

ТРЕХМЕРНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ – НЕОБХОДИМЫЙ И ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ ЭТАП ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С. И. Билибин, заместитель генерального директора, доцент, канд. техн. наук

Т. Ф. Дьяконова, начальник отделения геоинформационных технологий, проф., д-р геол.-минерал. наук

Т. Г. Исакова, главный специалист по петрофизике и интерпретации ГИС отделения геоинформационных технологий

С. Б. Истомин, главный специалист по геологии отделения геоинформационных технологий

Е. А. Юканова, главный специалист по базам данных и информационным технологиям

ОАО ЦГЭ

Основные этапы построения цифровой геологической модели, реализуемые во всех известных отечественных и зарубежных программных комплексах, примерно одинаковы. Это – построение структурно-тектонической модели месторождения на основе анализа и обобщения данных 2D/3D сейсморазведки и ГИС; построение литологической модели месторождения и каждого объекта моделирования; анализ межфлюидных контактов и трехмерная геометризация залежей, определение контуров продуктивности; построение трехмерных распределений основных параметров пластов – коэффициентов пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности; подсчет запасов нефти и газа и расчет средних подсчетных параметров по зонам, категориям, административным полигонам, санитарно-защитным зонам и т. п. Однако приоритет и важность перечисленных выше этапов меняются в зависимости от строения месторождения. На месторождениях, состоящих из отдельных тектонических блоков, таких как Белый Тигр, Еты-Пуровское и т. п., качество модели главным образом определяет правильное, геологически обоснованное построение структурно-тектонического каркаса. На месторождениях, где продуктивные пласты представлены чередованием тонких прослоев, линзовидным строением, фациальными замещениями, особое значение приобретает построение куба «коллектор – неколлектор». В качестве примера можно привести пласты ЮК₂₋₉ Красноленинского месторождения, ачимовские отложения Кетовского месторождения. Там, где эти два фактора присутствуют одновременно, процесс структурного и лито-

логического моделирования происходит итерационно. При этих построениях (геометризация залежей и геологическое объяснение изменения отметок ГНК, ГВК и ВНК в пределах продуктивных пластов и отдельных гидродинамических систем) решаются важнейшие задачи подсчета запасов и проектирования разработки. В качестве примера можно привести продуктивные пласты Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев.

Особую сложность представляют модели с трещинно-каверново-поровым типом коллектора. Поскольку трещиноватость возникает в результате постседиментационных и тектонических процессов, то ее направление может не совпадать с напластованием. Часто развитие трещиноватости контролируется разломной тектоникой и направлением динамических напряжений. Здесь в методику построения кубов «коллектор – неколлектор» и карт эффективных толщин должны быть заложены не только принципы и законы седиментации, но и закономерности постседиментационных процессов, особенно тектоно-физических [1]. Примером таких месторождений могут быть рифовые отложения Мусюршорского месторождения (Республика Коми), девонские отложения газовых месторождений Астраханского свода, продуктивный пласт баженовской свиты (Ю₀) Салымского месторождения.

Остановимся на первых двух важнейших этапах построения геологической модели месторождения.

● Построение структурно-тектонической модели месторождения

Первым важнейшим этапом построения модели является создание структурно-тектонического каркаса и выбор сетки модели. Структурный каркас должен строиться сразу на весь этаж нефтеносности. Практически все месторождения являются многопластовыми, причем число подсчетных объектов может достигать нескольких десятков (Самотлорское месторождение – 26 продуктивных пластов, Суторминское – более 20, Еты-Пуровское – более 40 и т. д.).

Перед построением структурно-тектонического каркаса геолог должен прежде всего проанализировать скважинные данные. Координаты скважин выверяются в

процессе интерпретации сейсмических данных, но обычно при этом используются только вертикальные скважины и скважины с малым удлинением. При геологическом моделировании используются практически все скважины, причем для каждой наклонной скважины должна быть рассчитана возможная поправка в абсолютные отметки пластопересечений [2]. Зачастую, особенно на старых месторождениях, бывает необходимо проанализировать траекторию одной скважины или траекторию скважин в кусте, визуализировав их в аксонометрической проекции программными средствами.

Результаты корреляции разрезов скважин в виде отметок пластопересечений по глубине скважины обычно пересматриваются на этом этапе редко, однако их корректировка является законченной только после построения окончательного структурного каркаса. Значительно чаще приходится вводить поправки в абсолютные отметки пластопересечений в наклонных скважинах. Эти поправки определяются после длительного и скрупулезного анализа межфлюидных контактов по всему этажу нефтеносности. Принципы и методика анализа ВНК на многопластовых месторождениях с определением поправок в инклинометрию скважин подробно изложены в [3]. При этом рассматриваются не только возможности ввода поправок в инклинометрию отдельных скважин, но и корректируются результаты корреляции и интерпретации ГИС при выделении коллекторов и оценке характера их насыщения. Обычно этот этап заканчивается построением поверхностей флюидных контактов, откорректированными отметками пластопересечений и результатами интерпретации ГИС.

Построение детального структурно-тектонического каркаса при современных возможностях программных комплексов эффективно только при использовании результатов структурной интерпретации данных сейсморазведки. Несмотря на эффективность использования результатов сейсмических построений, геологу, работа-

ющему над моделью, необходимо критически относиться к используемым сейсмическим данным. Прежде всего, необходимо провести анализ достоверности структурных построений, которая связана с кратностью 3D данных, плотностью профилей 2D, уверенностью прослеживания отражающего горизонта на временных разрезах, правильностью определения средних скоростей, качеством ввода поправок за ММП (в условиях Западной Сибири) и других факторов. В сложных геологических условиях целесообразно использовать структурные сейсмические поверхности с «белыми пятнами» там, где прослеживание отражающего горизонта ненадежно (рис. 1). Это дает геологу возможность интерпретации и свободу выбора при объяснении больших изменений в отметках ВНК, определении границ залежей путем построения структурных элементов поверхностей в зонах неоднозначности.

Наличие разломной тектоники обычно вызывает необходимость создания модели разломов, выбора и корректировки 3D нерегулярной сетки, встраивания разломов в эту сетку и окончательной корректировки структурных поверхностей. Эта довольно трудоемкая операция требует как наличия соответствующего программного обеспечения, так и предварительной работы геолога по классификации нарушений на типы (взбросы, сбросы, надвиги, сдвиги, взбросо-сдвиги, сбросо-сдвиги и т. д.). Кроме того, геолог на этом этапе решает, какие разломы являются проницаемыми для флюидов, а какие – непроницаемыми. Здесь необходимо привлекать результаты скважинных исследований, трассерные и индикаторные методы, результаты анализа разработки, особенно по характеру взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин (на разрабатываемых месторождениях).

Трудоемкость создания структурно-тектонического каркаса геологической модели в значительной степени зависит от аккуратности и геологической осмысленнос-

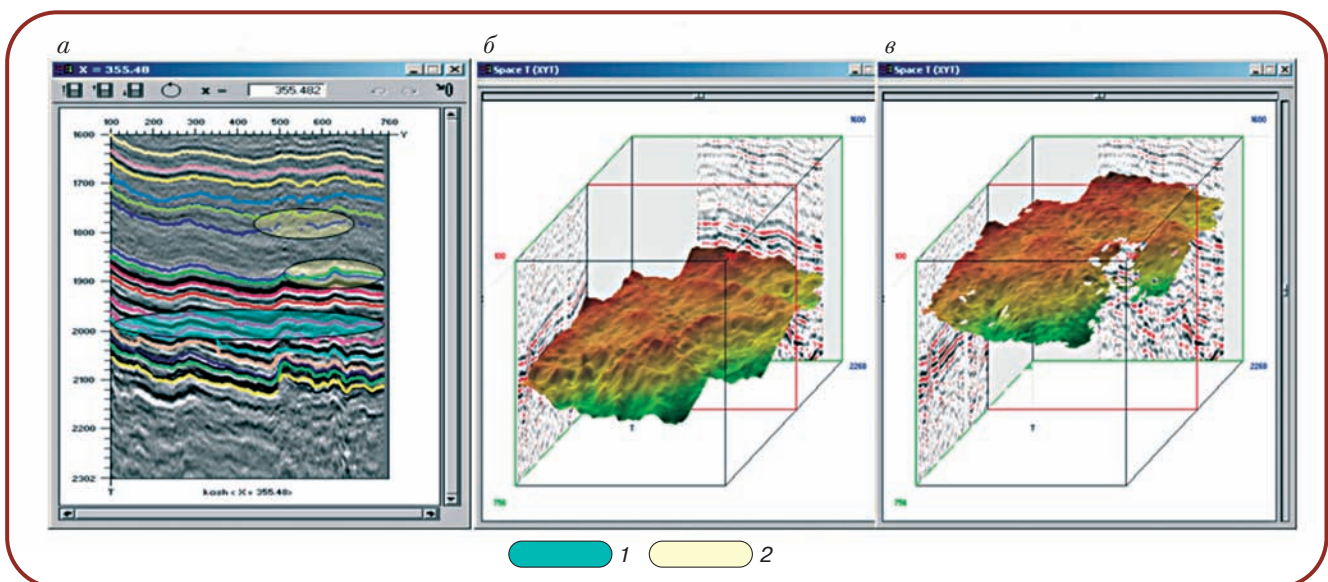


Рис. 1. Пример надежной (б) и ненадежной (в) корреляции отражающих горизонтов:
1 – зона надежной корреляции; 2 – зона ненадежной корреляции

ти проведенных сейсмических построений. Все стандартные правила построения структурных поверхностей вблизи разломов должны быть соблюдены уже на этапе интерпретации данных сейсморазведки с определением значений и направлений смещений соседних блоков. Задача осложняется тем, что ни один программный комплекс не позволяет в единой геологической сетке корректно создать модели надвигов и взбросов. В этом случае пока единственным выходом является моделирование наклонных плоскостей тектонических нарушений отрезками вертикальных поверхностей. Опыт моделирования таких месторождений, как Белый Тигр, Еты-Пуровское и другие, показывает, что ухудшения качества и надежности модели не происходит, если боковое смещение не превышает двойного значения dx или dy сетки в зависимости от направления разлома. Не все тектонические нарушения однозначно и достоверно выделяются даже по данным 3D сейсморазведки – не хватает разрешающей способности. Поэтому анализ межфлюидных контактов помогает определить и ввести в модель дополнительные экранирующие залежь разломы, согласуясь с закономерностями регионального тектонического строения региона. Зачастую именно после анализа ВНК приходится возвращаться к этапу сейсмической интерпретации для выделения и трассирования разломов. При этом практически всегда в геологической модели происходит увеличение числа структурных поверхностей по сравнению с числом откоррелированных по временным разрезам сейсмических горизонтов.

При подсчете запасов в пределах лицензионных участков при построении структурного каркаса месторождения необходимо учитывать особенности строения залежей на соседних лицензионных участках по утвержденным в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых структурным картам. Это регламентное требование обычно выполняется путем увеличения площади построения модели на 2 км в каждую сторону, причем результаты построений у двух соседей должны пол-

ностью совпадать, что достигается на этапе обязательного согласования.

Таким образом, в программном комплексе, используемом для построения геологической модели, для построения структурно-тектонического каркаса геолог должен иметь доступ к широкому кругу данных, а последовательность и особенности создания каркаса уникальны для каждого месторождения.

● Построение литологической модели

Построение литологической модели является не совсем точным термином для обозначения этого этапа моделирования. На самом деле для дальнейшего подсчета запасов и гидродинамического моделирования необходимо построение куба «коллектор – неколлектор», который для краткости называют кубом литологии. В ЦГЭ давно и обоснованно используется технология моделирования кубов литологии на основе принципиальных моделей. Геологические основы и общий алгоритм таких построений описаны в [4, 5]. В целом работа по построению куба литологии разбивается на три этапа: построение принципиальной (иногда ее называют концептуальной) модели изучаемого пласта; расчет индексного куба «коллектор – неколлектор»; расчет куба коэффициента песчаности, показывающего долю коллектора в каждой ячейке геологической сетки.

Основной интеллектуальный этап – построение принципиальной модели осадконакопления. Принципиальная модель обычно представляется в виде: карты эффективных толщин, параметров неоднородности пласта, геолого-статистических разрезов, коэффициентов расчлененности (в виде среднего значения или карты). Необходимость использования принципиальной модели вызывается тем, что любые формализованные алгоритмы построения трехмерных сеток «коллектор – неколлектор» в большинстве случаев дают не удовлетворяющий геолога результат. На рис. 2, *а* показана карта эффективных толщин по продуктивному пласту одного из западносибирских месторождений, полученная из куба литологии. Куб построен путем использования формализованных алгоритмов, заложенных в программном комплексе. Вместе с тем, анализ геолого-геофизических и промысловых данных приводит к другому результату (рис. 2, *б*). Обе карты в одинаковой мере удовлетворяют скважинной информации. Однако изучение условий осадконакопления, результаты палеогео-

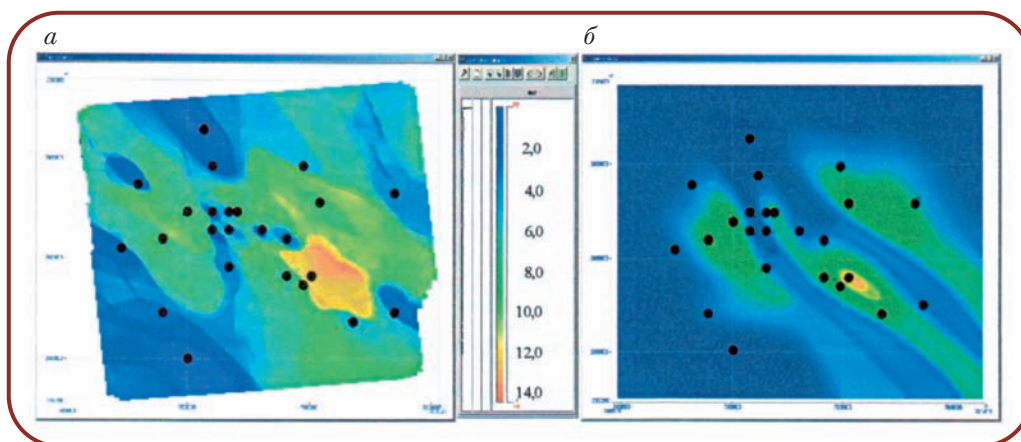


Рис. 2. Карты эффективных толщин из куба «коллектор – неколлектор» по одному из продуктивных объектов:

а – полученная с помощью формализованных алгоритмов программного комплекса; *б* – принципиальная модель в виде карты эффективных толщин

графического и фациального анализа позволяют выявить более корректное строение и распространение коллекторов в продуктивном пласте. Исходные материалы, которые анализирует геолог при составлении принципиальной модели, делятся на несколько групп.

1-я группа – общие условия седиментации в изучаемом регионе в определенный геологический период, направление сноса, наличие зон разгрузки, уровень моря и т. д.

2-я группа – результаты интерпретации данных сейсморазведки 3D/2D в виде палеотектонических карт, карты сейсмофаций, карты сейсмических атрибутов, в меньшей мере – результаты сейсмической инверсии. В настоящее время в большинстве случаев главной и итоговой задачей на этапе сейсмогеологической интерпретации все еще является согласование сейсмической корреляции и корреляции разрезов скважин по данным ГИС. Но весь опыт построения геологических моделей сложных многопластовых месторождений свидетельствует о том, что полное представление о корреляции пластов и их строении создается только после построения трехмерной модели залежи.

В большинстве случаев сейсмические данные позволяют в значительной степени уточнить геологическое строение продуктивного пласта в межскважинном пространстве. Сегодня все активнее используются технологии построения геологических моделей на основе стохастической сейсмической инверсии, позволяющей в ряде случаев оценивать изменения емкостных свойств пород в объеме пласта. Не вызывает сомнения необходимость использования всей доступной геолого-геофизической информации при прогнозе строения продуктивных пластов, однако достоверность этих результатов в каждом конкретном случае до сих пор исследована в недостаточной степени [6]. Как правило, оценка подтверждаемости прогнозных сейсмических и фактических геологических параметров оказывается завышенной, поскольку отрицательные результаты компаниями не афишируются. Следует осторожно относиться к прогнозу, который опирается только на сейсмические данные. Не вызывает сомнений тот факт, что выборка из двух-трех скважин, используемая для атрибутного анализа или сейсмической инверсии на разведываемых площадях, статистически не представительна. В ряде случаев плохие результаты прогноза могут быть получены и при большей выборке. В этом случае полагаться только на математический аппарат, представляющий сейсмическую волновую картину в прогнозных геологических характеристики пласта, по меньшей мере, опрометчиво, несмотря на то, что это значительно упрощает процесс создания геологических моделей.

В двух случаях можно с уверенностью говорить о заранее недостоверном прогнозе геологического строения пласта по данным только сейсмических исследований. Это недостаточная разрешенность сейсмического материала и слабая статистическая представительность выборки скважинной информации для привязки сейсмических параметров к геологическим. В этих случаях, возможно, вообще стоит отказаться от прогнозирования

строения пласта на основе динамического анализа волнового поля. Гораздо более эффективным здесь может быть сейсмостратиграфический анализ, который в совокупности со знаниями о региональных условиях осадконакопления и анализом скважинной информации позволяет на качественном уровне устанавливать закономерности в строении продуктивных пластов. В то же время, при хорошем качестве результатов интегрированной интерпретации и достаточной представительности скважинной информации альтернативы сейсмическим построениям с целью межскважинной интерполяции геолого-геофизических данных тем не менее нет.

3-я группа – детальный анализ при исследовании скважинных данных кернового материала, закономерностей распределения литологических разностей в разрезе пласта. По материалам описания керна и региональным исследованиям восстанавливаются палеогеографические условия формирования осадков. Кроме собственно результатов определения фильтрационно-емкостных свойств по керну, анализируется его минеральный состав. Довольно часто решить спорный вопрос об условиях осадкообразования (континентальные или прибрежно-морские) удастся, основываясь именно на минеральном составе горных пород.

4-я группа – детальный анализ результатов ГИС. Сюда относятся выделение и районирование электрофаций, анализ выдержанности тех или иных осадочных тел, коллекторских свойств и закономерностей изменения $H_{эф}$ по площади месторождения, изменения межфлюидных контактов, особенно при клиноформном залегании. На основе анализа каротажных диаграмм, методика которого разработана еще в 70-х годах прошлого века [7, 8], проводится фациальный анализ, позволяющий разделять территорию месторождения на области с различными условиями осадконакопления. Проведение палеотектонического и палеоструктурного анализа позволяет прогнозировать локальные источники сноса осадочного материала и пути его транспортирования. Учет дифференцированного уплотнения терригенного материала в совокупности с анализом общих толщин вмещающих интервалов позволяет предсказать степень песчаности отложений [4, 8].

5-я группа. Данные опробования, испытания, эксплуатации скважин, а также индикаторные исследования дают необходимую информацию об эффективном объеме, связности или прерывистости песчаных тел.

Полезную информацию с точки зрения гидродинамических экранов могут дать изменения в свойствах и составе нефтей, газов и пластовых вод на неразрабатываемых месторождениях при условии достаточного количества глубинных проб.

Таким образом, в последние десять лет в развитии технологий геологического моделирования достигнут значительный прогресс в части построения и использования геологических моделей. На основе комплексного использования исходных данных и новых технологий удастся построить модели, вполне адекватно отражающие реальное строение геологических объектов.

Детальное геологическое моделирование дает возможность уже сейчас полностью перейти на подсчет геологических запасов на основе трехмерных моделей. Практически все подготовлено для создания регламентного документа для того, чтобы на рассмотрение в ГКЗ Роснедра выносились материалы, полученные не на основе послойного, а на основе трехмерного геологического моделирования, при котором строение объектов и

распределение запасов более объективно и достоверно.

Развитие информационных технологий в геолого-технологическом моделировании позволяет производить фильтрационные расчеты на геологической сетке, на которой сохраняются все особенности геологического строения, детальное изучение и отображение которого являются главной задачей развития технологий цифрового моделирования.



Список литературы

1. *Тимурзиев А. И.* Технология прогнозирования фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов на основе реконструкций напряженно-деформированного состояния земной коры по результатам интерпретации сейсморазведки 3D // Сборник докладов конференции к 75-летию ВНИГРИ «ТЭК России – основа процветания страны». – СПб.: ВНИГРИ, 2004. – С.128–139.
2. *Формирование массивов скважин для выполнения пересчета запасов нефти и газа длительно разрабатываемых месторождений* / С. Б. Денисов, Т. Ф. Дьяконова, С. И. Билибин и др. // Каротажник: сб. – Вып. № 86. – Тверь, 2001.
3. *Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей* / Т. Ф. Дьяконова, С. И. Билибин, Е. А. Юканова и др. // Каротажник: сб. – Вып. № 116–117. – Тверь, 2004.
4. *Изотова Т. С., Денисов С. Б., Вендельштейн Б. Ю.* Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1993.
5. *Билибин С. И., Перепечкин М. В.* Технологии использования принципиальных моделей при проведении этапа литологического моделирования залежи углеводородов в программном комплексе DV-Geo // Геоинформатика. – 2007. – № 2.
6. *Левянт В. Б., Шустер В. Л., Антонова И. Ю.* Статистика подтверждаемости прогнозов структурных поверхностей и подсчетных параметров при использовании сейсморазведки 3D: <http://www.cge.ru>
7. *Муромцев В. С.* Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984.
8. *Буш Д. А.* Стратиграфические ловушки в песчаниках. – М.: Мир, 1977.