

# НЕКОТОРЫЕ ПРИМЕРЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

## Введение

Волго-Камское региональное отделение РАЕН выполняет работы по созданию различных компьютерных моделей нефтяных залежей для научных целей и при составлении технологических схем разработки на уровне постоянно действующих моделей. В данной статье представлены примеры по использованию программных комплексов *SABRE* и *ECLIPSE* (первоначально фирмы-производители соответственно S.A. Holditch&Associates, Inc и Intera, впоследствии – корпорация Schlumberge).

## Моделирование на программном комплексе *SABRE*

Комплекс *SABRE* базируется на персональном компьютере, объем моделируемых задач ограничен физически существующей RAM. Комплекс, лицензированный ВКРО РАЕН, инсталлировался на машине P166 с 64 мегабайт оперативной памяти. На момент установки (1996 г.) данный PC обладал наиболее быстродействующим процессором в мире. Пакет *SABRE* характеризуется достаточно широкими возможностями моделирования трехмерной трехфазной фильтрации, но ограничивается режимом black oil (в отличие от композиционного режима) и чисто поровым коллектором.

Первым практическим применением комплекса явилось моделирование элементарных моделей Верхнеконского газоконденсатонефтяного месторождения, расположенного на севере Иркутской области. Осложняющей особенностью месторождения является близость пластового давления (15,1 МПа) и давления насыщения (12,7 МПа). В связи с этим в газонефтяной зоне при выработке нефтяных запасов пластовое давление нельзя ни снижать из-за появления эффекта разгазирования, ни повышать для предотвращения вытеснения нефти в газовую шапку. Для выбора наиболее приемлемого решения было проведено моделирование процессов трехфазной фильтрации на примере элементарных моделей. Для этих целей был смоделирован элемент на основании информации по скв. 51 и 54 (рис. 1, табл. 1). Усреднение параметров проводилось взвешиванием по толщине. Для моделирования пяти- и семиточечных элементов были выбраны соответственно прямоугольная и радиальная сетки (рис. 2). Удельные веса скважин подобраны в соответствии с моделями: по ? для скважин пятиточечного элемента, 1/6 для нагнетательной и 1/3 для добывающей скважин семиточечного элемента.

Горизонтальные размеры ячеек подбирались так, чтобы вблизи скважин, т.е. в области наибольших градиентов давления и насыщенностей, их размеры уменьша-

лись для повышения точности расчетов. Моделируемые фазы: нефть, вода, свободный и растворенный газ. Полностью описаны все PVT-свойства флюидов и характеристики пласта.

Моделировалась закачка и отбор жидкости только из нефтенасыщенной части пласта. Давление на забое нагнетательной скважины принималось 20,5 МПа, на забое добывающей – давление насыщения – 12,7 МПа. Счет прекращался по достижении предельной обводненности в 98% или минимальном дебите скважины в 1,2 т/сут.

При визуальном контроле моделирования отчетливо наблюдалось, что при пятиточечной схеме расположения скважин за счет повышения пластового давления происходит вытеснение нефти и закачиваемой воды в газонасыщенную толщину пласта.

Динамика изменения коэффициента нефтеизвлечения и водонефтяного фактора представлена на рис. 3 и 4. Анализ их показывает, что более интенсивное вытеснение при пятиточечной схеме заводнения приводит к более высокому конечному коэффициенту нефтеотдачи, но достигается это за счет двукратного сокращения срока безводной продукции и гораздо более высокого водонефтяного отношения. На графике динамики КНИ характерен излом кривой в точке прорыва воды, после которого темпы отбора нефти падают вдвое. Следует отметить, что прогон модели в пятиточечном случае остановился из-за предельной обводненности, тогда как в семиточечном случае параметры обводненности и дебита одновременно подошли к предельным значениям.

На рис. 5 для более общей картины приведена динамика поведения пластового давления не только для ос-

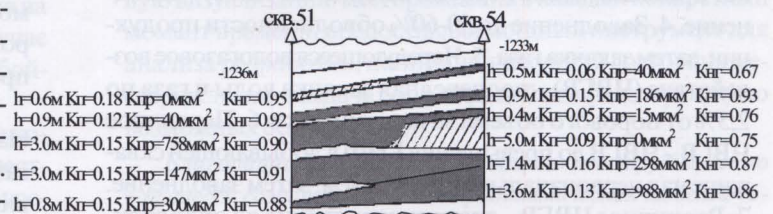


Рис. 1. Геологический профиль по линии скв. 51 и 54.

новных пяти- и семиточечной моделей, но и для девяти-точечной. Здесь также характерен излом кривой пятиточечной модели в точке прорыва воды. Излом кривой девятиточечной модели на 18 году связан с обводнением и отключением двух скважин из трех, т.е. фактическим превращением в пятиточечную.

В результате в качестве базового был принят вариант семиточечного размещения скважин, для которого смоделировано большое количество вариантов разработки:

Вар. 1. Базовый, с расстоянием между скважинами 600 м, забойное давление нагне-

№№ слоя	Общая толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, мД
1	0,55	11,30	39,5
2	2,00	0,01	0,01
3	0,90	9,00	99
4	1,20	0,01	0,01
5	4,20	12,00	390
6	1,00	0,01	0,01
7	2,20	15,50	216
8	0,80	0,01	0,01
9	2,20	14,00	592

Табл. 1. Статистический геологический разрез.

тательной скважины 20,5 МПа, забойное давление добывающей скважины - 12,7 МПа.

Вар. 2. Отличается от базового уменьшенным расстоянием между скважинами - 400 м.

Вар. 3. Естественный режим - извлечение нефти идет под действием упругих сил. Отличается от базового заменой нагнетательной скважины на добывающую. На забое добывающих скважин давление 12,7 МПа.

Вар. 4. Естественный режим при отсутствии газовой шапки. Отличается от 3-го варианта нулевой пористостью и проницаемостью в верхних 4-х слоях, представляющих собой газовую шапку.

Вар. 5. Идентичен 4-му, за исключением давления на забое добывающей скважины - 2 МПа.

Вар. 6. Закачка газа. Отличается от базового закачкой газа вместо воды при том же забойном давлении нагнетательной скважины.

Далее проводился экономико-технологический анализ результатов моделирования, позволивший предпочесть именно базовый вариант. Кроме того, была построена модель всей газонефтяной зоны (в отличие от модели элемента), где рассматривались варианты различных систем заводнения - семиточечной, блочной, с применением горизонтальных скважин. Для варианта использования горизонтальных скважин были рассмотрены случаи с разной длиной горизонтальной части ствола.

Аналогично рассмотренной газонефтяной зоне была построена элементная модель для чисто нефтяной зоны Верхнечонского месторождения. В данном случае рассматривались следующие технологии: 1. Классическое заводнение. 2. Вытеснение нефти путем закачки газа. 3. Первичное вытеснение газом, затем (после того, как в добывающей скважине газонефтяной фактор (ГНФ) начнет превышать свое первоначальное значение) - заводнение. 4. Заводнение до 50-60% обводненности продукции, затем закачка газа. 5. Чередующееся водогазовое воздействие (ЧВГВ) - поочередная закачка воды и газа по 2,5% от порового объема за каждый цикл. 6. Первичное ЧВГВ - ЧВГВ до превышения ГНФ в добывающей скважине над первоначальным значением, затем заводнение. 7. Вторичное ЧВГВ - сначала заводнение до обводненности продукции 50-60%, затем ЧВГВ до повышения ГНФ, и далее до конца разработки - заводнение. В действительности было смоделировано значительно больше вариантов. Так, в частности, для ЧВГВ моделировалось различное отношение закачиваемых агентов к поровому объему за один цикл, их соотношение между собой и т.д. В итоге полученные результаты прошли экономическую оценку и выявили преимущество варианта вторичного ЧВГВ, что и вошло в окончательный рекомендуемый вариант разработки.

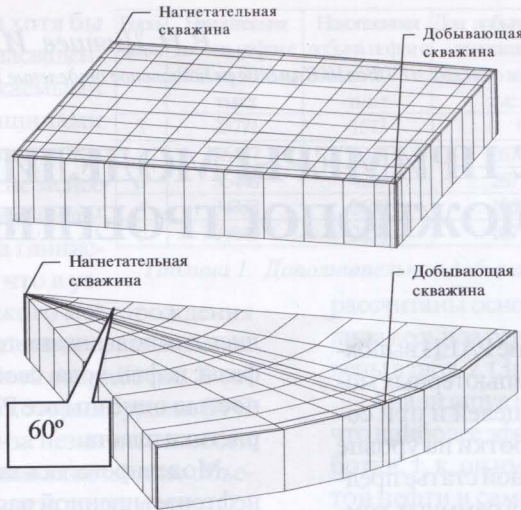


Рис. 2. Схема горизонтального строения пяти- и семиточечной моделей.

## Моделирование на программном комплексе Eclipse 100

Дальнейшее увеличение объема задач было проблематично на платформе *SABRE*. Поэтому по договоренности с АО «Татнефтегеофизика» был использован инсталлированный у них на сервере комплекс *Eclipse 100*. Данный комплекс до последнего времени базировался только на платформе UNIX. Используемая версия 1995 г. имела ограничения по объему задач в 200 мегабайт, что на сегодняшний день является не очень большим показателем. Гидродинамическая часть комплекса характеризуется следующими основными возможностями: трехмерная

трехфазная фильтрация, поровый/трещиноватый коллектор, режим black oil (в базовой конфигурации), возможность моделировать в рамках одной модели наличие нефти с различными свойствами, например, по плотности, вязкости и пр.

Основной исследовательской задачей, решенной с помощью вышеуказанного программного комплекса было моделирование процессов двухфазной фильтрации при совместной и раздельной разработке продуктивных отложений, нефть в которых отличалась по своей плотности, вязкости и газовому фактору.

Исследования проводились на примере южного участка Черемуховского месторождения. Промышленная нефтеносность связана с карбонатными коллекторами верейского горизонта, турнейского и башкирского ярусов и терригенными коллекторами тульского и бобриковского горизонтов. Распределение балансовых запасов нефти по продуктивным отложениям: 32,7% запасов сосредоточено в коллекторах турнейского яруса, 27,8% в отложениях башкирского яруса, 22,2% - в коллекторах верейского горизонта, 15,8% - в отложениях бобриковского горизонта и 1,5% в тульских коллекторах.

Исходной информацией для создания геологической модели объекта был весь комплекс имевшейся по месторождению геолого-геофизической, гидродинамической и промысловой информации.

Режим гидродинамического моделирования режим black oil. Моделировались две фазы: нефть и вода, так как газосодержание пластовой нефти мало - 2-3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и условия разработки не приведут к выделению растворенного газа. Коллектор моделировался двупоровый, так как башкирский и турнейский яруса являются трещиноватыми.

В построенной модели было около 60 тыс ячеек, вер-

Показатели	Варианты				
	9-ти точечная		7-ми точечная		Комб. раздел.
	совмест.	раздел.	совмест.	раздел.	
1. Проектный срок разработки, годы	75	60	70	55	60
2. Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,221	0,227	0,222	0,228	0,232
3. Фонд скважин для бурения, всего	42	68	42	68	68
в т.ч. добывающих	31	53	29	46	50
нагнетательных	11	15	13	22	18
4. Водонефтяной фактор, ед.	7,32	4,2	11,9	4,6	4,4

Табл. 2. Основные технологические показатели разработки Южного участка Черемуховского месторождения.

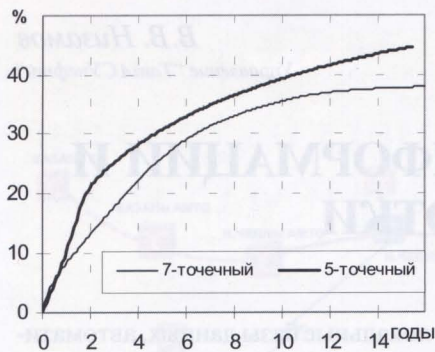


Рис. 3. Динамика изменения коэффициента нефтеизвлечения.

тикальное разбиение составляло 33 слоя, горизонтальный размер ячеек – 100 м. Использовались пять кривых капиллярного давления и пять - относительных фазовых проницаемостей. С учетом близости характеристик флюидов и пород были выделены три эксплуатационных объекта: верей-башкирский, тульско-бобривковский и турнейский. Облегчало ситуацию то обстоятельство, что сразу три объекта в плане никогда не накладывались друг на друга: либо один объект, либо два.

Помимо распределения пористости и проницаемости по всем слоям моделировалась также различная зависимость проницаемости от давления

$$k = k_0 e^{a(P_{пл} - P_{нач.пл})}$$

где  $k$  – текущая проницаемость при  $P_{пл}$ ;  $k_0$  – начальная проницаемость при  $P_{нач.пл}$ ;  $a$  – коэффициент, определенный отдельно для каждого из эксплуатационных объектов по результатам геофизических исследований;  $P_{пл}$  – текущее пластовое давление;  $P_{нач.пл}$  – начальное пластовое давление.

Предполагалось, что закачку на два объекта всегда можно реализовать раздельно, в то время как отбор жидкости может быть совместным или раздельным. В силу того, что при совместной разработке пластов единым забоем невозможно обеспечить оптимальное забойное давление для всех объектов, было проведено моделирование разработки при оптимизации забойного давления на разные горизонты. Было выявлено, что в данном случае наименьшие потери происходят при оптимизации забойного давления по башкирскому ярусу.

Моделирование позволило исследовать большое количество вариантов по размещению скважин, совместной и раздельной работе пластов, с бурением и без бурения в разные сроки боковых горизонтальных стволов (БГС). Так, например, моделирование показало, что бурение БГС на башкирский ярус приводит при большой депрессии к быстрому обводнению в результате подтягивания пластовой воды, а при малой депрессии – к слишком малым дебитам, не оправдывающим бурение БГС. Бурение БГС на турнейский ярус предпочтительнее проводить после значительного обводнения соответствующих вертикальных скважин.

В качестве примера в таблице 2 приведены некоторые результаты моделирования при условии поддержания пластового давления на постоянном уровне за счет варьирования давления закачки.

В таблице представлены варианты совместной и раз-



Рис. 4. Изменение водо-нефтяного фактора ( $m^3/m^3$ ) и обводненности (весовые %).

дельной разработки пластов при семи- и девятиточечных системах размещения добывающих и нагнетательных скважин. Кроме того, представлен вариант комбинированной сетки (соотношение добывающих и нагнетательных скважин 2.8:1), когда при раздельной разработке на каждый объект подбиралась своя независимая сетка размещения скважин, исходя из условия поддержания пластового давления и максимальной разницы забойных давлений между добывающими и нагнетательными скважинами. На основании результатов моделирования в дальнейшем были проведены экономические расчеты.

## Заклучение

Приведенные примеры моделирования на комплексах *Sabre* и *Eclipse* показывают широкие возможности, предоставляемые современными вычислительными технологиями. В результате компьютерных расчетов предоставляется возможность сравнивать десятки и сотни различных вариантов разработки конкретного месторождения. В результате моделирования строятся таблицы и гра-



Рис. 5. Динамика пластового давления для 5, 7, и 9-ти точечных моделей

фики всех необходимых данных, требуемых РД, что позволяет составлять качественные современные проекты разработки.

Помимо выходных данных, современные моделирующие комплексы позволяют изучать трехмерную цветную визуализацию месторождения в каждый конкретный момент времени, предоставляя мощный инструмент для анализа разработки, понимания текущего состояния месторождения и выдаче рекомендаций по предотвращению возможных осложнений.

**Благодарность.** Авторы благодарят за сотрудничество в процессе создания геолого-гидродинамических моделей сотрудников института ТатНИПИнефть Бакирова И.М., Долженкова В.Н., Иктисанова В.А., Мусабирову Н.Х., Просвиркину Л.В., Юдинцева Е.А. и АО «Татнефтегеофизика» Екименко В.А., Мыслину Т.А. и др.

## Об авторах:

**Дияшев Расим Нагимович** - зам. директора ТатНИПИнефть. РТ, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32.

**Закиров Ильдар Зилбарович** - руководитель группы моделирования. Волго-Камское региональное отделение Российской Академии естественных наук.

**Гаркавенко Владислава Юрьевна** - научный сотрудник. Волго-Камское региональное отделение Российской Академии естественных наук.