

И.Н. Файзуллин*, Р.Х. Низаев, Р.Г. Рамазанов, Р.Т. Фазльев, А.С. Лисин,
А.Л. Кульмамиров, И.Н. Хакимзянов, С.В. Салимова, И.Р. Хабибуллин
*НГДУ "Иркеннефть", ТамНИПИнефть

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОРАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

В настоящее время большинство месторождений нефти Татарстана находится на завершающей стадии разработки. При существующей системе разработки этих месторождений остаточные извлекаемые запасы не превышают 10-30% от начальных. В этих условиях является актуальной выработка мероприятий по вовлечению в разработку дополнительных запасов, т.е. мероприятий, позволяющих повысить конечное нефтеизвлечение. Для этого необходимо определить наличие и местонахождение остаточных запасов.

Одним из эффективных методов решения этой задачи является проведение численных экспериментов с использованием физически содержательных геологических и гидродинамических моделей. В этой работе такая задача решается на примере залежей нефти пашийских отложений I блока Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Для расчетов использованы пакеты программ фирмы "Landmark".

Математическая физическая содержательная модель нефтяного пласта представляет собой систему сложных дифференциальных уравнений в частных производных, которая при наличии начальных и граничных условий описывает характер исследуемого процесса. В пакете программ VIP фирмы «Landmark» реализованы уравнения трехмерной трехфазной фильтрации сжимаемой жидкости в пористой среде.

Вследствие сложности решения уравнений математической модели фильтрации и большого числа данных без применения специальной мощной вычислительной техники и специальных программных средств, созданных для этой техники, обойтись практически невозможно. Одним из представителей этого семейства вычислительной техники является рабочая станция RISC-6000, оснащенная специальным программным обеспечением VIP фирмы Landmark для математического моделирования начального состояния объекта и процесса трехмерной фильтрации жидкостей и газов в системе вертикальных и горизонтальных скважин.

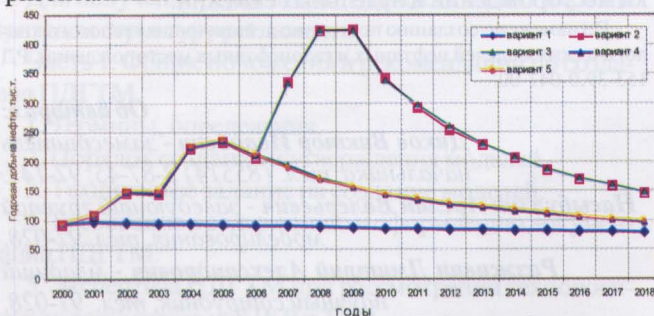


Рис. 2. Прогнозная динамика годовой добычи нефти по вариантам.

Как известно, основные этапы построения гидродинамической модели следующие:

- создание трехмерной детальной геологической модели объекта;
- преобразование геологической модели в инженерную с одновременным осреднением параметров объекта;
- импорт инженерной модели в гидродинамическую; построение расчетной сетки, задание внешней границы объекта, вычисление массивов данных;
- подготовка данных и инициализация модели пласта;
- подготовка динамических данных и расчет гидродинамического процесса в пласте;
- уточнение (адаптация) гидродинамической модели по данным истории разработки объекта;
- расчет вариантов исследуемого процесса.

Как правило, геологическая модель объекта имеет высокую степень детальности, что практически неприемлемо для ее прямого использования в гидродинамическом моделировании из-за ограниченности ресурсов памяти и неприемлемого времени расчета.

Созданную геологическую модель импортируют в модуль *GeoLink*, где проводится осреднение геологической модели по вертикали. При этом в зависимости от поставленной задачи исследования устанавливается минимально необходимое число расчетных слоев пласта. От их числа зависит точность гидродинамического моделирования. Отметим, что при осреднении (упрощении) геологической модели необходимо сохранить принципиальные детали геологического строения объекта.

На основе созданной гидродинамической модели определяется степень выработки запасов нефти, для определения достоверности которой в обязательном порядке требуется адаптация (уточнение) геолого-гидро-

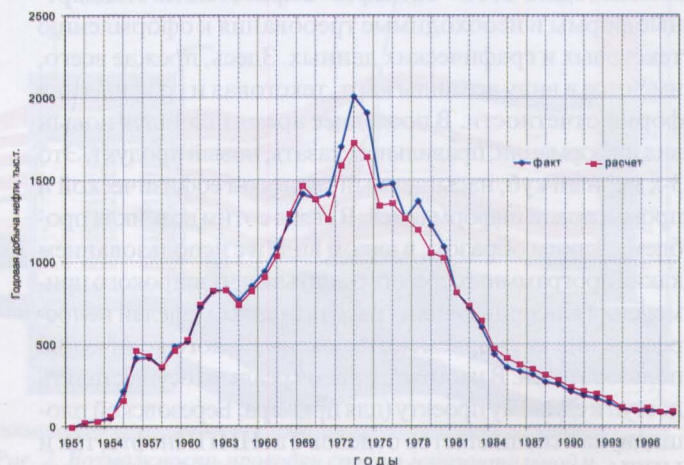


Рис. 1. Динамика годовой фактической и расчетной добычи нефти по истории разработки.

намической модели.

Адаптация - важнейший, но очень длительный и трудоемкий процесс, так как требует большой серии расчетов с тщательным анализом полученных результатов моделирования, с принятием на основе этого необходимого решения об уточнении емкостно-фильтрационных параметров геологической модели и параметров гидродинамической модели.

Процесс адаптации состоит из трех этапов.

На первом этапе интегральные показатели приводятся к промысловым данным по объекту в целом. С помощью построенных карт расчетных и физических параметров на последнюю дату истории разработки определяются неудачные зоны адаптации.

Второй этап состоит в адаптации выявленных неудачных зон. После этого выделяются скважины, по которым наиболее велико отклонение расчетных показателей от промысловых.

Третий этап состоит в адаптации показателей работы скважин.

Заметим также, что процедура уточнения параметров математической модели объекта по данным истории разработки относится к категории обратных краевых задач, которые не имеют однозначного решения и поэтому большую роль играет опыт инженера, проводящего адаптацию.

1 блок является частью Абдрахмановской площади, входит в состав Ромашкинского нефтяного месторождения. Площадь 1 блока, ограниченная разрезающими рядами, составляет порядка 4000 га.

Основным эксплуатационным объектом являются терригенные отложения пашийского горизонта франского яруса верхнего девона (D_1), представленные 8 пластами-коллекторами: «а», «б₁», «б₂», «б₃», «в», «г₁», «г₂», «г₃+д».

В процессе анализа состояния разработки блока установлено, что за последние более чем 10 лет произошло существенное снижение дебитов нефти и увеличение обводненности скважин, в результате чего значительная часть скважин перешла в категорию ликвидированных и бездействующих. На дату составления проектного документа по разработке 1 блока, по данным НГДУ, отобрано 29252 тыс т нефти, а на основе построенных карт разработки оценка добычи нефти составила величину 34950 тыс т. Отличие объясняется, по-видимому, наличием перетоков между смежными блоками и площадями.

Кроме того, установлено, что на дату проектирования остаются невовлеченными в разработку 2878 тыс т извлекаемых запасов нефти.

Следует также отметить, что в процессе многоэтапного проектирования и разработки площади был осуществлен комплекс геолого-технических мероприятий по совершенствованию системы заводнения, оптимизации плотности сетки скважин, увеличению перепада давления, применению гидродинамических и физико-химических методов воздействия. Однако утвержденный коэффициент нефтеизвлечения 0,538 так и не был достигнут.

В связи с этим возникла необходимость восстановления малодобитного, отработанного фонда скважин с целью вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов нефти. И сделать это за счет забуривания боковых горизонтальных стволов (БГС).

Обоснование выбора перечня скважин для забурива-

ния БГС и определения места бурения горизонтальных скважин необходимо было сделать на основе результатов гидродинамических расчетов. Для этих целей была создана математическая модель 1 блока.

Для построения в системе VIP гидродинамической модели 1 блока использовалась трехмерная геологическая модель этого объекта, построенная с помощью системы *Stratamodel*, осредненная затем по выбранному параметру с применением программного модуля *GeoLink*. Модель была построена для расчетной сетки 60x60x15 (15 расчетных слоев по разрезу).

По данным длительной истории разработки 1 блока (50 лет) была проведена адаптация геолого-гидродинамической модели.

Расчет процесса вытеснения нефти из пластов при различных вариантах разработки 1 блока проводился по полностью неявной численной схеме, реализующей гидродинамическую модель процесса вытеснения на ЭВМ, поскольку этот метод (*Implicit*) позволяет избежать проблемы устойчивости решения.

Проведен анализ расчетных и фактических показателей при повторении истории разработки по блоку в целом и анализ фактических и расчетных дебитов по отдельным скважинам.

На рис. 1 представлена динамика годовой фактической и расчетной добычи нефти по истории разработки. Из рисунка видно, что адаптация модели прошла довольно успешно и данные, полученные с помощью расчетов, незначительно отличаются от промысловых данных. Максимальное отличие по годовому отбору нефти расчетных и фактических данных составляет 13 %, а по накопленному 2 %.

После адаптации параметров трехмерной трехфазной модели по истории разработки были осуществлены прогнозные расчеты для определения эффективности рекомендуемых мероприятий по доработке 1 блока Абдрахмановской площади. В данной работе приводятся результаты расчетов 5 вариантов доработки блока, их характеристика и ожидаемые уровни добычи нефти по каждому из них. Все варианты рассматривались до достижения предельной обводненности продукции 99 %.

Первый вариант, базовый, предусматривает разработку участка без бурения БГС.

Во втором варианте рассматривается бурение БГС в 98 скважинах старого фонда в соответствии с рекомендациями проектного документа. Зарезка стволов осуществляется в течение 8 лет, исходя из технических возможностей НГДУ.

Третий вариант отличается от второго тем, что направление проводки БГС уточнено на основании анализа результатов гидродинамических расчетов. При выборе направления стволов учитывались следующие факторы:

- охват менее выработанных участков блока;
- поворот ствола скважины в область, не охваченную фронтом заводнения. Необходимо отметить, что большинство скважин имеют оптимальные траектории в соответствии с проектным отчетом.

В четвертом варианте предлагается бурение первоочередных 19 БГС в соответствии с рекомендациями проектного документа. Зарезка стволов осуществляется в течение 4 лет. В группу первоочередных включены сква-

жины, в разрезе которых имеется хотя бы один незаводненный пласт с нефтенасыщенной толщиной не менее 3 м, извлекаемыми запасами не менее 15 тыс т и толщинами глинистых перемычек между проектным пластом и выше-, нижележащими не менее 3 м. Принятая в качестве критерия выделения объектов зарезки БГС толщина глинистой перемычки обусловлена тем, что в условиях горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения именно такая толщина является надежным разделом для изоляции пластов при их совместной разработке. В остальную группу входят скважины, в которых бурение БГС по одному пласту недопустимо из-за незначительности запасов или толщин, но в этих скважинах возможно объединение нескольких пластов в единую пачку с суммарными извлекаемыми запасами не менее 15 тыс т.

В пятом варианте, в отличие от четвертого, направление проводки БГС принято на основании анализа результатов гидродинамических расчетов, полученных на текущий момент разработки.

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
Добыча нефти, тыс.т – всего	1573	4249	4250	2640	2650
за рентабельный срок	192	4101	4101	1590	1592
Количество БГС, скв. – всего	0	98	98	19	19
за рентабельный срок	0	98	98	19	19
Кап. вложения, млн.руб. – всего	0	257	257	50	50
за рентабельный срок	0	257	257	50	50
Выручка от реализации, млн.руб. - всего	4880	13183	13186	8190	8223
за рентабельный срок	595	12725	12728	4934	4939
Эксплуатац. затраты, млн.руб. - всего	5811	7827	7834	6828	6849
за рентабельный срок	489	7413	7419	3304	3312
Себестоимость добытой нефти, руб/т	3695	1842	1844	2587	2585
за рентабельный срок	2550	1808	1809	2078	2081
Поступления в бюджет, млн.руб. – всего	1834	6064	6063	3375	3385
за рентабельный срок	234	5895	5895	2163	2163
Чистая прибыль при $K_d = 0,1$, млн.руб.	-602	1232	1230	271	273
за рентабельный срок	16	1236	1233	460	458
Последний год рентабельной разработки	2002	2017	2017	2009	2009

Таблица 2. Основные технико-экономические показатели вариантов разработки.

Целью выполненных исследований является получение наиболее точного представления о геологическом строении пластов и характере объемного распределения остаточных запасов нефти, объективное обоснование эффективности применения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов для извлечения этих запасов, а также оценка прогнозных технологических показателей различных вариантов доразработки блока.

Прогнозная динамика годовой добычи нефти по вариантам до 2018 г. представлена на рис. 2.

Дополнительная добыча нефти на 2018 г. по вариантам относительно базового варианта (без бурения БГС), а также добыча нефти, приходящаяся на 1 БГС и средний дебит БГС при предельной обводненности продукции 99% приведены в табл. 1. Из таблицы видно, что наиболее эффективным является бурение БГС в скважинах первоочередной группы, поскольку он показал наибольший суточный дебит нефти в расчете на 1 БГС и, соответственно, наибольшую добычу нефти за весь период разработки. Дебиты нефти для БГС в 2,7 – 5,6 раз выше аналогичных дебитов для вертикальных добывающих скважин (ВС).

Для всех вариантов, рассмотренных в работе, были

Варианты	Накопленная добыча нефти с 1951 по 2018 г., тыс.т	Накопленная добыча нефти с 2001 по 2018 г., тыс.т	Доп. добыча нефти относительно базового варианта, тыс.т	Добыча нефти на 1 БГС, тыс.т	Средний дебит 1 БГС, т/сут	Коэф. эффективности БГС по сравн. с ВС
1	33771	1573	0	0	0,0	-
2	36447	4249	2676	27,3	4,2	2,7
3	36448	4250	2677	27,3	4,2	2,7
4	34838	2640	1067	56,1	8,5	5,5
5	34849	2650	1077	56,7	8,6	5,6

Таблица 1. Дополнительная добыча нефти по вариантам на 2018 г.

рассчитаны основные технико-экономические показатели за весь и за рентабельный сроки разработки, представлены в табл. 2. (Здесь K_d - коэффициент дисконтирования).

Анализируя полученные результаты, можно увидеть, что наиболее эффективным является 2-ой вариант разработки, т. к. он имеет самую низкую себестоимость добытой нефти и самый большой объем чистой прибыли за рентабельный срок разработки. Исходя из этого, второй вариант признан самым эффективным для промышленного внедрения.

В заключение можно сделать вывод, что бурение БГС может существенно увеличить объем добываемой нефти за счет большей эффективной длины ствола и более рационального размещения его по нефтенасыщенной толщине. Из сравнения полученных данных видно, что среднесуточный дебит 1 БГС в 2,7–5,6 раза выше среднесуточного дебита вертикальной добывающей скважины. Экономические расчеты, произведенные по данным моделирования, показали эффективность внедрения 2-го варианта, т. к. он обеспечивает наибольшую прибыль. Объем чистой прибыли от внедрения мероприятий при $K_d = 0,1$ составляет 1,235 млрд руб. Для промышленного внедрения рекомендован второй вариант доразработки 1 блока Абдрахмановской площади, как экономически выгодный.

Об авторах:

Файзуллин Ильфат Нагимович - главный геолог НГДУ "Иркеннефть", пос. Карабаш, тел. 44-7-20

Низаев Рамиль Хабутдинович - канд. техн. наук, зам. зав. лабораторией отдела разработки ТатНИПИнефть, тел./факс 4-21-32.

Рамазанов Рашид Газнаевич - канд. техн. наук, зам. зав. отделом разработки ТатНИПИнефть, тел. 97-242.

Фазлыев Рабис Тимерханович - д-р техн. наук, академик ПАНИ, чл.-корр. РАЕН, зав. отделом разработки ТатНИПИнефть, тел. 97-241.

Лисин Александр Семенович - н.с. отдела разработки ТатНИПИнефть, тел. 97-196.

Кульмамиров Андрей Леонидович - м.н.с. отдела разработки ТатНИПИнефть, тел. 97-196.

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович - зав. сектором отдела разработки ТатНИПИнефть, тел./факс 4-21-32.

Салимова Светлана Вячеславовна - инженер отдела разработки ТатНИПИнефть, тел. 97-224.

Хабидуллин Ильнур Рубисович - инженер отдела разработки ТатНИПИнефть, тел. 97-196.