. 33 демонстрирует, что добывающие скважины, расположенные вокруг нагнетательной скв. 212 совершенно по разному реагируют на закачку воды. Если скв. 185 и 213 откликаются повышением дебитов с 4-6 до 10-20 т/сут, то скв. 239 и 240 никак не реагируют

на нагнетание воды в скв.212. Указанное обстоятельство свидетельствует о разобщении природного резервуара и наличии экрана между нагнетательной скв. 212 и добывающими скважинами 239 и 240. Поскольку наличие литологической или стратиграфического экрана на этом участке, разбуренном плотной эксплуатационной сеткой, исключалось, природа экрана могла быть только тектоническая.

Таким образом, если анализ гипсометрии ВНК, кернового материала и разработки месторождений природного резервуара свидетельствует о дизъюнктивно-блоковом строении природного резервуара, то на стадии априорного моделирования на картах и разрезах необходимо гипотетически наметить разломы, ограничивающие залежи с самостоятельными горизонтальными ВНК. Местоположение этих разломов будет уточнено в процессе дальнейшего моделирования, но выделение их при разработке априорной модели позволяет определить участки, которым должно быть уделено особенно пристальное внимание при обработке и интерпретации сейсмических данных.

Другой важный вопрос, решаемый на стадии априорного моделирования, это размеры структурных элементов. Решение этого вопроса требует привлечения информации по эксплуатируемым месторождениям данного природного резервуара, расположенного в сходных геолого-тектонических условиях. Как правило, на стадии разведки и подсчета запасов месторождений представляется, что залежи приурочены к крупным плавным положительным структурам. Однако результаты эксплуатационного бурения свидетельствуют о значительно более сложном рельефе природного резервуара. На рис. 34 представлены варианты структурных построений, один из которых был принят при подсчете запасов Новопокурского месторождения, а другой по данным эксплуатационного бурения. Очевидно, что крупного антиклинального поднятия амплитудой 20 м, закартированного на стадии подсчета запасов не существует. Рельеф пласта Ю₁¹

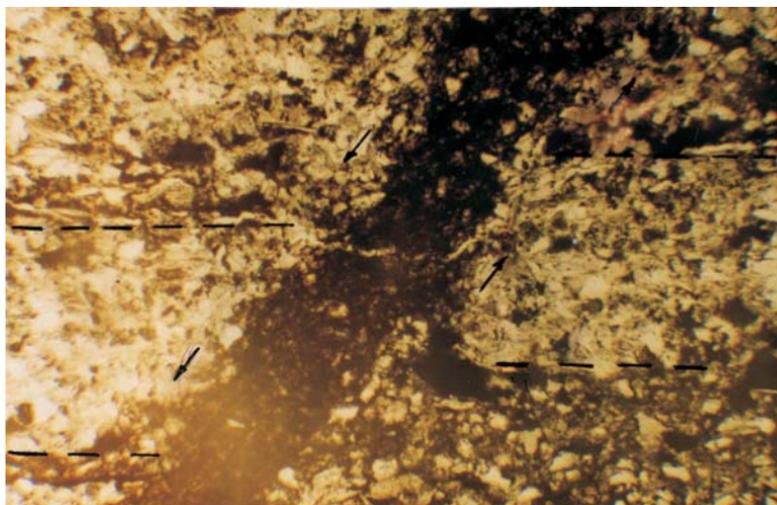
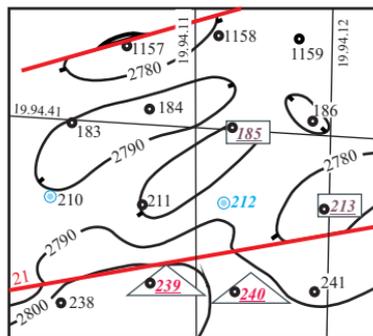


Рис. 31. Микросбросы по трещинкам в мелкозернистом углисто-глинистом алевролите. Новопокурское месторождение. Пласт Ю₁¹. Скв. 280, шл. 28 В, гл. 2838-2845 м, 2,0 от верха. Без анализатора (× 130).



Рис. 32. Развальцевание и дробление со смещением обломков двойниковых индивидов в результате катаклаза. Новопокурское месторождение. Пласт Ю₁¹ Скв. 249, шл. 15631, 2830-2836 м, верх. С анализатором. (× 300).

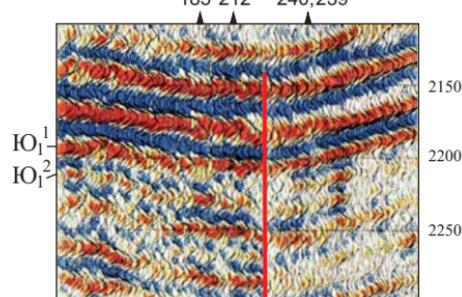
Фрагмент структурной карты
по кровле пласта Ю₁²⁶



Условные обозначения

- ⊙ 212 Нагнетательная скважина
- ⊠ 185 Добывающие скважины, не реагирующие на нагнетание воды в 212 скважине
- ⊠ 239 Добывающие скважины, реагирующие на нагнетание воды в 212 скважине
- Время работы нагнетательной 212 скважины
- Разрывные нарушения

Фрагмент временного разреза
по сейсмопрофилю 19.94.12



Обводненность скважин - ♦ и дебит жидкости (нефть + вода) - ▲

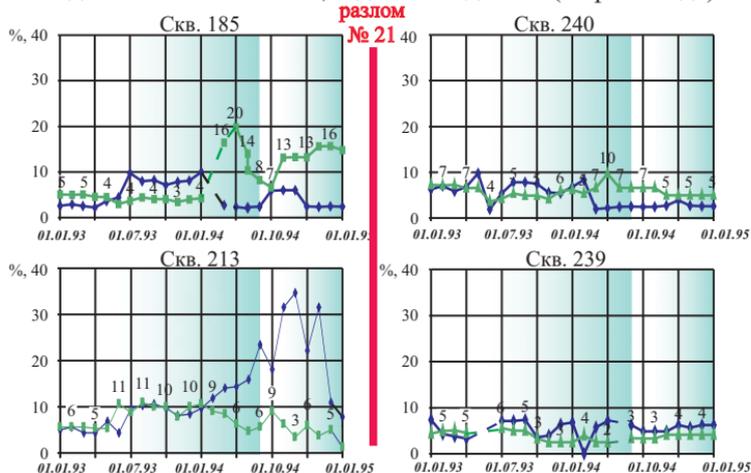


Рис. 33. Влияние нагнетания воды на продуктивность добывающих скважин, разделенных малоамплитудным тектоническим нарушением. Новопокурское месторождение. Верхняя юра. Пласт Ю₁²⁶.

сильно дифференцирован. При этом ширина достаточно контрастных (до 30 м) структурных форм нередко меньше одного километра. Эти структуры контролируют распределение пластовых флюидов. Столь же резко дифференцирован рельеф неомских отложений (рис. 35).

"Сглаживание" рельефа природного резервуара на стадии разведки, во многом связанное с методикой обработки сейсмических данных, приводит к неадекватности моделей залежей и неоптимальному размещению кустов эксплуатационных скважин. Поэтому априорная модель объекта должна содержать сведения о предполагаемых размерах структурных элементов, что позволит в одних случаях оптимизировать методику полевых наблюдений, в других - соответствующим образом ориентировать обработку сейсмических данных.

На стадии априорного моделирования должен быть также решен вопрос о конформности стратиграфических границ, определяющий выбор ОГ для картирования кровли природного резервуара. Этот вопрос следует решать не только на базе корреляционного анализа, но и с привлечением сведений о геологическом строении региона. Как уже указывалось (глава 1), достаточно высокие коэффициенты корреляции абсолютных отметок горизонтов по данным бурения не исключают наличие аномальных разрезов в межскважинном пространстве, приводящих к картированию ложных поднятий (рис. 9).

* * *

Подводя итоги раздела о формировании априорной модели, отметим, что на практике она воплощается в планшетах с комплексной характеристикой типов разрезов в каждой скважине, серии карт и литолого-геологических разрезов с указанием ВНК, гипотетических разломов, предполагаемых зон развития аномальных разрезов, зон выклиниваний, замещений и т.д. Литолого-геологические разрезы по направлению должны соответ-

ствовать опорным сейсмическим профилям, что позволяет использовать их для выбора оптимальных технологий, параметров обработки и интерпретации сейсмических данных. При этом особое внимание должно быть уделено формированию совокупности так называемых "контрольных точек". Под контрольными точками понимаются такие особенности (элементы) геологического строения изучаемого объекта, отображение которых в сейсмическом поле является необходимым условием успешного решения поставленных задач. Ниже будет показано, что критерием оптимальности технологий обработки сейсмической информации является степень отображения выбранных элементов геологического строения (контрольных точек) в сейсмическом поле.

2.4. ПРОБЛЕМНАЯ ОРИЕНТАЦИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Компьютерная революция XX века, бурный прогресс прикладной математики и дальнейшее развитие идейной стороны сейсморазведки обусловили появление и широкое внедрение мощных как зарубежных, так и отечественных систем обработки данных сейсморазведки 2d и 3d. Необходимо подчеркнуть, что эти системы реализуют определенный общий для всех них репертуар идей и вычислительных подходов. Различия между ними проявляются в основном в технологичности, удобстве для пользователя, а также в степени удачности тех или иных методических решений.

В современных системах присутствует целый ряд сильнодействующих процедур, оказывающий существенное влияние на окончательный облик важнейших результатов сейсмической обработки - временных сейсмических кубов 3d. Эффективность

средств обработки такова, что целенаправленное задание может существенно приблизить волновую картинку к требуемой, т.е. к такой, которая признается «правильной». Однако это существенно увеличивает элемент субъективизма. Существующий внутриметодный контроль качества сейсмических материалов с одной стороны далеко не всегда оказывается эффективным, а с другой стороны порой накладывает ограничения на вариации параметров обрабатывающих процедур.

В последнее время многими исследователями для решения "тонких" геологических проблем ставятся, а в некоторых случаях и решаются задачи сейсмического моделирования. Эта процедура, конечно, полезная, но, как правило, только позволяет доказать возможность возникновения сейсмической аномалии от какого-либо элемента геологического строения разреза. При этом, естественно, учитываются все известные данные о различных геометрических и физических параметрах, степень достоверности которых различна. Поэтому, как правило, в результате может быть получено лишь концептуальное подтверждение возможности сейсмического отображения. В реальных условиях (большая площадь исследования, сложность геологического строения объектов, объемы и качество сейсморазведки) результаты сейсмических исследований контролируются только степенью восстановления геологических особенностей разреза, установленных по данным бурения.

В этих условиях важнейшим резервом повышения эффективности обработки сейсмических данных, а следовательно, и качества сейсмических материалов является использование априорной геологической информации. Это позволяет осуществить такую ориентацию процесса обработки, при которой в сейсмическом поле наилучшим образом отображаются особенности геологического строения изучаемого объекта. Такая ориентация осуществляется в процессе тесного взаимодействия между геологами-нефтяниками и сейсморазведчиками.

Рассмотрим характер такого взаимодействия на примере получения качественных временных разрезов, являющихся основой детального изучения морфологии и фильтрационно-емкостных свойств горизонта Ю₁ Новопокурского месторождения.

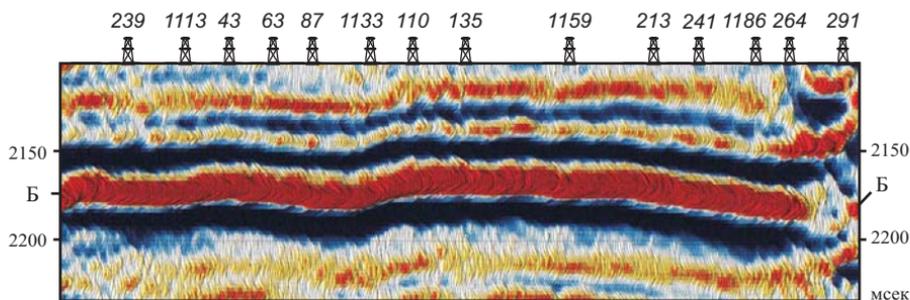
На первом этапе совместной работы геолог-нефтяник знакомит сейсморазведчиков с основами априорной геологической модели и обозначает важнейшие контрольные точки.

В рассматриваемом примере, опираясь на данные эксплуатационного бурения, геолог обращает внимание на дифференцированный мелкоблоковый структурный стиль природных резервуаров горизонта Ю₁ (рис. 36). Это первая контрольная точка. Геолог указывает на то, что при традиционной обработке данных сейсморазведки региональный опорный ОГ Б (баженовская свита), обычно используемый для восстановления структурного плана верхнеюрских отложений, очень слабо отображает детали строения продуктивных пластов (рис.2а). Отсюда следует ориентация на необходимость получения не опорного отражения Б, а отражений непосредственно от резкодифференцированных поверхностей продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁².

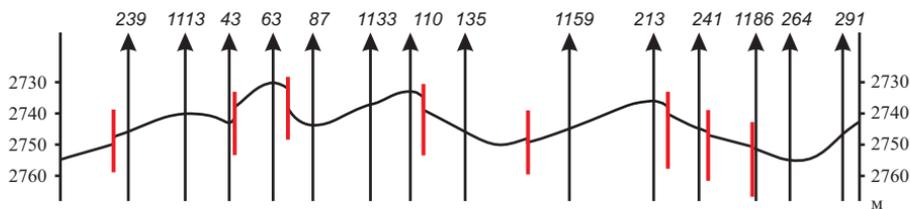
Для этого на данном объекте, так же как и на большей части территории ЗС НГП существуют объективные предпосылки, заключающиеся в ярко выраженном ритмичном характере осадконакопления. В результате типичным является такое строение ПР, когда наилучшие коллектора, приуроченные к интервалам разреза, связанным с максимальной регрессией, перекрыты относительно выдержанными по площади пластами аргиллитов и глин, приуроченных к интервалам, соответствующим максимумам трансгрессий. Опыт показывает, что перепад акустических скоростей на границе ритмов таков, что почти всегда обеспечивается прослеживание этого отражения, а следовательно, и рельефа подошвы флюидоупора - важнейшего элемента ПР.

Затем геолог обращает внимание сейсморазведчиков на то, что толщины пласта Ю₁¹ в отдельных скважинах раздуваются,

а) Традиционная обработка



б) Рельеф продуктивного горизонта Ю₁¹
по данным эксплуатационного бурения



в) Авторская обработка

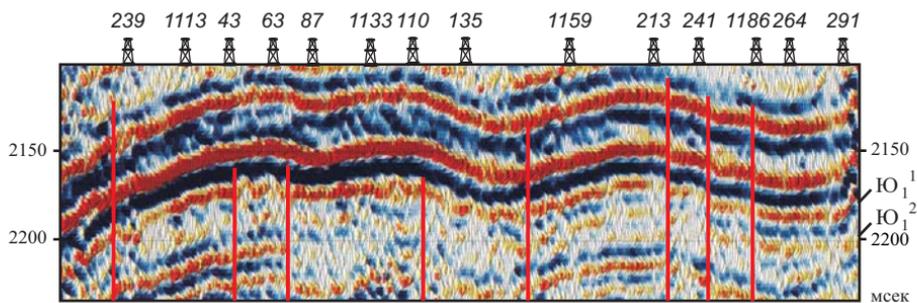


Рис. 36. Отображение рельефа продуктивного горизонта Ю₁ на временных разрезах при традиционной и авторской обработке.

превосходя средние значения в несколько раз (рис. 37), что связано с наличием врезов потокового генезиса.

Указывается, что результаты сейсмической обработки будут признаны удовлетворительными, если на временных разрезах найдут отображение тела потокового генезиса. Это вторая контрольная точка.

Затем геолог подчеркивает литолого-фациальную изменчивость продуктивных пластов, а следовательно, формулируется требование к такой динамической выраженности сейсмических материалов, при которой фациальные замещения находили бы свое отображение. Соответствующая контрольная точка представлена на рис 38. Суть ее заключается в том, что в скв.249 в отличие от скв.233 песчаный пласт Ю₁² замещен глинисто-алевролитовыми породами.

Учитывая необходимость однозначной стратиграфической идентификации отражений, связанных с кровлей баженовской свиты целесообразно изыскивать контрольные точки в низах ачимовской толщи, залегающей непосредственно над баженовскими аргиллитами. В качестве такой контрольной точки выбрана линза ачимовских алевролитов (рис. 39).

Руководствуясь полученной априорной информацией, специалисты в области обработки сейсмических данных формируют так называемый граф обработки (набор и последовательность обрабатываемых процедур) и начинают обработку сейсмических материалов 2d или 3d (см.блок-схему СЛИ, блок 6). В процессе обработки сейсморазведчики вместе со специалистами геологами анализируют промежуточные результаты как с позиций внутриметодного контроля, так и с позиций успешности постепенной отработки геологических контрольных точек. Это означает, что чем больше стадий обработки пройдено, тем более полным должно быть отображение выделенных ранее особенностей геологического разреза.

По результатам анализа промежуточных материалов обра-

ботки (например, промежуточных временных разрезов), как правило, осуществляется корректировка технологий (блок 7). Таким образом, происходит целенаправленная доводка сейсмических материалов до требуемого качества.

Вернемся к рассмотрению контрольных точек, сформированных при изучении горизонта Ю₁ Новопокурского месторождения. В результате проведенной обработки удалось разрешить интерпретационный импульс Б и получить отражения отождествляемые с кровлями продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁² (рис. 36). Рассмотрение промежуточных сейсмических материалов показало, что на временных разрезах отображается ряд выделенных контрольных точек.

Песчаное тело, вскрытое скв.272 в пласте Ю₁¹ находит отображение в сейсмическом волновом поле в виде типичной русловой сейсмофации (рис.37). Замещение песчаников пласта Ю₁² в скв.249, отображается прекращением прослеживания соответствующего отражающего горизонта (рис. 38). Раздуву мощности ачимовских алевролитов соответствует линзовидная сейсмофация (рис. 39). В то же время, промежуточные временные разрезы не отражали истинного рельефа продуктивных пластов, восстановленного по данным эксплуатационного бурения .

Потребовалась корректировка технологии обработки сейсмических данных, в результате которой удалось добиться практически идеального отображения деталей рельефа горизонта Ю₁ на временном разрезе (рис. 36).

Таким образом, можно констатировать, что получены сейсмические материалы принципиально нового качества, которое не является следствием применения каких-либо новых, не известных ранее технологических решений и процедур. Значительный скачок в качестве является результатом высокопрофессиональной и творческой работы специалистов сейсморазведчиков, правильно сориентированных и верно понявших конкретные, а не абстрактные геологические задачи. В этих услови-

ях указанные специалисты наряду с отдельными методическими оригинальными решениями смогли в полной мере реализовать огромные возможности, заложенные в современных обрабатывающих комплексах при жестком геологическом контроле.

В настоящей работе не представляется необходимым и возможным обсуждать детали технологических решений в области обработки данных сейсморазведки. Важно отметить, что геологи-нефтяники и геофизики должны научиться понимать друг друга, учитывать реальные возможности геологических и геофизических методов, научиться работать в единой команде.

Отметим, что выше была рассмотрена наиболее часто встречающаяся ситуация, когда настройка и ориентация процесса обработки опиралась на кондиционную априорную модель. Однако бывают случаи, когда промежуточные сейсмические материалы опровергают основные положения априорной модели, а выделенные в качестве контрольных точек особенности геологического строения природных резервуаров, не находят отображения в сейсмическом поле. В этих случаях может быть принято решение о существенной корректировке априорной модели или перехода к модели альтернативной. В любом случае нельзя двигаться вперед по блок-схеме СЛИ, если основные позиции априорной модели не подтверждаются. Необходимо на базе откорректированной или альтернативной априорной модели полностью повторить цикл работ блоков 6 и 7 и добиться отображения важнейших элементов априорной модели в сейсмическом поле.

Подобная ситуация возникла, в частности, при моделировании природного резервуара Ю₁³⁻⁴ Крапивинского месторождения. Рассмотренная в предыдущем разделе (блок 5) априорная модель, предусматривающая дизъюнктивно-блоковый характер строения природного резервуара, была разработана после анализа промежуточных сейсмических материалов, которые полностью опровергли первоначальную априорную модель. Первоначальная модель объясняла аномальное распределение пластовых флюидов в пласте Ю₁³⁻⁴ развитием разновозрастных песчаных линз. Основываясь на представлениях о накоплении песчаников пласта Ю₁³⁻⁴ в условиях регрессии и их пляжевом генезисе, предполагалось косослоистое строение отложений. В случае если регрессия прерывалась кратковременной трансгрессией, песчаные тела могли быть разобщены и представлять собой самостоятельные природные резервуары. В соответствии с этой моделью Крапивинское месторождение представлялось ассоциацией двух залежей: восточной в пласте более древнего возраста и западной - в более молодом пласте. Соответственно была дана установка сейсморазведчикам добиваться получения наклонных отражающих границ. Однако, несмотря на применение всего возможного репертуара технологий, наклонные границы не были получены, но выявились не вызывающие сомнения признаки наличия дизъюнктивных дислокаций. Промежуточные сейсмические материалы заставили разработать альтернативную модель, объясняющую аномальное распределение пластовых флюидов наличием тектонических экранов. В соответствии с новой априорной моделью были уточнены технологии обработки сейсмических данных и, в конечном итоге, все ее элементы нашли отображение в сейсмическом поле.

2.5. СОЗДАНИЕ ИТОВЫХ МОДЕЛЕЙ

2.5.1. СТРУКТУРНО-МОРФОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Структурно-морфологические модели природного резервуара создаются по данным бурения и сейсморазведки (блок 2) на базе представлений, сформулированных на стадии априорного моделирования (блок 5).

Основополагающими моментами при таких структурных построениях являются корреляция отражающих горизонтов и

определение глубин или абсолютных отметок их залегания.

Прерогативой сейсморазведчиков традиционно являлось построение структурных карт по опорным отражающим горизонтам, корреляция которых обычно не представляла сложностей. Структурные карты продуктивных пластов строились геологами-нефтяниками с использованием структурных построений по опорным отражающим горизонтам. При этом переход от структурных карт по опорным ОГ к структурным картам кровли продуктивных пластов осуществлялся либо методом схождения, либо с использованием корреляционных зависимостей, устанавливающих связь абсолютных отметок этих границ по ряду рассмотренных в разделе 1 причин (неконформности границ, локальное развитие разрезов, имеющих аномальные мощности и т.д.). Перечисленные методы построения структурных карт кровли продуктивных пластов

Прерогативой сейсморазведчиков традиционно являлось построение структурных карт по опорным отражающим горизонтам, корреляция которых обычно не представляла сложностей. Структурные карты продуктивных пластов строились геологами-нефтяниками с использованием структурных построений по опорным отражающим горизонтам. При этом переход от структурных карт по опорным ОГ к структурным картам кровли продуктивных пластов осуществлялся либо методом схождения, либо с использованием корреляционных зависимостей, устанавливающих связь абсолютных отметок этих границ. По ряду рассмотренных в разделе 1 причин (неконформности границ, локальное развитие разрезов, имеющих аномальные мощности и т.д.) перечисленные методы построения структурных карт кровли продуктивных пластов были не всегда корректны и недостаточно точны. Ситуация изменилась в связи с тем, что стало возможным получать отражения непосредственно от поверхностей каждого природного резервуара. Это привело, с одной стороны, к повышению точности и детальности структурных построений,

но вместе с тем, и к усложнению корреляции отражающих границ. В отличие от опорных горизонтов отражения от литологически невыдержанных продуктивных пластов имеют более слабую и изменчивую динамическую выразительность (амплитуду и кажущийся период волн). Очевидно, что корреляция таких отражений по динамической выразительности (метод, часто применяемый на практике) может привести к серьезным ошибкам.

Корректная корреляция динамически изменчивых и слабовыраженных ОГ не может быть выполнена без учета геологического строения природных резервуаров. При корреляции ОГ необходимо учитывать закономерности изменения мощностей отдельных подразделений геологического разреза, наличие зон выклиниваний, замещений и т.д. Поэтому корреляция отражений должна выполняться совместно геологами и геофизиками после их однозначной стратиграфической идентификации (привязки) методами, рассмотренными в предыдущем разделе.

Можно смело утверждать, что правильная корреляция отражений, непосредственно связанных с элементами природного резервуара, является залогом структурных построений адекватных реальной морфологии продуктивных отложений.

Результатом корреляции отражений является карта изохрон. Переход от поля времен (карта изохрон) к полю глубин или абсолютных отметок (так называемая глубинная инверсия) в наиболее общем случае выполняется по следующей формуле:

$$H = V \frac{t_0}{2}, \quad (23)$$

где H - глубина, м; V - средняя скорость распространения упругих колебаний от поверхности до изучаемой границы, м/сек; t_0 - вертикальное время, определяемое по временным разрезам, сек.

Из формулы (2) следует, что точность определения глубин существенно зависит от того, насколько верно мы знаем распределение средних скоростей по площади изучаемого объекта. Ситуация тем сложнее, чем меньше скважин на объекте. В тео-

рии сейсморазведки детально разработаны вопросы изучения средних скоростей как на основе чисто сейсмических методов (метод взаимных точек, зондирования Дикса и т.п.), так и на основе комплексной интерпретации наземных и скважинных сейсмических наблюдений [9, 23]. В настоящей работе не рассматриваются эти специальные вопросы, однако есть проблема, часто упускаемая из виду специалистами-сейсморазведчиками.

Использование сложных распределений скоростей по площади изучаемого объекта нередко приводит к существенным искажениям восстановленного структурного плана относительно реального. По этому поводу существует специальное выражение, что та или иная структурная форма "нарисована скоростями", которое означает, что на глубинном сейсмическом разрезе или на структурной карте находят отражения структурные формы, не имеющие обоснования на временных разрезах (сейсморазведка 2d), или в сейсмических временных кубах (сейсморазведка 3d). При выполнении структурных построений в условиях Западной Сибири геологу-нефтянику необходимо следить за тем, чтобы на итоговых структурных картах не отображались элементы, не имеющие обоснования в сейсмическом временном поле. Кроме того, следует убедиться в том, что все выделяемые на временных разрезах структурные формы, особенно малоамплитудные или небольшие по размерам, учтены при структурных построениях. Во всяком случае, появление тех или иных структурных форм, не отражающихся во временном сейсмическом поле или обратных ситуаций должны быть предметом специального детального обсуждения. Сложные случаи глубинной инверсии, характерные для разрезов, в которых развиты мощные толщи с аномальными акустическими свойствами (например, солянокупольная тектоника Прикаспийской впадины), в настоящей работе не рассматривается и освещены в специальной литературе [9].

Структурная карта, построенная рассмотренным выше спо-

собом, может считаться итоговой только в том случае, если она отвечает априорным представлениям о структурном стиле природного резервуара. В противном случае она является промежуточной и требует редактирования и дополнения. В случае, если в процессе априорного моделирования обоснованы представления о дизъюнктивно-блоковом характере строения природного резервуара, необходимо проводить работы по выявлению и трассированию разрывных нарушений. Нарушения выделяются по сейсмическим материалам в первую очередь на участках, где по данным априорного моделирования должны быть выделены тектонические экраны, разобщающие флюидодинамические системы. Именно на таких участках определяются признаки малоамплитудных нарушений и комплекс сейсмических материалов, необходимых для их выделения.

Признаками наличия нарушений на сейсмических профилях являются: смещение осей синфазности во времени, наличие таких смещений по нижележащим ОГ (т.е. прослеживание предполагаемой зоны тектонического нарушения вверх по разрезу), зоны отсутствия корреляции осей синфазности. Не менее характерны сравнительно резкие изгибы осей синфазности коррелируемых ОГ, аномальное затухание волн, криволинейные оси синфазности, дифрагированные и квазидифрагированные волны, смена характера волновой картины по обе стороны от тектонического нарушения и другие аномалии волнового поля (рис. 40, 41).

В особо сложных случаях при выделении возможного нарушения анализируются псевдоакустические трансформации временного разреза (блок 1), на которых, помимо вышеперечисленных факторов, можно оценить изменения эффективных коэффициентов отражения (ЭКО-разрезы) или псевдоакустических жесткостей (разрезы ПАЖ), т.е. условно обнаружить резкую смену физических свойств в пласте. Высокоразрешенные разрезы ПАЖ, помимо того, обеспечивают возможность выде-

ления тонких пластов-реперов с аномальной жесткостью, соответствующих, например, пластам угля, глин и карбонатов, сдвиг которых и определяет местоположение разлома (рис. 42.).

Трассирование разрывных нарушений осуществляется на основе их прослеживания от профиля к профилю с привлечением представлений об их генезисе, господствующих и подчиненных простираниях, а также дополнительных материалов, например, аэрокосмического дешифрирования, результатов гравиметрии или магнитосъемки.

На основе выделения и прослеживания разрывных нарушений пликвативная структурная карта трансформируется в дизъюнктивно-блоковый вариант.

На рис. 43, 44 представлены временные, ЭКО- и ПАЖ-разрезы по сейсмопрофилям Новопокурского месторождения Западно-Сибирского НГБ, демонстрирующие принципы выделения тектонических нарушений. Трассирование их позволило выявить две основные системы нарушений северо-западного и юго-восточного простирания и построить карту природного резервуара Ю₁ не в пликвативном, как предполагали ранее, а в дизъюнктивно-блоковом варианте (рис. 45). Широкое развитие дизъюнктивных дислокаций в юрском комплексе, традиционно считавшемся пликвативным, установлено не только на этом объекте. С использованием методологии СЛИ разработаны модели ряда верхнеюрских и нижнемеловых объектов, расположенных в различных районах Западно-Сибирского НГБ (Каймысовский свод, Ярсомовский прогиб, Южно-Вартовская моноклиналь). Совокупность накопленного материала свидетельствует о дизъюнктивно-блоковом строении природных резервуаров Западно-Сибирского НГБ. С неадекватностью пликвативных моделей их строения во многом связаны причины низкой эффективности разработки залежей.

В последние годы широкое распространение получили системы картопостроения с использованием ЭВМ. Само по себе

это явление является безусловно закономерным и положительным, тесно связанным с общим направлением компьютерной революции. При этом, однако, не надо забывать, что существующие вычислительные конструкции отнюдь не являются искусственным интеллектом и не в коей мере не могут заменить специалиста интерпретатора, осуществляющего вышеперечисленные интеллектуальные технологические операции. Бездумное использование автоматизированных систем картопостроения нередко приводит к получению ошибочных, а зачастую и внешне уродливых результатов. Специалист интерпретатор должен, во-первых, тщательно настраивать соответствующие формальные комплексы, а во-вторых, выполнять контроль и редактирование получаемых результатов. Тщательная работа с системами автоматизированного картопостроения требует немалых навыков и, что очень важно, значительных затрат времени. Все это однако окупается тем важнейшим обстоятельством, что в процессе такой работы создаются регулярные (по квадратной сетке) цифровые модели глубин или а.о., которые затем обеспечивают выполнение различных трансформаций полученных наборов карт (построение карт мощностей, выполнение палеопостроений и тому подобное).

2.5.2. МОДЕЛЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТИПОВ РАЗРЕЗА

Для районирования природного резервуара по типам разреза по данным сейсморазведки (блок 9) используются различные подходы. Типы геологического разреза могут различаться по значениям пластовых скоростей или каких-либо интегральных сейсмических динамических параметров². В этом случае в каче-

² Под сейсмическими-динамическими параметрами (СДП) обычно понимают псевдо-акустические скорости и жесткости, т.е. параметры, определяемые из динамики отраженных волн, описываемой как величиной амплитуд, так и некоторыми другими характеристиками.

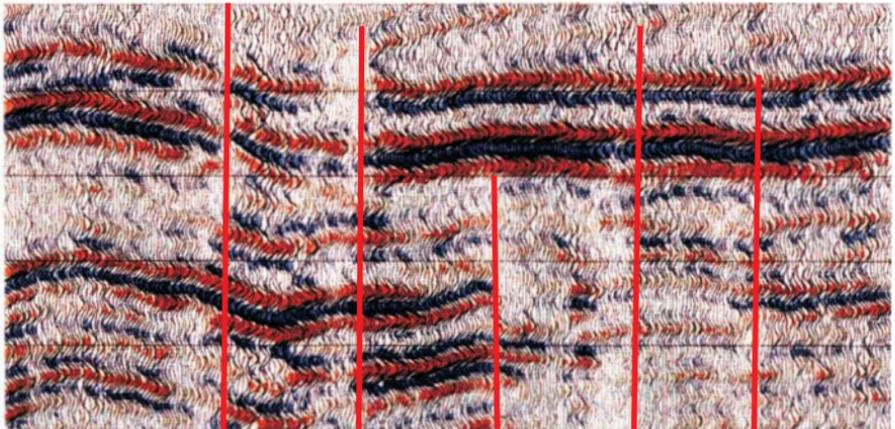
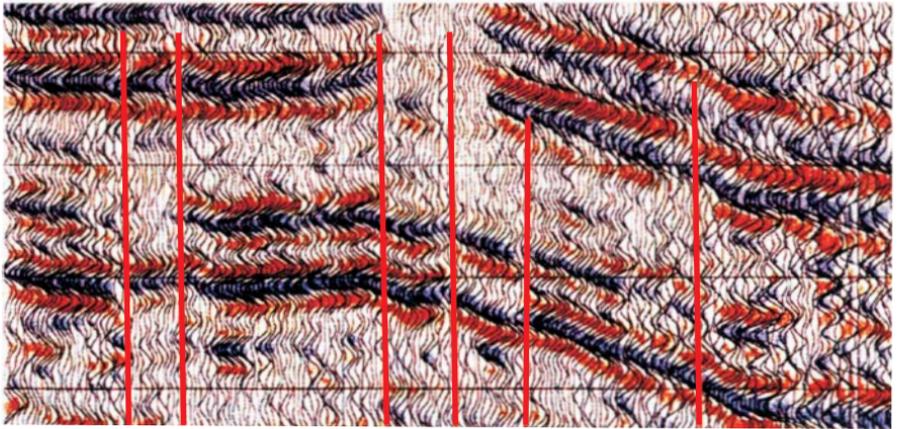


Рис. 43. Примеры выделения разрывных нарушений.
Новопокурское месторождение. Юрские отложения.

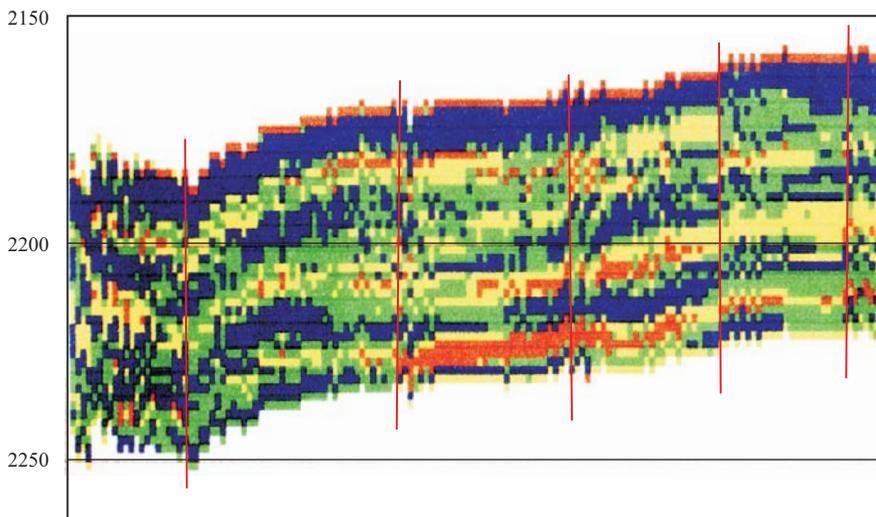


Рис. 44 (а). Разрез псевдоакустических жесткостей по сейсмопрофилю 19.94.19

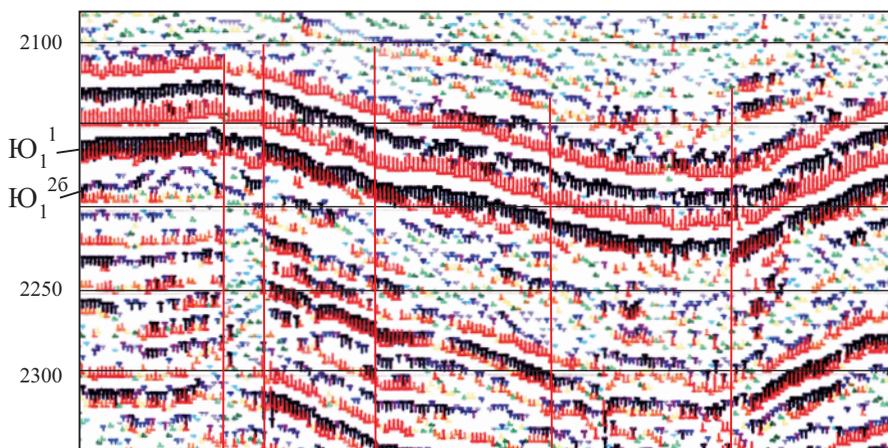


Рис. 44 (б). Разрез эффективных коэффициентов отражений по сейсмопрофилю 19.94.15

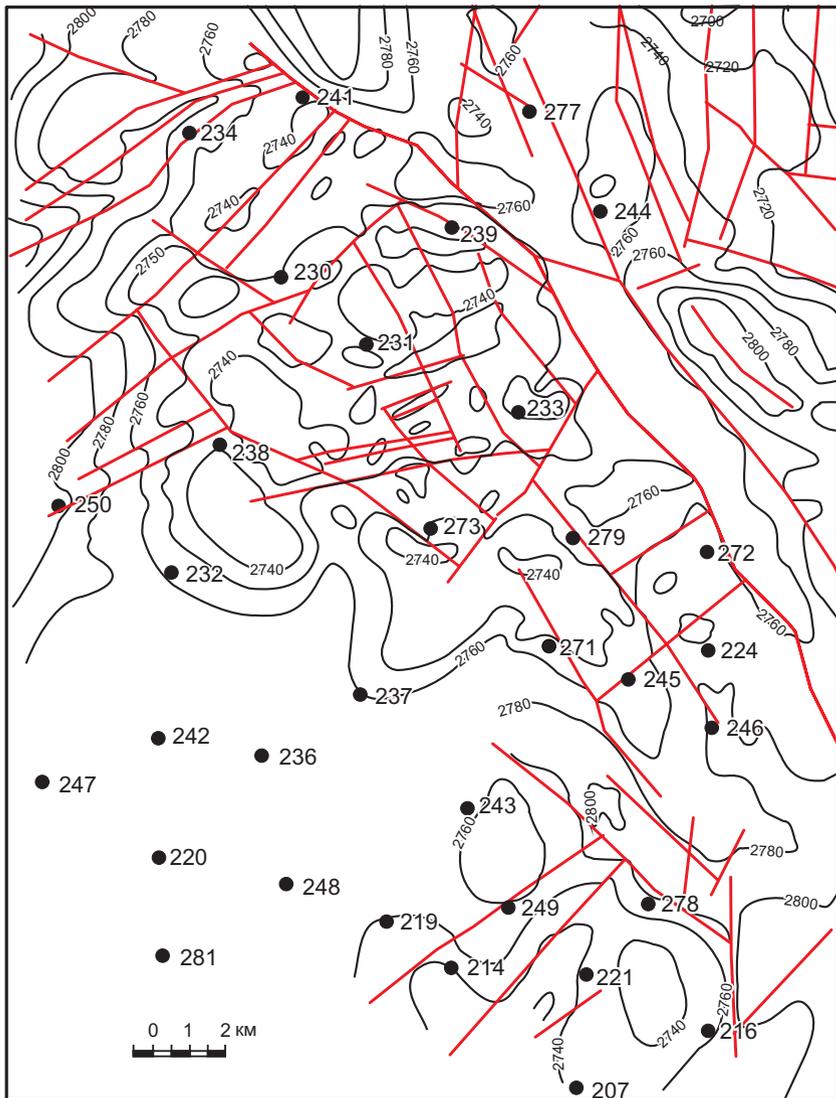


Рис. 45. Структурная карта кровли пласта Ю₁¹.
Новопокурского месторождения.

Условные обозначения

- | | | | | | |
|--|------------------------|---|-------------------------|---|----------------|
|  | Изогипсы кровли пласта |  | Тектонические нарушения |  | Номер скважины |
|--|------------------------|---|-------------------------|---|----------------|

стве модели распространения типов разреза может рассматриваться карта соответствующего параметра.

Например, на Урманской площади (Нюрольская впадина - ЗС НГБ) в верхней части доюрского разреза, в интервале залегания нижнекаменноугольных карбонатных отложений Н.Н.Бакун выделил 3 типа разреза, отличающиеся по литологии, условиям образования и продуктивности скважин [18].

В I-ом типе разреза развиты органогенно-хемогенные брекчированные известняки со следами выщелачивания - отложения периодически осушаемой банки (биостелл). Дебиты нефти максимально достигают $200 \text{ м}^3/\text{сутки}$ (скв.Р-1, Р-10, Р-11).

II-ой тип разреза сложен органогенно-обломочными и обломочными известняками, доломитизированными известняками и доломитами, накапливающимися в пределах волноприбойной зоны, доломитовой себхе и прибрежных лагун на склоне и у подножья банки. В скважине этого типа (Р-2, Р-5, Р-7) получены притоки нефти до $22 \text{ м}^3/\text{сутки}$ и воды до $183 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

III-ий тип разреза представлен микрозернистыми, комковато-сугстковыми, доломитизированными глинисто-кремнистыми известняками - отложениями карбонатного шельфа. В скважинах этого типа (Р-3, Р-4, Р-9) получены притоки воды, не превышающие $1 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

Анализ сейсмических данных в интервале 50 м от ОГ Φ_2 , приуроченного к кровле палеозойских отложений показал, что выделенные типы разреза существенно различаются по пластовым скоростям. В I-ом типе разреза пластовые скорости менее 5600 м/сек ; во II-ом типе разреза $5600\text{-}5750 \text{ м/сек}$; в III-ем типе разреза более 5750 м/сек . Картирование пластовых скоростей позволило осуществить районирование природного резервуара по типам разреза и выделить благоприятные и неблагоприятные участки (рис.46).

Терригенные тонкослоистые разрезы, как правило, не различаются по интегральным сейсмическим динамическим пара-

метрам. В этом случае картирование типов разреза может быть осуществлено в результате применения специальных программно-методических средств, позволяющих повысить разрешенность сейсмической записи.

Наиболее перспективным из современных разработок, особенно для условий ЗС НГБ, представляется метод спектрально-временного анализа (СВАН), предложенного И.А.Мушиным. Этот метод нацелен на изучение характера ритмичности осадочного чехла. Использование метода СВАН позволяет различать разрезы, характеризующиеся различным количеством и внутренним строением седиментационных ритмов [25].

В процессе СВАН создаются так называемые спектрально-временные образы (СВО), характеризующие распределение сейсмической энергии в координатах частота-время (рис. 47). Распределение энергетических максимумов и минимумов в отфильтрованной суммотрассе ОГТ существенно зависит от частотного диапазона фильтра. Спектрально-временной образ представляет собой совокупность суммотрасс ОГТ, профильтрованных фильтрами с различными несущими частотами. В спектрально-временном образе отображается изменение положения и количества отражений (энергетических максимумов и минимумов) по мере изменения несущей частоты фильтра (чем выше частота, тем большее количество отражений). Общая картина распределения максимумов и минимумов зависит от строения разреза. Для районирования природного резервуара по типам разреза методом СВАН принципиально важно, чтобы типы разреза выделялись по генетическому принципу. В этом случае каждый тип разреза характеризуется свойственным лишь ему строением (т.е. набором литотипов и выраженностью седиментационных ритмов разных порядков), отражающим историю его формирования. Такое различие во внутренней структуре разных типов разреза и определяет отличия в их спектрально-временных образах.

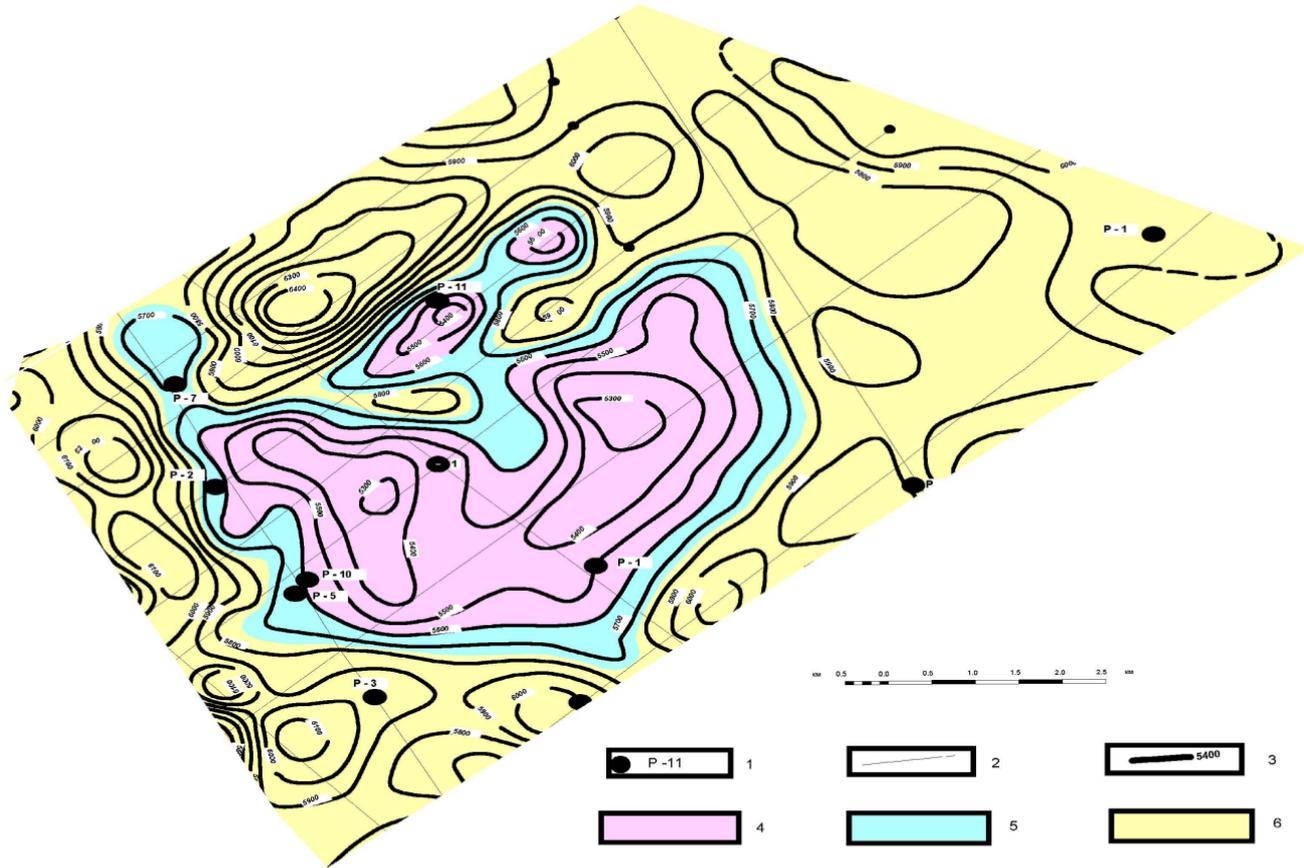


Рис. 46. Карта литофизической зональности палеозойских отложений в интервале ОГФ2+50м (Е.А.Копилевич и др.) 1-скважины; 2-сейсмические профили; 3-изолинии равных значений $V_{пл}$ м/с по данным сейсморазведки (псевдоакустика), СК и АК; 4 -тип разреза; 5-II тип разреза; 6-III третий тип разреза

Распознавание типов геологического разреза происходит на основе сопоставления спектрально-временных образов (СВО), присущих той или иной точке сейсмического профиля, с эталонными спектрально-временными образами, отработанными вблизи скважин, использованных для геологической типизации [13].

Определяющее значение при этом имеет выбор временного интервала для процедуры СВАН. Порой это достаточно сложно. Необходимо учесть фаціальную однородность толщ, покрывающей или подстилающей продуктивный пласт, так как нельзя допустить их переменного влияния на формируемый спектрально-временной образ. Кроме того, существует предел (40-50 мс), ниже которого спектрально-временные образы практически неотличимы. Из доступного интервала выбирается оптимальный, обеспечивающий максимальное отличие СВАН-образов разных типов разреза друг от друга.

Следует заметить, что методика районирования природного резервуара по типам разреза подразумевает сильные обратные связи на каждом шаге процесса. Любая процедура является итерационным процессом, в котором множество повторений приводят к более высокому качеству результата, а иногда и к качественно новому результату. Это касается как типизации разреза, так и создания эталонных спектрально-временных образов, присущих тому или иному типу разреза. Если спектрально-временные эталоны не подтверждают типизации, а группируются как-то иначе, следовательно, нужно вернуться на шаг назад и пересмотреть типизацию разреза.

После создания эталонных спектрально-временных образов для каждого из выделенных типов геологического разреза начинается собственно этап районирования природного резервуара. Для этого по сейсмопрофилям с постоянным шагом определяется тип разреза путем сравнения спектрально-временного образа данной трассы с эталонами. Величина шага определяется задачами исследования и градиентом неоднородности ФЕС пласта.

По полученным данным строится карта распространения типов разреза продуктивного пласта по площади объекта. Поскольку одним из основных параметров типизации геологических разрезов являются фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, то тем самым осуществляется районирование природного резервуара на участки с высокими, средними и низкими ФЕС. Особое значение имеет определение по карте типов разреза границ распространения коллекторов, с которыми могут быть связаны ловушки литологически или стратиграфически экранированного типа. Карта типов разреза позволяет ориентировать бурение на вскрытие залежей в пределах развития продуктивных отложений, обеспечивающих дебиты выше критически рентабельных, и снизить риск бурения "сухих" или низкопродуктивных скважин.

Технология построения карт типов разреза по данным СВАН апробирована в различных сейсмогеологических условиях, в частности, для верхнеюрского природного резервуара Ю₁ Западно-Сибирской НПП (Каймысовский свод, Ярсомовский прогиб). Прогноз проверен последующим бурением. Подтверждаемость прогноза 85%. В остальных 15% случаях был вскрыт разрез, отличающийся от прогнозного не более чем на одну градацию.

Рассмотрим примеры построения карт распространения типов разреза, при моделировании объектов горизонта Ю₁ локального (Новопокурское месторождение) и зонального (юг Каймысовского свода) уровней. На Новопокурском месторождении в начале наших исследований стало очевидным, что реальное строение продуктивного горизонта Ю₁ гораздо сложнее, чем это представлялось на стадии оценки запасов и проектирования разработки. Следствием такого положения стало большое количество "сухих" эксплуатационных скважин; средние дебиты по месторождению упали ниже критически рентабельных, в то время как в отдельных скважинах обеспечивались дебиты в 10

раз выше средних. Дальнейшая доразведка и разработка месторождения стали невозможны без создания адекватной модели распространения ФЕС природного резервуара на основе современных технологий.

В пласте Ю₁¹ Новопокурского месторождения при создании априорной модели выделено 4 типа разреза, подробно охарактеризованные в разделе 1.2.5.

Поскольку разрешающая способность сейсморазведки не позволила анализировать временные интервалы, сопоставимые с мощностью отдельных продуктивных пластов, в качестве эталонов для СВАН были использованы комбинации типов разреза пластов Ю₁¹ и Ю₁².

Анализ спектрально-временных образов (СВАН-колонок) для интервала времен (Δt) 50,60 и 80 мс показал, что для решения поставленной задачи оптимальным является интервал $\Delta t = 60$ мс, что соответствует 80-100 м геологического разреза. В этот интервал входят пласты Ю₁¹ и Ю₁² и латерально выдержанные вмещающие глинистые толщи. Следовательно, все изменения спектрально-временных образов рассматриваемого интервала обусловлены изменчивостью продуктивных пластов.

Для создания эталонных спектрально-временных образов использовались скважины, в которых тип разреза определен однозначно, при условии их расположения на сейсмопрофилях или в непосредственной близости от последних. Создание спектрально-временных эталонов отличалось сложностью и потребовало итерационного уточнения как сейсмических, так и геологических аналогов. Так, в частности, были объединены типы III/II и IV/III, так как они характеризовались сходными СВО. Было уточнено также отнесение к тому или иному типу конкретных скважин, в которых из-за недостатка материала тип разреза не мог быть установлен однозначно. В результате сформированы спектрально-временные эталоны, характеризующие 7 типов геологического разреза (6 выделенных при геологической

типизации и один объединенный тип III-IV/II-III). В каждом эталоне сгруппированы СВО сейсмической записи в районе всех скважин, отнесенных к данному типу разреза.

Благоприятные типы разреза - I^a/I; I/II; I/III; II/II и III/I, т.е. типы, отвечающие наличию в разрезе либо пласта Ю₁¹, либо пласта Ю₁² с приемлимыми ФЕС, имеют принципиальное отличие по рисунку записи от неблагоприятных типов разреза: III-IV/II-III; IV/II, отвечающих либо наличию в разрезе пластов Ю₁¹ и Ю₁² с плохими коллекторскими свойствами, либо вообще с отсутствием коллекторов. Это отличие по СВО состоит в том, что на "картинках" благоприятных типов разреза энергетические максимумы, не имеют резкого ограничения или быстрого затухания при переходе от высоких частот спектра к низким, как это имеет место на "картинках" неблагоприятных типов разреза. По "картинке" различаются все выделенные эталоны.

На рис. 47 приведены примеры эталонных спектрально-временных образов для трех типов разреза:

- тип I/I отличается наличием в середине "картинки" наклонной "вилки" из 2-х энергетических максимумов, объединяющихся в один на частотах 50-60 Гц;

- тип II/II - отличительным признаком этого типа является наличие двух "вилок" энергетических максимумов, параллельных оси частот, причем широкая "вилка" расположена в верхней части "картинки" и отделена от узкой нижней "вилки" сплошным протяженным максимумом.

- тип III-IV/II-III характеризуется наличием в поле "картинки" простой или сдвоенной "вилки" из энергетических минимумов, которая отделяет верхний максимум от остальных и четко оконтуривает в виде треугольника средние максимумы, сопровождая их полное затухание на частотах 25-30 Гц.

Таким образом, эталонные СВО надежно отличаются по «картинке».

Районирование территории по типам разреза осуществлено

по результатам анализа СВО по регулярной сети наблюдений с шагом по профилю в 250 м. Каждая "картинка" сопоставлялась с эталонами и, таким образом, определялось ее соответствие тому или иному типу геологического разреза. В результате была построена карта горизонта Ю₁, которую не составило труда трансформировать в карты типов разреза пластов Ю₁¹ и Ю₁².

Карта типов разреза пласта Ю₁¹ представлена на рис. 48. Рассмотрение этой карты позволяет, с одной стороны, убедиться в том, что для начала эксплуатации был выбран фактически худший участок месторождения, а с другой стороны выявить существенные перспективы повышения средней продуктивности скважин за счет разбуривания участков, представленных хорошими типами разреза. Поскольку каждый тип разреза охарактеризован значениями r^2 , такая карта может быть использована для количественного прогноза гидропроводности природного резервуара.

Рассмотрим теперь на примере юга Каймысовского свода построения модели типов разреза зонального уровня на оценочном и поисковом этапах геологоразведочного процесса.

В пределах изученной территории общей площадью 4500 км² имеется единственное детально разбуренное Крапивинское месторождение и отдельные поисковые и разведочные скважины в пределах локальных структур Моисеевского и Карандашовского куполовидных поднятий.

Большинство скважин, пробуренных в пределах локальных поднятий юга Каймысовского свода, характеризовались крайне низкими (до 10 м³/сут) дебитами нефти. В ряде скважин вообще не было получено притока флюидов. Вместе с тем скв.208 обеспечивала приток 316 м³/сут, а скв.201 - 132 м³/сут, что указывало на существенную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств природного резервуара Ю₁³⁻⁴, и на наличие шансов обнаружения высокодебитных залежей. В этих условиях дальнейшая разведка Южно-Каймысовского блока была возможна

только после локализации участков природного резервуара пласта Ю₁ с приемлемыми фильтрационными характеристиками, а, следовательно, рентабельными дебитами, то есть после сейсмического районирования территории по типам разреза с низкими, средними и высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

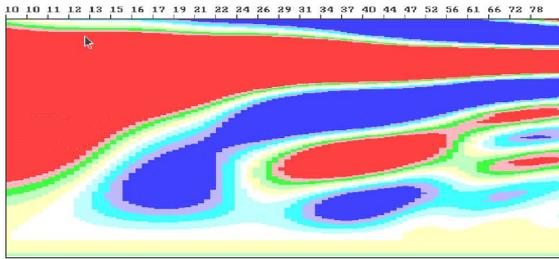
Задача решалась при типизации геологических разрезов пласта Ю₁³⁻⁴ Крапивинского месторождения, рассмотренной в разделе 1.2.5. Все выделенные 6 типов геологического разреза разделились по спектрально-временным образам. Построение карты типов разреза (рис.49) с использованием рассмотренной технологии позволило сделать вывод о том, что действительная геологическая ситуация отлична от той, которая представлялась по результатам бурения. Показано, что свыше 40% территории блока представлено "хорошими" (I-II) типами разреза, вскрытых, заметим, единичными скважинами. В то же время "плохие" типы разреза (IV-VI) занимают не более 20% территории, главным образом, в пределах сводовых частей куполовидных поднятий, где, в основном, и было сосредоточено глубокое бурение.

В результате проведенных исследований сложилась принципиально новая стратегия разведки юга Каймысовского свода. Рекомендовано закладывать глубокие скважины на участках, в пределах которых имеются как потенциальные ловушки, в том числе и тектонически экранированного типа, так и развиты высокопродуктивные или приемлемые (I-III) типы разреза.

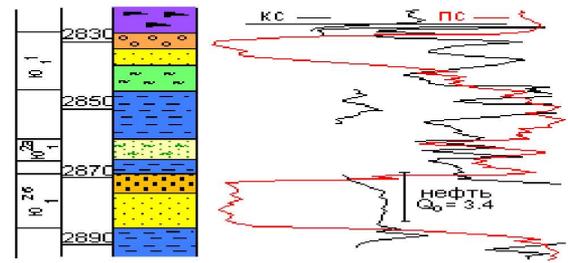
Таким образом, карта распространения типов разреза является неотъемлемой частью модели объекта, позволяющей ориентировать бурение на вскрытие залежей в высокопродуктивных коллекторах.

Заклучения по картам типов разреза базируются на материалах качественного уровня, в то время как для точных инженерных расчетов целесообразно иметь количественные определения емкости и гидропроводности природного резервуара. Этому посвящены технологии, рассмотренные в следующих разделах.

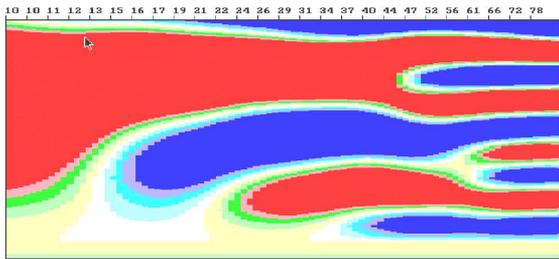
Тип разреза I/I



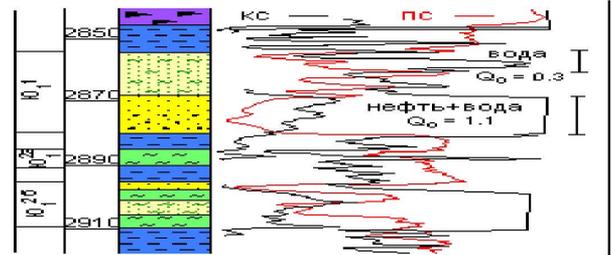
Скв. 273



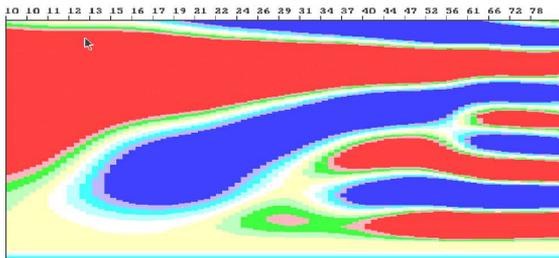
Тип разреза II/II



Скв. 272



Тип разреза II/III



Скв. 274

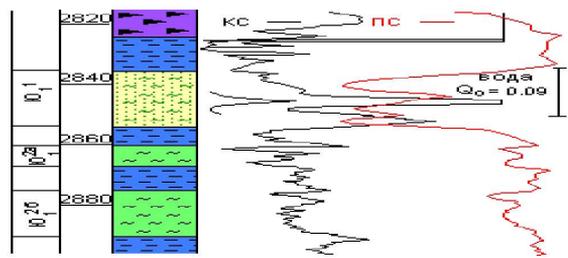


Рис.47. Спектрально-временные эталонные характеристики типов разреза горизонта Ю₁ Ново-Покурского месторождения

1 - 4 песчаники: 1 - среднезернистые (проницаемость 50-500 мд), 2 - средне-мелкозернистые (10-100 мд), 3 - мелкозернистые, алевритовые (1-50 мд), 4 - разнозернистые (1-50 мд); 5 - переслаивание песчаников и алевролитов; 6 - алевролиты; 7 - аргиллиты; 8 - битуминозные аргиллиты

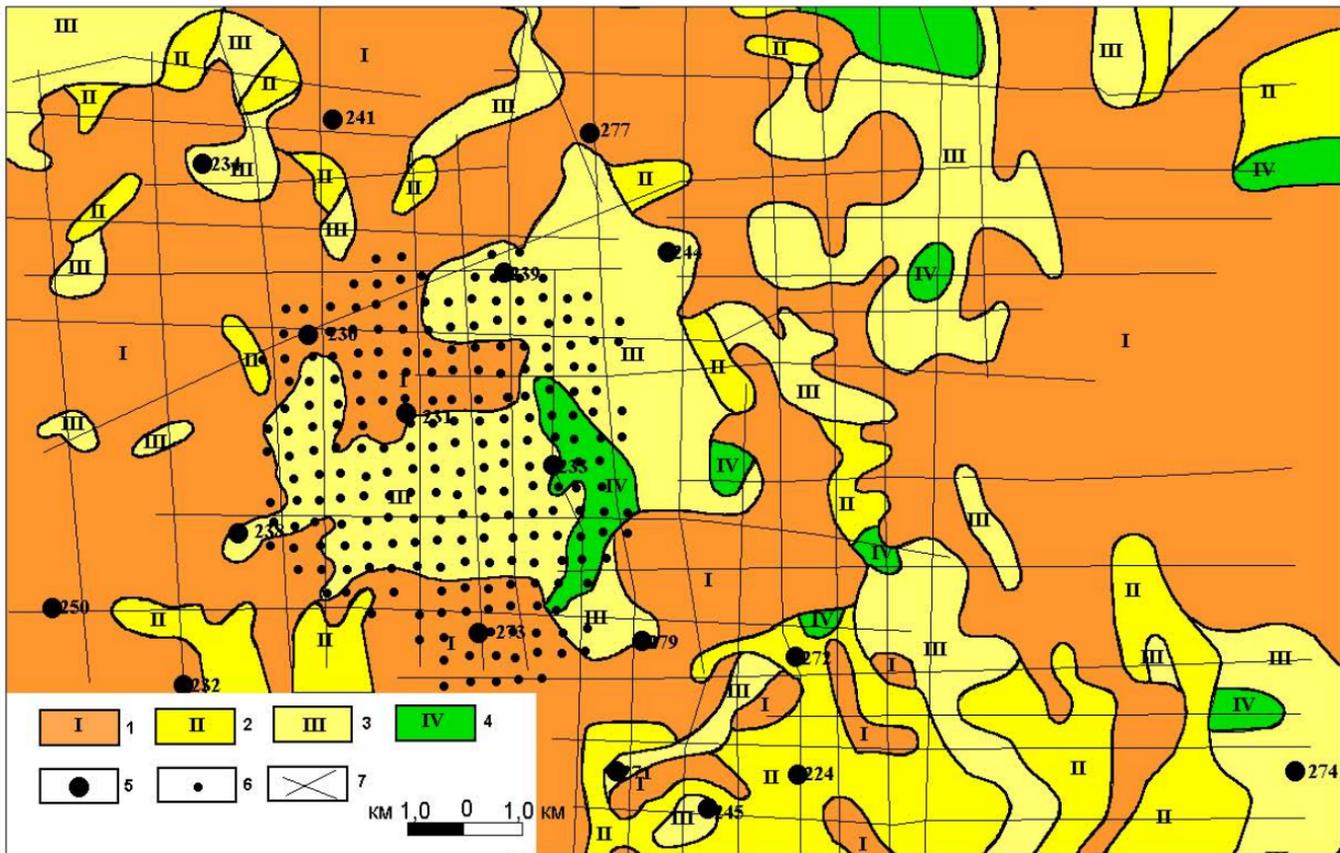


Рис.48 Карта типов разреза пласта Ю₁ Новопокурского месторождения по данным сейсморазведки и бурения.
 1-4- зоны определений типов разреза: I - с улучшенными коллекторскими свойствами, II - с приемлемыми коллекторскими свойствами, III - с низкими коллекторскими свойствами, IV - коллектора отсутствуют;
 5-разведочные скважины; 6-эксплуатационные скважины; 7-линии сейсмoproфилей.

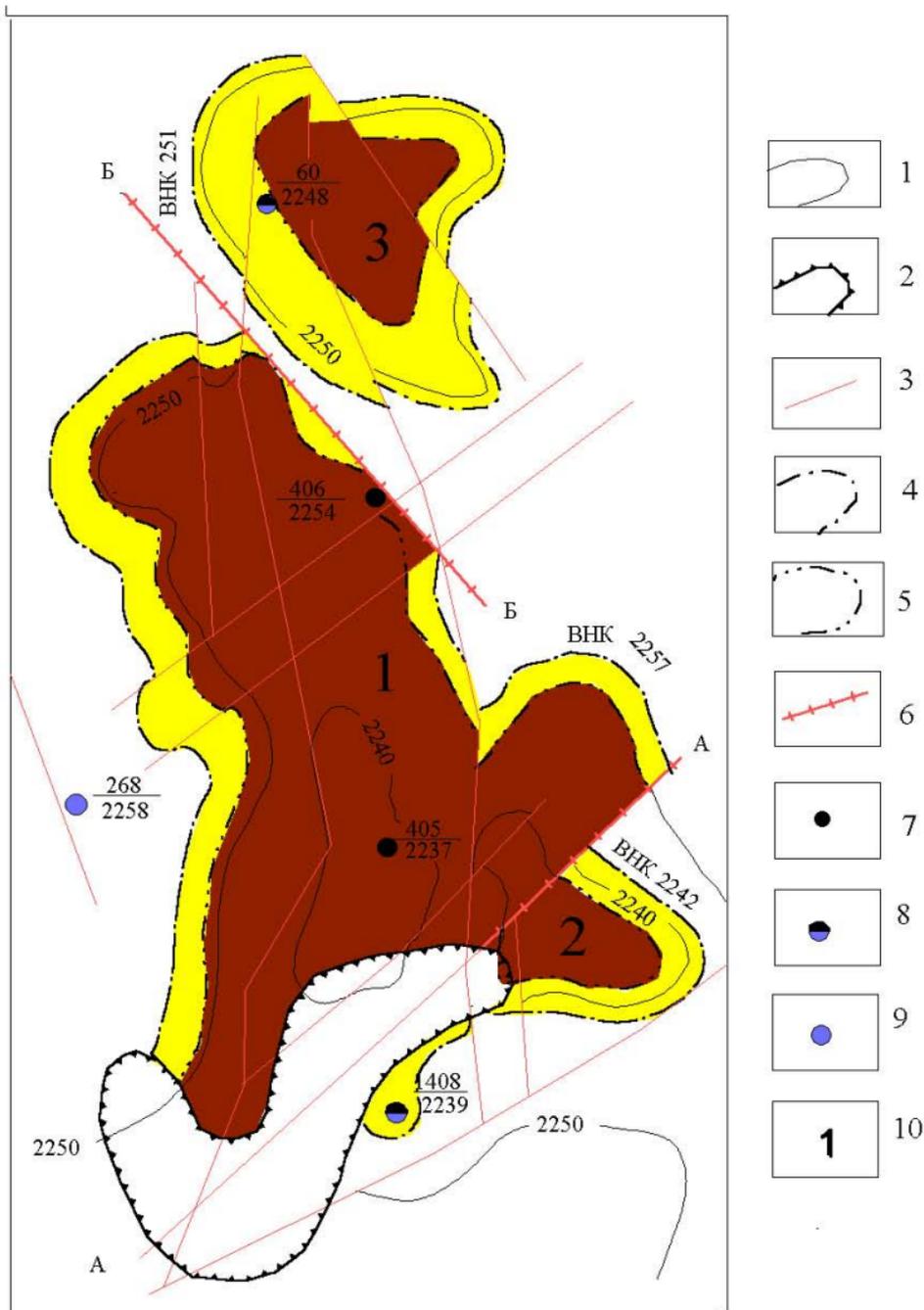


Рис.50 Геометрическая модель залежи. Кустовое месторождение
Неоком. Пласт БС $\frac{1}{10}$

- 1 - изогипса кровли пласта; 2 - граница распространения коллекторов;
3 - тектонические нарушения; 4 - Внешний контур нефтеносности;
5 - внутренний контур нефтеносности; 6 - экраны, скважины;
7 - нефтяные, 8 - водонефеные, 9 - водные; 10 - номер залежи

2.5.3. ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖЕЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ.

Создание геометрических моделей залежей осуществляется на основе свертки результатов анализа промыслово-геологических данных и структурных построений (блок 11 схемы СЛИ) с учетом результатов районирования природного резервуара по типам разреза (блок 10).

На первом этапе создания геометрических моделей на структурные карты по кровле продуктивных отложений (подошвы верхнего флюидоупора) выносятся выявленные литологические и стратиграфические экраны. Эта информация берется с карты типов разреза. В результате создаются предварительные представления о контурах ловушек УВ. Представления о контурах ловушек на этой стадии являются предварительными в связи с тем, что выявленные по данным сейсморазведки дизъюнктивные дислокации могут служить как латеральным экраном-флюидоупором, так и каналом миграции УВ. Вопрос об экранирующих свойствах той или иной дислокации и, соответственно, контурах ловушек может быть решен только на основе тщательного флюидодинамического анализа. Для этого на следующем этапе на предварительные карты ловушек выносятся промыслово-геологическая и эксплуатационная информация, касающаяся в первую очередь а.о. ВНК в разведочных скважинах, обводненности добывающих скважин, их реакции на МППД, начальных пластовых давлений. В результате интегрированной интерпретации указанной информации возможны две принципиально важные ситуации.

Первая ситуация. Из имеющегося набора структурных форм, доказанных (литологических и стратиграфических) и потенциальных (тектонических) экранов может быть создана конструкция ловушек, "обеспечивающая" нормальное распределение пластовых флюидов в природном резервуаре. Это означает, что в скважинах, расположенных в пределах одной залежи, а.о.

ВНК не должны отличаться более чем на первые метры; скважины, не реагирующие на МППД должны быть отделены экранами; ранняя обводненность добывающих скважин должна быть обусловлена их расположением в ВНЗ или в непосредственной близости от разломов, по которым может осуществляться переток воды из нижележащих пластов и т.д. Именно в процессе создания моделей залежей на основе анализа геолого-промысловой и эксплуатационной информации решается вопрос об экранирующих или проводящих свойствах тех или иных дизъюнктивных дислокаций.

Вторая ситуация. Набор положительных структурных форм, литологических, стратиграфических и потенциальных тектонических экранов не создают систему ловушек, объясняющих реальное распределение пластовых флюидов. В этом случае необходимо возвращаться прежде всего к структурным построениям - интерпретации, а иногда и обработке сейсмических материалов. При этом, как правило, возникает необходимость выделения дополнительных малоамплитудных дизъюнктивных дислокаций, которые могут быть флюидоупорами, или корректировать их трассировку. В отдельных случаях не исключен возврат к уточнению районирования природного резервуара по типам разреза, прежде всего, к проверке границ распространения коллекторов. В конечном итоге необходимо добиться создания моделей, не противоречащих геолого-промысловой информации.

На рис. 50 представлен фрагмент залежи пласта БС₁₀¹ кустового месторождения. В результате оптимизированной обработки и интерпретации сейсмических данных были выявлены и протрассированы малоамплитудные дизъюнктивные дислокации северо-западного, северо-восточного и субмеридионального простирания, и построена структурная карта кровли пласта БС₁₀¹ в дизъюнктивно-блоковом варианте. На основе типизации геологических разрезов и районирования природного резервуара по типам разреза по данным СВАН откартирована зона от-

сутствия коллекторов. В результате намечены контуры потенциальных ловушек. Данные о флюидонасыщении разведочных скважин и ВНК послужили основанием считать разломы А-А и Б-Б экранирующими. В скв. 405 и 406 пласт целиком нефтенасыщен и, следовательно, ВНК располагается ниже подошвы пласта. В скв. 405 подошва пласта отбивается на а.о. 2250 м, в скв. 406 – на а.о. 2256 м. В скв. 268 с а.о. кровли пласта 2258 м пласт водонасыщен. Соответственно, ВНК по этим трем скважинам, вскрывшим залежь 1, находится в интервале 2256-2258 м и принят на а.о. 2257 м. В то же время в скв. 408 пласт нефтеводонасыщен и ВНК установлен на а.о. 2242 м, что на 15 м выше ВНК залежи 1. Следовательно, в скв. 408 вскрыта залежь 2, отделенная латеральным экраном от залежи 1. Разобщение залежей 1 и 2 обеспечивает дизъюнктивная дислокация А-А и зона отсутствия коллекторов. Экранирующий характер нарушения Б-б доказывается разницей а.о. ВНК, установленных для залежи 1 (2257 м) и в скв. 60 (2251 м). Таким образом, скв. 405, 406, 408 и 60 вскрыли 3 самостоятельные залежи, разобщенные латеральными экранами.

Далее рассмотрим некоторые вопросы формирования геометрических моделей перспективных объектов. Перспективный объект представляет собой, по существу, ловушку с недоказанной нефтегазоносностью, то есть здесь либо не проводилось глубокое бурение, либо оно не дало однозначных результатов. Некоторые сложности связаны с построением моделей тектонически экранированных перспективных объектов. Ключевым моментом является выдвижение предположения об экранирующем характере той или иной дизъюнктивной дислокации. Поэтому нередко имеет смысл говорить о потенциальном тектоническом экране, а следовательно и о потенциальном тектонически-экранированном объекте. Выделение перспективных объектов, (рис.) обосновано наличием ограничивающих их дизъюнктивно-блоковых дислокаций, гипотетически рассматриваемых в качестве латеральных флюидоупоров.

Построение по рассматриваемой технологии геометрических моделей залежей десятков месторождений верхнеюрско-нижнемелового комплекса Западно-Сибирского НГБ позволило разработать принципиально новую концепцию их строения.

Как известно, большинство моделей залежей этого комплекса рассматривались как антиклинальные с наклонным ВНК. [12]

При вводе этих месторождений в разработку кусты эксплуатационных скважин оказывались за пределами залежи или в ВНЗ вместо предполагаемой ЧНЗ, отмечалось раннее обводнение добывающих скважин, расположенных якобы в ЧНЗ (Кустовое, Восточно-Придорожное месторождения), либо отсутствие положительных результатов мероприятий по поддержанию пластового давления (Новопокурское месторождение).

Моделирование залежей с использованием методологии и технологии СЛИ показало, что казавшиеся едиными крупные залежи представляют собой ассоциации тектонически и литологически экранированных залежей с самостоятельными горизонтальными ВНК (рис. 12, 13, 14, 15).

Модели тектонически экранированных или тектонически нарушенных залежей (рис.) объясняют казавшееся ранее закономерным обводнение добывающих скважин, расположенных якобы в ЧНЗ, или отсутствие взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин.

Для пласта БС₁₁¹ Кустового месторождения очевидно, что скважины, обводнившиеся более чем на 50 % за первый год работы, расположены не в ЧНЗ, а в ВНЗ, если рассматривать модель в дизъюнктивно-блоковом варианте (рис. 1). На Восточно-Придорожном месторождении в пласте Ю₁¹ быстрое обводнение скважин, например скв. 928, связано расположением их в непосредственной близости от ВНЗ, либо (скв. 976) – с расположением их вблизи тектонического экрана (рис. 13). Для пласта Ю₁² Новопокурского месторождения очевидно, что нагнетание воды в скв. 212 не находит отклика в скв. 240, 239 из-за того,

что они разделены малоамплитудным тектоническим нарушением, которое фиксируется на временном разрезе и обеспечивает наличие экрана (рис. 33).

Таким образом, подавляющее число залежей Западно-Сибирского НГБ являются тектонически нарушенными или тектонически экранированными.

Для адекватной оценки объектов и повышения эффективности разработки залежей необходимо пересмотреть ранее принятые модели, используя современные методы обработки и интерпретации данных сейсморазведки.

Карты, схемы и разрезы, отображающие геометрические модели залежей УВ и перспективных объектов, являются важнейшими документами, на основе которых осуществляется их оценка, а также проектируется разведка и разработка скоплений УВ.

2.5.4. ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ.

Прогноз эффективной удельной емкости по данным сейсморазведки и ГИС (блок. 13) базируется на теоретических выводах и экспериментах, доказывающих зависимость сейсмических динамических параметров от емкостных свойств горных пород. Е.А.Копилевичем [14, 19] аналитически доказано, что в вариациях сейсмических динамических параметров (псевдоакустической скорости или жесткости) наилучшее отображение имеет эффективная удельная емкость (q) природного резервуара, а не средняя пористость пласта, на изучение которой сейсмическими методами были направлены усилия геофизиков последние годы.

Технология количественного определения эффективной удельной емкости основана на построении корреляционных зависимостей между этим параметром и сейсмическими динамическими параметрами. Последние определяются по результатам

псевдоакустических трансформаций временных разрезов. Такие трансформации осуществляются с использованием известных программно-методических средств (ПАК, РИД, ПАРМ, ЭКО, РЕАМ или их зарубежных аналогов).

Для построения корреляционной зависимости сейсмические динамические параметры определяются вблизи глубоких скважин. В тех случаях, когда коэффициенты корреляции недостаточно высоки ($<0,7$) используются алгоритмы подавления низко- и высокочастотных помех, осложняющих или разрушающих связи емкостных параметров с параметрами сейсмическими. По установленной зависимости проводится пересчет сейсмических динамических параметров по сейсмопрофилям с заданным шагом и строится карта эффективной удельной емкости.

Корреляционная связь сейсмических динамических параметров и эффективной удельной емкости может быть как обратной ("классической"), так и прямой. Обратная зависимость этих параметров возникает в тех случаях, когда эффективная часть пласта сложена менее плотными породами, чем вмещающие отложения. Например, если эффективная часть пласта сложена песчаниками, а неэффективная - плотными алевролитами, то, чем выше эффективная толщина, (а, значит, емкость), тем ниже будет интегральная плотность пласта и, следовательно, меньше скорость сейсмических волн.

Прямая зависимость емкости и сейсмических динамических параметров имеет место в случае, когда эффективная часть пласта сложена более плотными породами, чем вмещающие отложения. Так, если коллекторы представлены песчаниками, а не коллекторы - глинистыми отложениями, плотность которых меньше, чем у песчаников, то увеличение эффективной толщины приведет к увеличению скорости.

Если глинистость не меняется по латерали, то для всего изучаемого объекта характерен один и тот же (либо прямой, либо обратный) тип связи сейсмических динамических параметров и

эффективной удельной емкости. В случае, если глинистость изменчива, то тот или иной тип искомой зависимости будет справедлив для отдельных участков исследуемой территории, однородных по условиям образования отложений и, следовательно, характеризующихся относительно постоянной глинистостью. Выявление таких участков обеспечивает типизация разрезов и применение методики СВАН. Таким образом, если глинистость изучаемого объекта изменчива, то корреляционные зависимости необходимо строить отдельно для разных типов разреза [13]. Пересчет сейсмических динамических параметров в q проводится в контурах того или иного типа разреза (определенных по данным СВАН) с использованием соответствующей зависимости.

Рассмотрим пример использования изложенной технологии для построения емкостной модели пласта Ю₁¹ Новопокурского месторождения. Как видно из графика, приведенного на рис. 51, для отложений пласта Ю₁¹, связь между эффективной удельной емкостью коллекторов и псевдоакустическими скоростями ($V_{\text{пак}}$) не наблюдается. КВК этих параметров составляют 0,012. Отсутствие корреляции связано с тем обстоятельством, что глинистость пласта существенно меняется по площади.

Разделив скважины Новопокурского месторождения на группы по типам разреза, отвечающим определенным условиям осадконакопления, удалось получить устойчивые зависимости как для первого и второго, так и для третьего и четвертого типов разреза. Типы разреза подробно описаны выше.

Для I и II типов разреза установлена "классическая" обратная зависимость с КВК, равным 0,67 (рис. 52). Пласт Ю₁¹ в разрезах этого типа накапливался в условиях активной гидродинамики, - в волноприбойной зоне (I тип) или в зоне действия потоков (II тип). Он сложен преимущественно песчаниками и плотными алевrolитами. Глинистые прослои практически отсутствуют. Поэтому увеличение емкости приводит к уменьшению плотности пласта и уменьшению скорости.

Для III и IV типов разреза установлена прямая зависимость с КВК 0,796 (рис. 53). Пласт Ю₁¹ в разрезах этого типа накапливался в застойных условиях и в породах, вмещающих коллекторы, существенную роль играют глинистые прослои. Поэтому увеличение емкости приводит к увеличению скорости.

Полученные корреляционные зависимости могут быть улучшены за счет учета влияния палеорельефа, с изменением которого связано изменение глинистости в каждом типе разреза. При унаследованном тектоническом развитии территории значительная часть информации о палеорельефе содержится и в его современном структурном плане. Следовательно, есть возможность учесть влияние глинистости путем использования многомерных корреляционных связей между емкостью, скоростью и параметрами, по которым может быть восстановлен палеорельеф, т.е. абсолютных отметок, что продемонстрировано на рис. 54, 55. Использование многомерных корреляционных связей позволило существенно повысить КВК, которые составили соответственно до 0,75 и 0,802 для первого, второго и третьего четвертого типов разреза. Установленные зависимости явились основой для определения параметров эффективной удельной емкости в межскважинном пространстве.

Псевдоакустическая скорость определялась по трансформациям временных разрезов (РЕАМ) с шагом 250 м. Пересчет псевдоакустической скорости в емкость проводился с использованием соответствующей зависимости в контурах распространения I-II или III-IV типов разреза, определяемых по соответствующей карте типов разреза. В результате построена карта эффективной удельной емкости (рис. 56).

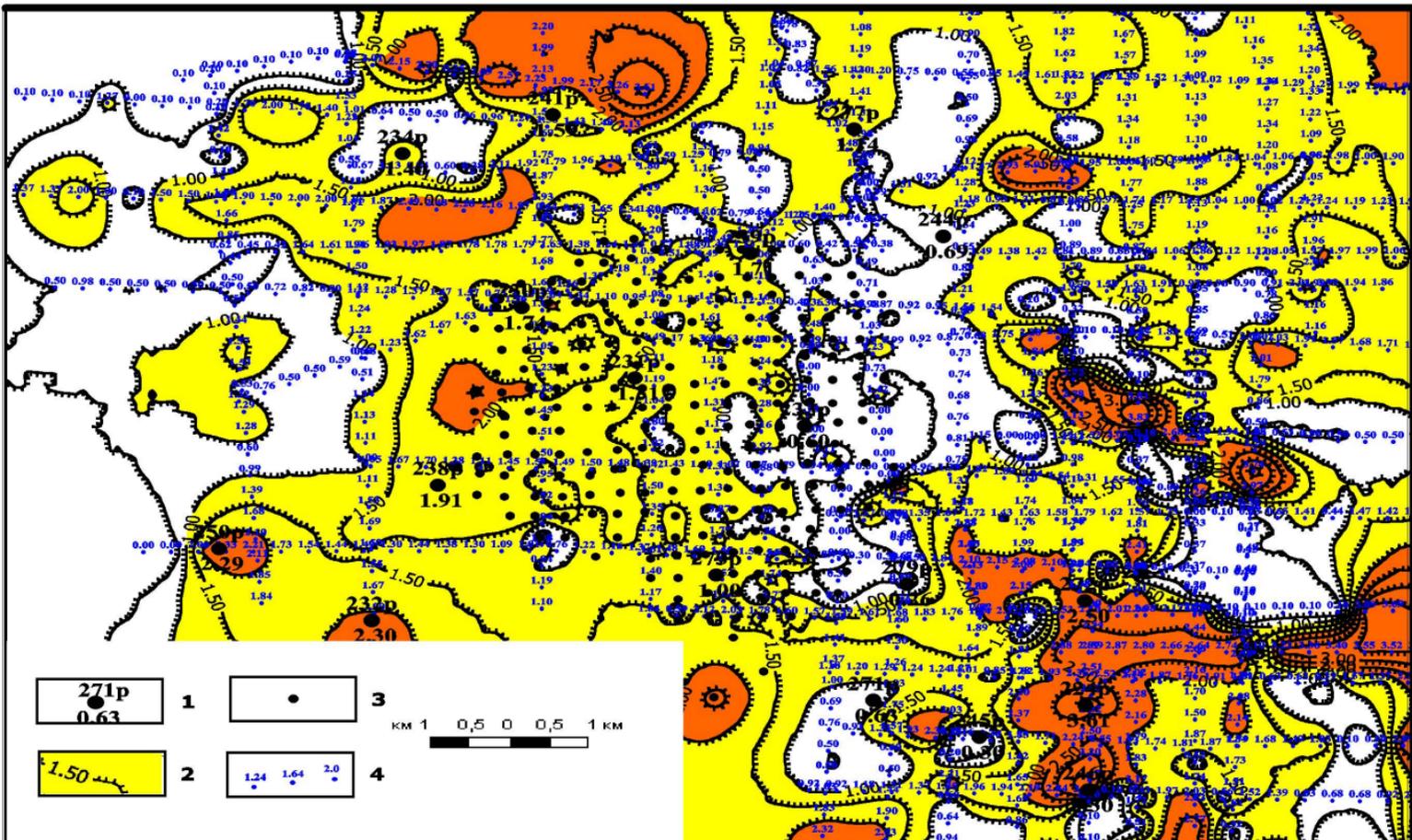


Рис. 56 Карта эффективной удельной емкости пласта Ю₁ по данным сейсмозвездки и ГИС Новокупырского месторождения.

1- разведочные скважины, номер скважины/эффективная удельная емкость; 2- изолинии эффективной удельной емкости; 3- эксплуатационные скважины; 4- линии сейсмопрофилей со значениями эффективной удельной емкости.

2.5.5. МОДЕЛЬ ГИДРОПРОВОДНОСТИ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН.

Как уже отмечалось выше, построение моделей гидропроводности природного резервуара и потенциальной продуктивности скважин является элементом, обеспечивающим связь между собственно геологическим моделированием и оценкой рентабельности добычи нефти. Здесь следует говорить о потенциальной продуктивности, так как эта величина имеет смысл только после взаимодействия скважины с природным резервуаром.

Напомним, что гидропроводность определяется по формуле:

$$T = \frac{1}{\mu} r^2 q_{эф}.$$

Технологии, рассмотренные в предыдущих разделах, обеспечивают получение всей необходимой информации для расчета гидропроводности в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки.

Удельная эффективная емкость $q_{эф}$ определена в межскважинном пространстве при создании емкостной модели природного резервуара по технологиям, описанным в разделе 2.4.4.

Величина r^2 принимается постоянной в пределах области развития каждого из выделенных ранее типов разреза. Напомним, что собственно и типизация проводится таким образом, чтобы каждый тип разреза характеризовался относительно стабильным значением величины r^2 . Соответственно, карта типов разреза может быть трансформирована в карту r^2 .

Вязкость μ определяется как постоянная, характерная для нефти данного пластового резервуара в пластовых условиях. Это совершенно естественно, поскольку нас интересует гидропроводность ПР по нефти.

Таким образом, создание карты гидропроводности есть ни что иное, как перемножение цифровой модели поля (карты) эф-

фективной удельной емкости на цифровую модель поля (карту) значений r^2 и на постоянный коэффициент (величину, обратную вязкости нефти в пластовых условиях).

Несколько сложнее обстоит дело с построением карты потенциальной продуктивности глубоких скважин. Дело в том, что продуктивность зависит не только от ФЕС природного резервуара, но и от конструкции скважин. Поэтому нами предлагается способ прогноза продуктивности скважин, конструкция которых либо близка, либо аналогична конструкции скважин уже имеющимся на площади. Анализируется корреляционная зависимость величины продуктивности (Q_0) от аргумента $\alpha = q_{эф} r^2$, т.е. от гидропроводности (рис. 57).

Опыт показывает, что такие зависимости оказываются приемлемыми для трансформации карты гидропроводности в карту прогнозной продуктивности скважин (рис. 58).

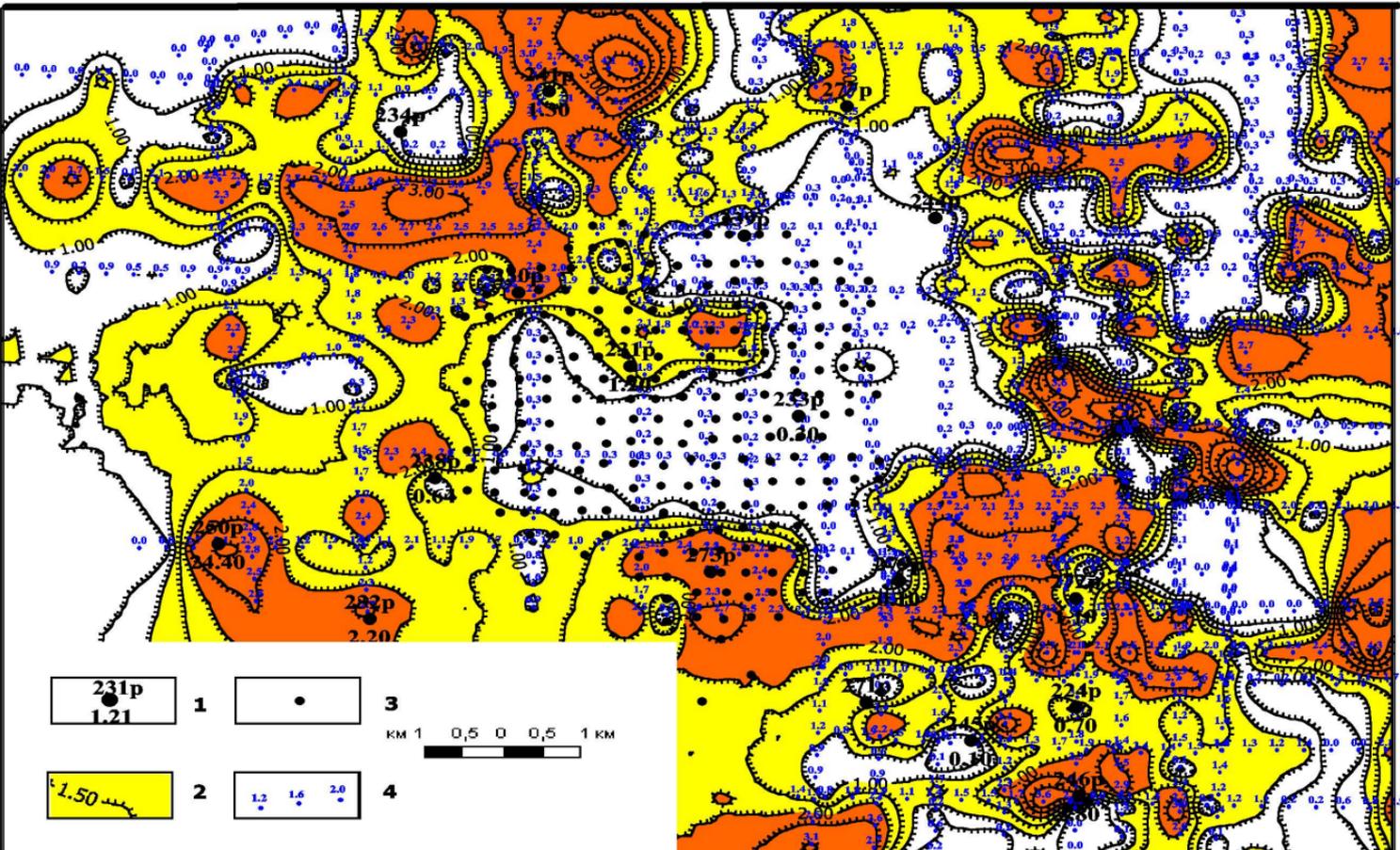


Рис. 58 Карта прогнозной продуктивности пласта Ю¹ Новокупурского месторождения .
 1- разведочные скважины, номер скважины/продуктивность; 2- изолнии прогнозной продуктивности;
 3- эксплуатационные скважины; 4- линии сейсмопрофилей со значениями рассчитанной продуктивности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Арье А.Г., Копилевич Е.А., Славкин В.С. Способ геофизической разведки для определения продуктивности нефтяного пласта. Патент № 2098851 на изобретение. - М.: Государственный реестр изобретений. 10 декабря 1997 г.
2. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. - М.: РГГУ, 1999, 285 с.
3. Басин Я.Н., Новгородов В.А., Петерсилье В.И. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. - М.: Недра, 1987, 160 с.
4. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. - М.: Недра, 1985.
5. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. - М.: Недра, 1968, 389 с.
6. Еременко Н.А. Месторождения нефти и газа и их классификация. Справочник по геологии нефти и газа. - М.: Недра, 1984, с.227-234.
7. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. - М.: Наука, 1996, 176 с.
8. Ильин В.Д., Бородяев Б.Г., Сараева Г.Д. О понятиях "Покрышка", "природный резервуар", "ловушка" и "залежь" в геологии нефти и газа. / В кн.: Стратиграфия и палеонтология триасовых отложений Мангышлака и Устюрта. - М.: ВНИГНИ, 1984, с. 128-139.
9. Интерпретация данных сейсморазведки. Справочник / Под ред. О.А.Потапова. - М.: Недра, 1990, 448 с.
10. Каледа Г.А. Изменчивость отложений на тектонических структурах. - М.: Наука, 1985, 192 с.
11. Карагодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. - М.: Недра, 1980, 248 с.
12. Конторович А.Э. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975, 521 с.
13. Копилевич Е.А. Районирование продуктивных отложений по типам разреза - важное средство контроля достоверности количественного определения удельной емкости коллекторов по данным сейсморазведки. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М., 1995, № 9, с.17-29.
14. Копилевич Е.А. Изменение скоростей распространения продольных волн в связи с емкостными свойствами коллекторов. // Геология нефти и газа. - М., 1995, № 10, с.30-34.
15. Леворсен А.Л. Геология нефти и газа. - М.: Мир, 1970, 638 с.
16. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В. - М.: Недра, 1988, 270 с.
17. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. В.О.Козыра, Г.Г.Яценко. - Калинин, НПО "Союзпром-геофизика", 1990, 261 с.
18. Новые направления поисков залежей углеводородов и палеозойском комплексе Нюрольской впадины / В.С.Славкин и др. // Геофизика. - М., 1998, № 4, с. 62-68.
19. Определение параметра удельной емкости коллекторов в межскважинном пространстве / Е.А.Копилевич и др. // Геология нефти и газа. - М., 1988, № 8, с. 37-40.
20. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выделения ловушек в трехчленном резервуаре. Методические указания. - М.: ВНИГНИ, 1986, 68 с.
21. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. - М.: Недра, 1981.
22. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка ме-

сторождений нефти и газа. - М.: Недра, 1977,-219 с.

23. Сейсморазведка: Справочник геофизика. В 2-х книгах / Под ред. В.П.Номоконова - М.: Недра, 1990,-336 с.

24. Славкин В.С., Копилевич Е.А. Моделирование природных резервуаров нефти и газа на основе структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения. - М.: ВНИИОЭНГ, 1995, 167 с.

25. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных / И.А.Мушин, Л.Ю.Бродов, В.А.Козлов, Ф.И.Хатьянов. - М.: Недра, 1990, 299 с.

26. Фролов В.Т. Литология. - М.: Изд-во МГУ, 1992, 336 с.

27. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. - М.: Недра, 1965, 30 с.

28. Jieliding G., Freeman B., Needham D.Quamtitative Fault Seal Prediction. - AAPG Bulletin, v.81, 1997, pp. 897-917.