

СОЗДАНИЕ, АДАПТАЦИЯ И ВНЕДРЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УЧАСТКА 7 БЛОКА АЗНАКАЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ ПОДХОДЫ И МЕТОДОЛОГИЯ

Введение

В июле 2001 г. в рекламных целях представительством фирмы Landmark нефтегазодобывающему управлению (НГДУ) «Азнакаевскнефть» было предоставлено оборудование и программное обеспечение для построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей месторождений нефти и газа сроком на 6 месяцев.

Для построения модели был выбран участок 7 блока в южной части Азнакаевской площади, на границе с Карамалинской. Объект представляет собой слияние пластов «а» и «б1» горизонта D_1 , представленных, в основном, песчаником с хорошими коллекторскими свойствами, на западе и востоке, плавно переходящих в аргиллит с последующим выклиниванием. На севере и юге участок ограничен разрезающими рядами нагнетательных скважин. Разработка ведется с 1962 г. Всего за время разработки было пробурено 80 скважин (из них 9 – ликвидированы после бурения).

Для построения геологической модели использована интерпретация каротажных диаграмм Gintel-97. Подобная методика позволяет получить непрерывные кривые пористости и проницаемости по стволу скважины с шагом каротажа, что особенно существенно при дальнейшем усреднении вертикальной проницаемости.

Некоторые особенности построения геологической модели участка

Методика построения основана на выборе выдержанных поверхностей и интерполяции данных интерпретации вдоль этих поверхностей. В данном случае были выбраны репера «верхний известняк» и «мулинские глины», которые, как неколлектора сверху и снизу ограничивают разрабатываемый участок. В результате анализа была установлена необходимость выделения «аргиллита» и его корреляция вдоль участка. Так как «аргиллит»

представляет собой неколлектор, то в результате объект разбился на два относительно гидродинамически независимых объекта. Первый объект представляет собой слияние пластов «а», «б1», «б2», «б3», ограниченных «верхним известняком» и «аргиллитом», вдоль которых и проводилась интерполяция. Второй объект – это пласты «в» и «гд», ограниченные и интерполированные вдоль «аргиллита» и «мулинских глин». Несмотря на то, что второй объект находится под поверхностью водонефтяного контакта (ВНК) и не представляет существенный интерес как объект разработки, он был перенесен в гидродинамическую модель. Это связано с тем, что, несмотря на низкую проницаемость и выдержанность «аргиллита», отделяющего второй объект, он оказывает заметное влияние на изменение давления в основном первом объекте в процессе разработки. Усреднение по стволу скважины значений пористости и латеральной проницаемости проводилось методом арифметического среднего:

$$A = \frac{\sum (A_i \cdot h_i)}{\sum h_i},$$

где A_i – усредняемый параметр элементарной ячейки, h_i – толщина элементарной ячейки.

Вертикальная проницаемость была вычислена по гармоническому методу:

$$A = \frac{\sum h_i}{\sum \frac{h_i}{A_i}}.$$

Отсюда можно заметить, что даже тонкие малопроницаемые прослойки в усредненном интервале оказывают существенное влияние на результат усреднения, что обуславливает применение более подробной интерпретации проницаемости по стволу скважины. В дальнейшем, в процессе адаптации гидродинамической модели было априорно установлено, что проницаемость элементарной ячейки все же анизотропная, и вертикальная проницаемость была еще уменьшена в нашем случае в 10 раз. Начальная нефтенасыщенность была получена расчетным способом при помощи специального приложения StrataSim. Это обусловлено некорректностью использования интерпретации начальной нефтенасыщенности по данным каротажа, так как скважины пробурены в разное время разработки и полученная насыщенность нефтью не может являться начальной. В качестве исходных данных использованы пористость, проницаемость, уровень ВНК. Угол смачиваемости и сила поверхностного натяжения были по

№ скв.	Дебит жидкости, м ³	Дебит нефти, м ³	Обводненность, %	Интервал перфорации	
				верх	низ
2550	140	0	100	1642	1651
2551	220	6	97	1634	1644
2552	165	10	94	1643	1650,4
4695	200	6	97	1650	1658
2559	130	5	96	1640	1648
9688	115	4,5	96	1643,2	1653,2
4697	250	6	97,5	1668	1680

Табл. Прогноз ввода скважин после ликвидации.

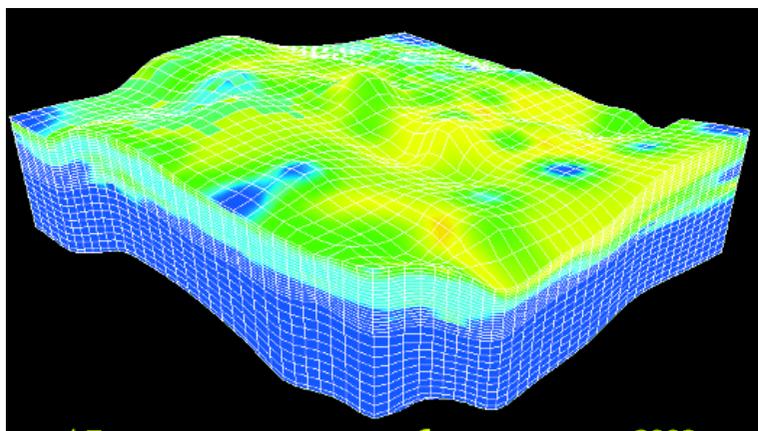


Рис. 1. Текущее состояние разработки на апрель 2002 г.

добраны ввиду отсутствия подобных данных. Во время проверки качества построения геологической модели был обнаружен недостаток в работе данной версии программы, который искажал альтитуду при импорте данных из базы OpenWorks и смещал реальные кривые по некоторым скважинам до нескольких метров. Эти искажения удалось исправить вручную. Наши нарекания были направлены в компанию Landmark, которая уведомила нас, что в новых версиях этот недостаток будет устранен.

Особенности построения и адаптации гидродинамической модели

В модели были использованы данные ТатНИПИнефть по Азнакаевской площади, в том числе физические свойства флюидов и породы, кривые фазовых проницаемостей, а также промысловые данные НГДУ «Азнакаевскнефть» по перфорации, добыче и закачке.

Сжимаемость скелета для коллекторов известна как $1 \cdot 10^{-5}$ 1/атм., но с учетом того, что необходима комплексная сжимаемость скелета пород всего объекта (коллекторов и неколлекторов), она была получена априорно и составила $3,5 \cdot 10^{-4}$ 1/атм. При преобразовании геологической модели в гидродинамическую используется программа Geolink, которая позволяет дополнительно усреднять передаваемые данные по ячейкам, ввиду меньшего разрешения гидродинамической модели по отношению к

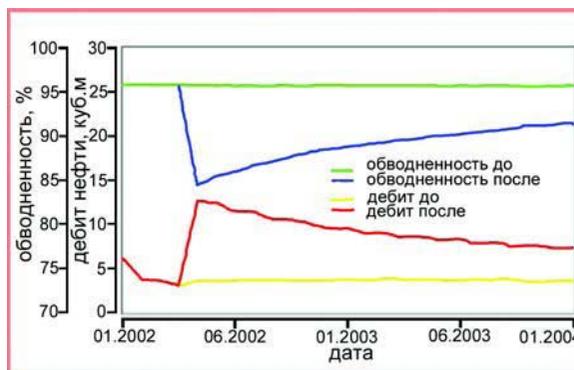


Рис. 3. Результат подсчета режима работы скв. № 23416 после дострела перфорацией до конца 2004г.

геологической. При этом были замечены дополнительные искажения при усреднении. С целью избежания этого было принято решение о необходимости построения двух типов геологической модели. Одна - с высоким разрешением для непосредственного анализа, другая - с наименьшим требуемым разрешением для преобразования в гидродинамическую.

После первого подсчета гидродинамической модели выявились грубые ошибки исходных данных, которые были устранены. Некорректность интерпретации нескольких скважин была выявлена по показателям их продуктивности, которая не позволила им выдержать исторический дебит даже при завышенных депрессиях. Заметим, что программой предусмотрена возможность замены параметров ячеек непосредственно в гидродинамической модели, но это исключает автоматическую интерполяцию в межскважинный интервал. Хотя такой подход применялся в некоторых случаях в процессе адаптации, на начальном этапе было решено перестраивать модель, начиная с геологической, всякий раз проводя переинтерпретацию скважин с продуктивностью, резко отличной от среднеисторической.

При готовом скелете модели такой процесс занимает много меньше времени ее создания. Оперативная переинтерпретация стала возможной благодаря наличию непосредственно в НГДУ «Азнакаевскнефть» группы геофизиков-интерпретаторов и рабочего места Gintel-97.

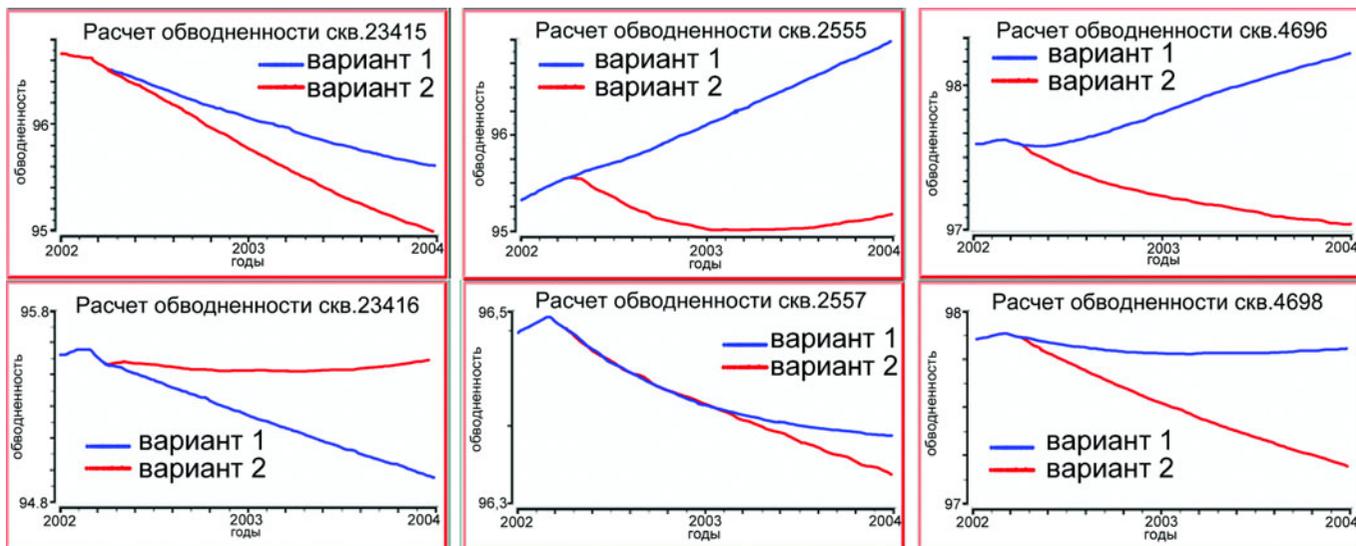


Рис. 2. Результаты подсчета режима работы скважин по вариантам 1 и 2 до конца 2004 г.

На следующем этапе нашей группой был разработан собственный подход, обусловленный изложенными ниже причинами. К сожалению, выбранный участок, как и большинство объектов ОАО «Татнефть», не является гидродинамически обособленным. Отсюда возникают трудности учета влияния соседних участков на процесс разработки. Важнейшую роль здесь играют граничные условия.

Существует два типа граничных условий, когда учитываются перетоки через граничные ячейки или давление на границе. Программа позволяет создать водоносный горизонт с определенным давлением для учета законтурных вод, которые могут подтекать и оттекать. В нашем случае это неприемлемо, так как на соседних участках происходят нестационарные процессы, и это подходит скорее для залежей или мелких месторождений. Также существует возможность создавать вне участка виртуальные скважины, при помощи которых регулируется поток извне. Но в этом случае трудно определить дебит этих скважин, контролировать состав перетекаемой жидкости и определить, в конечном итоге, сколько и чего было добыто и закачено именно на нашем участке.

Разработанный нами метод основан на соблюдении граничных условий изменением дебита скважин, расположенных возле границы участка до получения пластовых давлений на этих скважинах, близких к историческим. К сожалению, автоматическая функция программой не предусмотрена, ввиду сложности алгоритма из-за взаимовлияний скважин. Поэтому методика подразумевает кропотливую работу по ежегодному итерационному подбору коэффициентов работы краевых скважин.

Покажем это на примере нагнетательной скважины, расположенной на границе участка. Изначальный коэффициент устанавливается 0,5, т.е скважина закачивает половину исторического дебита, это подразумевает то, что вторая половина уходит на соседний участок. Но такое деление возможно только при равных условиях на обоих участках. Если пластовое давление со стороны соседнего участка, к примеру, становится меньше, чем со стороны нашего, то коэффициент уменьшится на определенную величину, и скважина закачает меньше. На деле нет необходимости знать, какое давление со стороны другого участка, просто мы вынуждены будем при помощи коэффициента уменьшать дебит этой скважины до тех пор, пока пластовое давление на ней не сойдется с историческим. Естественно, ситуация может меняться с каждым годом, и так как есть взаимовлияние скважин, приходится проводить изменение коэффициентов одновременно на всех приграничных скважинах.

Всё это касается и добывающих скважин, только там коэффициент решает, сколько жидкости добывается с нашего участка. При необходимости коэффициент может быть больше единицы, это позволяет скважине отбирать жидкость, которая уходит за пределы участка. Как и следует в подобных моделях, качество модели выше, чем ближе к центру участка. Примечательно, что в результате на интересующих нас центральных шести добывающих скважинах приемлемо совпали не только исторические давления, но и дебиты, и накопленные добычи по воде и нефти без существенных изменений параметров непосредственно в этих ячейках.

Результаты адаптации, анализ и прогнозирование с использованием гидродинамической модели

По созданной модели (рис. 1) были подсчитаны начальные подвижные запасы нефти, составившие 17436 тыс. тонн. До марта 2002 г. было добыто 10759 тыс. т нефти. Текущий КИН составил 61,7%. Также был осуществлен прогноз нескольких режимов работы скважин участка с целью выявления наиболее оптимального для осуществления на практике:

Вариант 1. Режим работы скважин участка не изменяется. Закачка скважинами 2994, 2989, 2553 (рис. 2).

Вариант 2. Изменение режима. Воздействие на нефтенасыщенную зону скв. 4698, 2557 путем закачки в скв. 2908, 4702, 4566, 2997 (рис. 2).

Вариант 3. Перевод из нагнетания в добычу скв. 24529. Обводненность продукции прогнозируется 98 %.

Вариант 4. Перфорация скв. 23416 в интервале 1725,2-1727,2 м (рис. 3).

Наиболее оптимальными и приемлемыми оказались варианты 2 и 4. С апреля 2002 г. они внедряются. Так же был спрогнозирован ввод в работу ранее ликвидированных скважин (табл.). По результату прогноза предлагается реликвидировать скважины №№ 2552, 4697, произвести зарезки боковых стволов на скв. 2559, 9688, 4695, пробурить новые скважины в стволах скв. 2550, 2551.



Максим Викторович Сударев
НГДУ «Азнакаевскнефть»,
ведущий инженер отдела разработки.



Эдуард Т. Латыпов
НГДУ «Азнакаевскнефть»,
инженер отдела разработки.



Ринат Р. Юнусов
Ведущий инженер ЦНИПР.
Сфера научных интересов:
геологическое и гидродинамическое моделирование, программирование.