

ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ

Широкое развитие в мировой практике технологий с применением горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин при разработке нефтяных месторождений, содержащих трудноизвлекаемые запасы, а также появление современной техники и компьютерных технологий с сервисными вычислительными программами, реализующих трехмерные геологические модели и гидродинамические модели вытеснения, обусловили необходимость развития моделирования процесса разработки и для нефтяных месторождений Татарстана. Появилась возможность на современном уровне решать задачи определения оптимального количества и расположения вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а также целесообразности применения тех или иных методов повышения нефтеотдачи.

Практическая реализация этих направлений была осуществлена в ТатНИПИнефть на примере Биклянского и Сиреневского нефтяных месторождений, которая наглядно показала, что компьютерное моделирование разработки нефтяных месторождений представляет собой достаточно сложный процесс, требующий для своей реализации высокой квалификации специалистов, развитого комплекса программного обеспечения и арсенала скоростных средств вычислительной техники. Организация и отладка технологии моделирования потребовала больших подготовительных работ по сбору и созданию исчерпывающей базы данных, а также немалых усилий по внедрению результатов моделирования в еще более сложный процесс анализа и проектирования системы разработки нефтяных месторождений.

Биклянское нефтяное месторождение является многопластовым и сложным по геологическому строению. Основная промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях тульского и бобриковского горизонтов нижнего карбона.

Месторождение введено в разработку в 1989 г. По состоянию на 01.01.2001 на тульском и бобриковском объектах пробурено 22 эксплуатационные скважины, в т.ч. 4 – на бобриковский и 18 – на тульский горизонты. Всего на месторождении из продуктивных терригенных отложений нижнего карбона отобрано 176,1 тыс. т нефти (из отложений C_{1tl} – 70,2 тыс. т, C_{1bb} – 105,9 тыс. т). Эксплуатация месторождения велась в естественном режиме, в связи с чем наметилось заметное падение пластового давления. С 1998 г. на залежи тульского горизонта была организована система ППД.

Сиреневское нефтяное месторождение является также многопластовым и сложнопостроенным. Промышленная нефтеносность связана с отложениями пашийского и

кыновского горизонтов верхнего девона, карбонатами турнейского яруса, терригенными отложениями бобриковского и тульского горизонтов нижнего карбона, а также карбонатами башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона. Основная доля запасов нефти – 46 % приурочена к карбонатным отложениям C_{1t} .

На площади месторождения установлены четыре поднятия (Западно-Сиреневское, Восточно-Сиреневское, Лющинское, Плетневское) – структуры III порядка, которые контролируют все выявленные здесь залежи. На примере опытного Западно-Сиреневского участка было проведено математическое моделирование разработки залежи турнейского яруса. Залежь введена в разработку в 1977 г. За 2 года пробурены 16 скважин, из них 3 горизонтальные. Юго-западная часть участка не охвачена бурением. До 1986 г. залежь разрабатывалась на естественном упруговодонапорном режиме. При этом имело место резкое падение пластового давления и, соответственно, падение уровня добычи нефти на участке. В 1986 г. горизонтальная скважина № 1990 была переведена под закачку воды из-за высокой начальной и текущей обводненности продукции. После освоения скважины под закачку воды наблюдался процесс восстановления пластового давления и дебита участка и через некоторое время – их закономерное снижение.

Для создания геологической модели объектов Биклянского и Сиреневского месторождений использовалась следующая информация: данные геологического строения месторождения, стратиграфия отложений; данные геофизических исследований скважин (оцифрованный каротаж и инклинометрия); данные площадной сейсморазведки и перфорации эксплуатационных скважин.

Исходной информационной основой для создания файлов данных для оболочки OpenWorks являлась созданная в АРМ Лазурит база ГГД, которая содержала информацию о границах, толщинах (нефтенасыщенных и водонасыщенных) пластов и их литолого-коллекторскую характеристику. В результате создана единая для всех приложений база данных, совместно ими используемая в режиме разделения, которая позволяет выполнять загрузку базы данных и решать задачи по их управлению.

Основной анализ и интерпретация геолого-геофизических данных производился с использованием пакета StratWorks в следующих приложениях: построение и интерпретация схем корреляции и геологических разрезов; построение различных типов карт (структурных, толщин и эксплуатационных параметров).

Создание геологической модели месторождений было начато с изучения геологического строения объекта, т.е.

проведения детальной корреляции разреза скважин.

Основой геометрического каркаса модели является цифровая поверхность – сетка (грид), отражающая особенности геологического строения объекта исследования, которая представляет набор равномерно распределенных контрольных точек, и оцениваются как атрибут поверхности. С использованием пакетов StratWorks и Z-MAP Plus были построены гриды всех стратиграфических поверхностей, которые составили первоначальный геометрический каркас моделируемых объектов рассматриваемых месторождений.

Кроме того, при построении геологических моделей Биклянского месторождения, находящегося в начальной стадии разработки, для корректировки стратиграфических границ и повышения точности структурных построений привлекались данные сейсморазведки. Зоны отсутствия эксплуатационного бурения были представлены фиктивными скважинами с отметками, пересчитанными в соответствии с сейсмическими данными 1988-1989 гг. Использование данных сейсморазведки при построении геологической модели залежи дало возможность решить вопросы по доразведке месторождения.

Трехмерная геологическая модель строилась для каждой залежи отдельно в системе Stratamo-del (трехмерное стратиграфическое сеточное моделирование). Это позволило создать достаточно детальную модель залежи, т.е. наиболее полно представить геологическое строение объекта, проанализировать внутреннюю неоднородность залежи и разработать комплексные меры для совершенствования системы разработки, регулирования и контроля процесса разработки, а также решения вопросов доразведки месторождения. При создании трехмерной геологической модели залежи был выполнен ряд операций, включающих импорт сеток из пакетов картопостроения, загрузка данных о свойствах пластов в виде ASCII файлов. Наиболее значимые из них: построение структурной стратиграфической модели; объединение скважинных данных проекта и построение скважинной модели; выбор свойств, подлежащих моделированию и построение модели атрибутов; суммирование или осреднение атрибутов для подсчета запасов нефти.

Структурная стратиграфическая модель – трехмерная ячеистая структура – создавалась с использованием импортированных сеток для определения структурного и стратиграфического строения отложений. Она применялась для установления связей между поверхностями, корреляции данных и выделения стратиграфически сходных интервалов скважин.

Для карбонатных и терригенных отложений нижнего карбона Биклянского и Западно-Сиреневского участков характерна выдержанность разреза по толщине. В связи с этим при построении стратиграфических моделей был выбран пропорциональный тип залегания слоев в пластах с толщиной прослоев, т.е. с разрешением модели по вертикали, равным 0,4 м. При этом значении была достигнута исчерпывающая детальность для существующего уровня исследований. Прослой между пластами-коллекторами задавались как один пропласток.

Основной целью построения скважинной модели является соединение в одно целое имеющихся данных по скважинам. При этом система, основываясь на пропла-

стах структурной стратиграфической модели, перераспределяет скважинную информацию в значения в ячейках (рис.). Как показал опыт геологического моделирования рассматриваемого месторождения, при составлении базы ГГД необходимо учитывать недопустимость использования нуля одновременно в качестве значащей величины и кода отсутствующей информации, так как очевидно, что величина, равная нулю, принимает равноправное участие в интерполяции значений. Следующее условие – это наличие полного стратиграфического описания разреза с внесением всех пластов-аналогов в базу ГГД.

Результаты моделирования были использованы для подсчета запасов залежей тульского и бобриковского горизонтов Биклянского участка. В качестве критерия для подсчета запасов использовался коэффициент нефтенасыщенности. Запасы нефти были подсчитаны по всем залежам с учетом разных значений K_n : при $K_n > 0,3$; $K_n > 0,35$; $K_n > 0,4$; $K_n > 0,5$. Наиболее приемлемые запасы нефти для терригенных коллекторов нижнего карбона получились при кондиционном значении $K_n = 0,4$. Разница между подсчитанными запасами моделей и утвержденными запасами ЦКЗ составила: по тульскому горизонту – 5%; по бобриковскому горизонту – 3%.

Основываясь на результатах геологического моделирования по распределению параметров по продуктивным пластам, впервые для условий Биклянского месторождения были предложены участки для проектирования горизонтальных скважин на тульский и бобриковский горизонты. При выборе расположения и направления стволов проектных горизонтальных скважин использовались карты пористости и проницаемости.

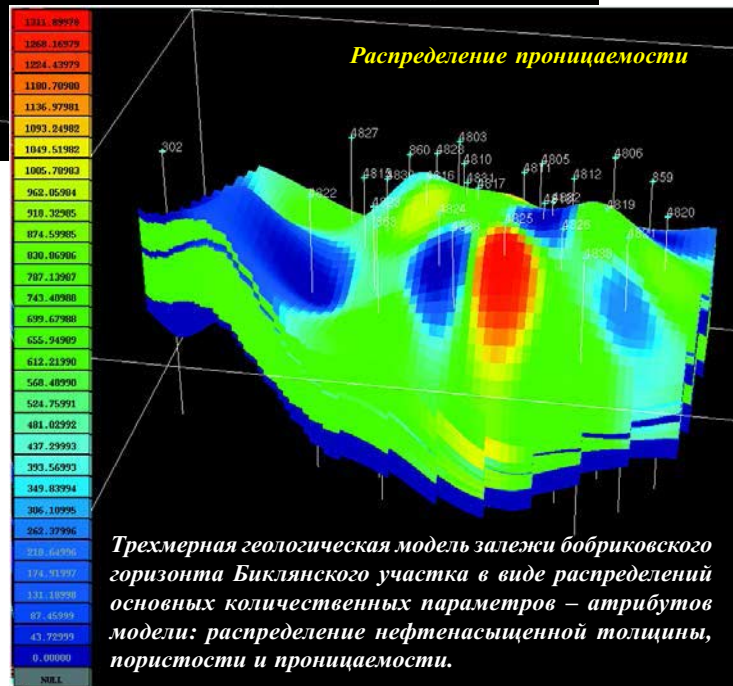
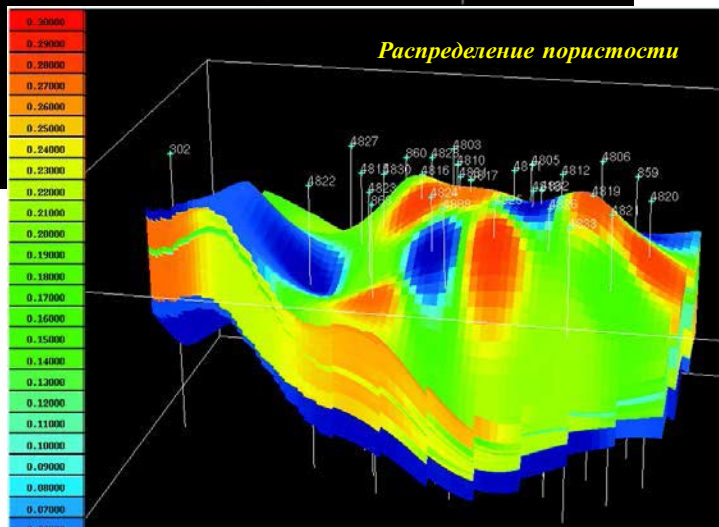
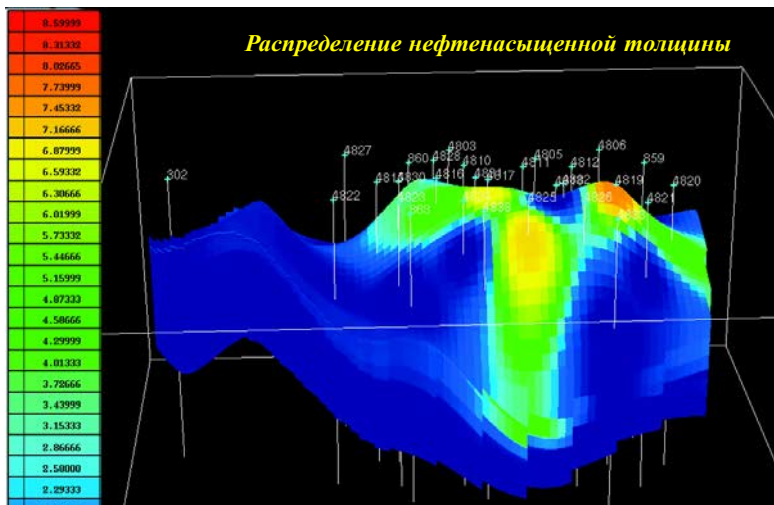
Информация, полученная при построении геологических трехмерных моделей, была передана в систему гидродинамического моделирования VIP. Далее, с помощью программы GeoLink было произведено осреднение всех моделей и преобразование геологических моделей в инженерные, а также импортирование структурных поверхностей выбранных объектов. Осреднение каждой модели проводилось по вертикали с учетом всех параметров (пористости, нефтенасыщенности, проницаемости).

Основываясь на результатах моделирования по распределению параметров, были построены фильтрационные модели залежей тульского и бобриковского горизонтов с расчетными сетками: 100x50 узлов по горизонтали, 5 и 10 слоями по вертикали, соответственно.

В качестве примера нами рассмотрен один объект разработки – залежь бобриковского горизонта.

С использованием программного комплекса VIP фирмы LANDMARK было проведено гидродинамическое моделирование с воспроизведением 10-летней истории разработки горизонта. Полученная в результате воспроизведения истории по скважинам гидродинамическая модель (вариант № 1) была принята как основа для проведения технологических расчетов на прогнозируемый период до 2025 г. С использованием программного комплекса визуализации 3D-View детально проанализирована динамика распределения нефтенасыщенности по состоянию на 01.01.2001.

Результаты показали, что часть запасов нефти остается невыработанной в районе скважин 4828, 4817, 4818, 4811, 4816. В связи с этим было решено рассмотреть воз-



Трехмерная геологическая модель залежи бобриковского горизонта Биклянского участка в виде распределений основных количественных параметров – атрибутов модели: распределение нефтенасыщенной толщины, пористости и проницаемости.

возможность применения горизонтальных скважин (вариант № 2) в системе с добывающими и нагнетательными вертикальными скважинами. Для того, чтобы с большей достоверностью прогнозировать, по каким продуктивным слоям будет проходить горизонтальный ствол и какой профиль будет наиболее оптимальным с точки зрения технологии разработки, были построены разрезы пласта по распределению нефтенасыщенности через вертикальные и предполагаемые ГС.

По результатам проведенных гидродинамических исследований разработки отложений бобриковского горизонта по двум вариантам можно утверждать, что по варианту с использованием ГС в системе с вертикальными добывающими и нагнетательными скважинами достига-

ется приблизительно трехкратное увеличение добычи нефти. За счет применения ГС на данном месторождении можно дополнительно отобрать 369,4 тыс. м³ нефти.

На Сиреневском месторождении для изучения возможности увеличения эффективности разработки Западно-Сиреневского участка проведены многовариантные расчеты по гидродинамическому моделированию процесса разработки с дополнительным бурением ГС и БГС. При сложившейся системе разработки конечный коэффициент нефтеизвлечения не превышает 20%. При этом к концу разработки заводнением будет охвачена незначительная часть месторождения. Внедрение законтурной воды наблюдается в слабопроницаемой западной и восточной пониженной частях структуры, охваченных сеткой скважин, и в среднепроницаемой зоне с юга и севера. Неохваченными заводнением остаются низкопроницаемые зоны на северо- и юго-востоке.

Анализ результатов гидродинамического моделирования различных схем размещения ГС, БГС и ВС показал, что наиболее высокий коэффициент нефтеизвлечения достигается по варианту, предусматривающему разработку зоны, не охваченной заводнением, по более плотной сетке скважин. При бурении БГС и ГС происходит резкое снижение пластового давления на залежи. Из опыта разработки подобных залежей известно, что снижение пластового давления ниже начального приводит к снижению продуктивности скважин, часто к необратимым деформациям и преждевременному прорыву закачиваемой воды в добывающие скважины.

Как показали результаты моделирования, бурение боковых стволов приводит к незначительному увеличению охвата залежи заводнением. Значительная же часть участка остается неохваченной заводнением. Все это свидетельствует о необходимости сопровождения бурения ГС развитием системы ППД на участке.

Очень важным моментом при обосновании эффективности систем заводнения является выбор критерия эффективности.

Таковыми критериями явились коэффициент нефтеотдачи, ВНФ, дебит системы и экономические показатели, способность системы заводнения поддерживать пластовое давление на начальном уровне.

Таким образом, в результате создания трехмерных геологических моделей Биклянского месторождения, находящегося в начальной стадии разработки, были решены следующие задачи.

1. Построены схемы детальной корреляции по всем скважинам месторождения; структурные карты по всем поверхностям продуктивных пластов и реперов с учетом данных сейсмических исследований; карты общих нефтенасыщенных толщин; карты распределения параметров пластов; геологические разрезы по линиям скважин.

2. Впервые для условий месторождения, находящегося в начальной стадии разработки предложены участки для проектирования горизонтальных скважин на тульский и бобриковский горизонты.

3. На базе созданной трехмерной геологической модели подсчитаны запасы нефти в продуктивных отложениях тульского и бобриковского горизонтов Биклянского участка. Разница между подсчитанными в работе и утвержденными ЦКЗ запасами составила 3 – 5%.

4. Гидродинамические расчеты сделали возможным решение практически важной задачи об оптимальном числе и размещении скважин, обеспечивающих максимальные отборы нефти на возможно более длительный период эксплуатации с минимальными затратами.

5. Проектирование горизонтальных скважин должно производиться с учетом индивидуальной геологической среды, в которой будет расположена ГС. В связи с этим, как показал анализ результатов проведенных численных экспериментов, не может и не должно быть одинаковых по конфигурации горизонтальных стволов, т.к. они должны соответствовать каждый конкретному случаю.

Проведенные гидродинамические исследования процесса заводнения в залежи турнейского яруса Западно-Сиреневского участка при различных системах разработки позволили сделать следующие выводы.

- В условиях небольших месторождений Татарстана наблюдается ухудшение гидродинамической связи залежи с законтурной областью. В связи с этим бурение ГС и БГС должно сопровождаться освоением эффективной системы заводнения.
- Наиболее технологически и экономически эффективными являются интенсивные системы заводнения, хотя они не обеспечивают максимальный коэффициент нефтеизвлечения и минимальный отбор воды.
- Основным критерием эффективности при выборе систем заводнения является возможность обеспечения системой достижения и поддержания пластового давления на начальном уровне.
- По всем вариантам разработки, предусматривающим единовременное освоение скважин под нагнетание воды, наблюдается снижение пластового давления, что свидетельствует о необходимости усиления системы заводнения в процессе разработки.



Ленара Наилевна Салахова
заведующая сектором геологического моделирования, отдел разработки нефтяных месторождений института "ТатНИПИ-нефть". Сфера научной деятельности – геологическое моделирование сложнопостроенных залежей нефти среднего и нижнего карбона.

Сохранить

ценную геологическую

и геофизическую информацию

Б.И. Силкин

Геофизический центр РАН, г. Москва

В последнее время американские круги, связанные с наукой о твердом теле Земли, проявляют все большее опасение за судьбу информации, содержащейся в геологических образцах, получаемых при исследовании недр нашей планеты. Известно, насколько важны для геологов, геофизиков, сейсмологов, палеонтологов и других специалистов керны грунта, поднимаемые при бурении, как в фундаментальных, так и сугубо практических целях. Тем не менее, ныне выясняется, что условия для их длительного хранения во многих случаях отсутствуют, а нередко они и вообще уничтожаются.

Особенно уязвимы хранилища первичных данных, получаемых нефте- и газодобывающими компаниями, даже наиболее крупными, которые не заинтересованы в этом и не желают тратить средства на хранение "отработанных" проб различных пород, взятых грунтовыми трубками. Восстановление утраченных образцов обычно или требует огромных расходов, или вообще невозможно.

Проблема заключается, главным образом, в недостатке места для хранения даже уже имеющихся геологических коллекций, не говоря уже о том, что они постоянно пополняются новыми продуктами бурения. Этот факт с тревогой отмечается в опубликованном в июле 2002 г. докладе специального комитета, созданного Национальным исследовательским советом США под руководством палеонтолога Криса Мейплса из Университета штата Индиана в Блумингтоне.

