

В.М. Хусаинов, Н.Ф. Гумаров, А.В. Шакиров, М.В. Сударев, Э.Т. Латыпов
 НГДУ "Азнакаевскнефть"

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАКЕТА ПРОГРАММ КОМПАНИИ "LANDMARK" ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ УЧАСТКОВ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Данная работа представляет собой анализ возможностей применения трехмерного геологического и гидродинамического моделирования нефтяных месторождений в ОАО "Татнефть", в частности, с применением программных продуктов компании "Landmark". В популярной и доступной форме представлена философия моделирования и насущная необходимость его скорейшего внедрения и широкого использования в нефтепромышленном деле. Работа включает в себя анализ сложившегося на сегодняшний день положения в этой сфере. Приведен обзор текущей ситуации и изложены недостатки существующей схемы внедрения моделирования. Взамен существующей схемы последовательно и аргументировано изложена новая стратегия внедрения, которая, по мнению авторов, приведет к положительным результатам и немалому экономическому эффекту при ее использовании. В качестве примера приведена работа по построению и использованию модели реального участка с описанием возникающих трудностей и путей их устранения. Представлены конкретные рекомендации по исследуемому участку. Сделанные выводы достаточно полным образом подтверждаются анализом изложенного материала. Практическая ценность работы выражена в реальных цифрах, подтвержденных первичным промысловым материалом (первыми результатами их внедрения).

Согласно проведенным расчетам, реализация предложенных мероприятий за первые три месяца их внедрения обеспечила рост добычи нефти по данному участку на 518 т с экономическим эффектом 589 тыс руб.

В разработке нефтяных месторождений высочайшая сложность процессов фильтрации флюидов в насыщенной пористой среде создает необходимые предпосылки для широкого применения моделирования.

Для анализа процессов, происходящих в продуктивных пластовых системах, применяют многие концепции и средства математического моделирования. В более узком смысле термин "моделирование" означает только моделирование гидродинамики потоков в пласте. В более широком смысле этот термин характеризует моделирование полного процесса нефтедобычи и связанную с этим деятельность человека. Основная модель нестационарного течения всех фаз жидкостей и газов в пластовой среде описывается дифференциальными уравнениями в частных производных. Для решения этих уравнений в модель вводятся алгоритмы. В результате она будет представлять набор программ, реализующихся на конкретной цифровой вычислительной машине (см. блок-схему).

Компоненты процесса отображаются в процессе моделирования таким образом, чтобы была возможность оценки влияния различных параметров на результаты решения. В мировой практике существует множество инструментальных средств, реализующих принципы моделирования.

Программный комплекс компании "Landmark", закупленный в ОАО "Татнефть" несколько лет назад, включает в себя базу геолого-геофизических данных, набор инструментов для геологической интерпретации, корреляции, картопостроения и т.д., вплоть до построения трехмерной геолого-гидродинамической модели, и охватывает весь спектр деятельности геологических служб.

На базе данного программного комплекса планируется создать посто-

янно действующую модель (ПДМ) разработки Ромашкинского месторождения (ПДМ).

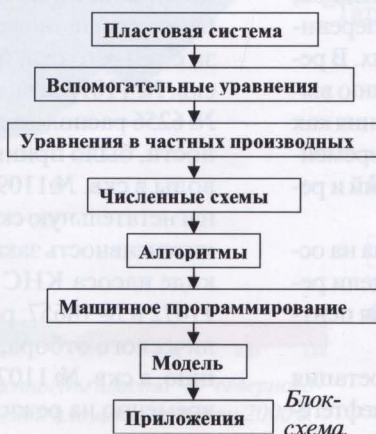
В настоящее время идет заполнение базы геолого-геофизических данных с их одновременным уточнением. По отдельным объектам разработки заполнение базы закончено, и имеется возможность практического моделирования процессов выработки пластов. Но при этом возникают многочисленные трудности по ряду направлений.

Сейчас процесс моделирования в ОАО "Татнефть" осуществляет институт ТатНИПИнефть. После построения готовая модель передается непосредственно в нефтегазодобывающее управление (НГДУ), где по ней проводится анализ смоделированного участка. Если существует необходимость спрогнозировать эффект от предлагаемых мероприятий, сформированных на основании проведенного анализа, они должны быть переданы создателям модели. В этом случае ТатНИПИнефть должен производить пересчет модели с учетом пожеланий заказчика. Отсюда вытекают основные недостатки вышеизложенной стратегии использования программных комплексов "Landmark" в объединении "Татнефть":

Во-первых, удаленность производителей модели от реальной практики и, как следствие, недостаточная информированность автора, невозможность оперативного реагирования на динамическую ситуацию, отсутствие тесного сотрудничества с геологами и использования их промыслового опыта.

Во-вторых, косвенная заинтересованность автора в дополнительной добыче нефти. Для автора главным является процесс создания модели, а не результат ее применения.

В-третьих, обслуживание автором всех НГДУ, т.е. огромный объем работ по построению и сопровождению моделей. Из этого следует, что ТатНИПИнефть приходится созда-



вать модели крупных участков с малой степенью детализации в пользу сокращения времени расчетов. При этом необходимо проанализировать множество вариантов режимов работы скважин для выбора оптимального, с учетом возможностей применения на практике (технические данные кустовых насосных станций (КНС), скважинных насосов, коэффициент простоя, текущий и капитальный ремонт, исследования, аварии и т. д.). Даже после просчета идеального варианта разработки он может быть не выдержан в связи с непредвиденными обстоятельствами. Необходимо заново пересчитывать (перебирать варианты) с учетом изменившихся обстоятельств.

Нами предлагается новая программа внедрения и использования программного комплекса фирмы "Landmark".

1. Создавать модели и внедрять их в производство необходимо в НГДУ, т.е. на предприятии, занимающимся непосредственно добычей нефти, при участии геологов, физиков и других специалистов, связанных с объектом. Для этого следует оснастить НГДУ всем необходимым для создания и эксплуатации гидродинамической модели.

2. Сделать акцент на создании моделей небольших проблемных участков с высокой степенью детализации. При построении крупных моделей мы несем большие затраты людских и временных ресурсов на качественную адаптацию, кроме того необходимо учитывать возможности вычислительной техники.

3. Возложить на ТатНИПИнефть функции построения геологических и гидродинамических моделей площадей и залежей для уточнения их запасов и построения карт текущей нефтенасыщенности. К тому же ТатНИПИнефть, как институт с высококвалифицированными специалистами и мощной научной базой должен взять на себя функции исследователя. Это - изучение всех возможностей используемых программных комплексов и разработка методик их эффективного использования; исследования свойств пластов и флюидов для их использования в данной области; научно-техническая поддержка и обучение специалистов НГДУ.

4. В процессе создания и использования моделей должны принимать участие не только специалисты по моделированию. Необходимо создать группы, состоящие из геологов, геофизиков, интерпретаторов, физиков и специалистов, проводящих анализ процессов происходящих в пласте, что позволит собрать необходимую информацию для создания и, самое главное, применения моделей на практике.

В НГДУ "Азнакаевскнефть" в течение нескольких лет ведутся работы по созданию групп геофизиков, физиков, оцифровщиков и корректировщиков данных по переинтерпретации, уточнению и созданию базы данных. В результате НГДУ уже сейчас готово к использованию вышеизложенных принципов внедрения моделирования как необходимого и неотъемлемого направления современных методов разработки нефтяных месторождений и реализации оптимальных решений.

Предлагаемая стратегия была сформулирована на основе практической работы по созданию 3D модели реального участка с использованием оборудования центрального офиса компании "Landmark" в Москве.

В ходе работы использовалась новая интерпретация каротажного материала, проведенная ОАО "Татнефтеге-

офизика", в виде кривых начальной пористости и проницаемости, позволяющая задавать параметры в неколекторе. Ввиду неполноценности данных по начальной нефтенасыщенности, этот параметр был получен расчетным путем с использованием специального приложения этого же программного комплекса.

Трудности, возникшие в ходе работ:

1. Необходимость самостоятельного проведения корректировки корреляции, так как в общепринятой не отбиты аналоги пластов.

2. В процессе построения геологической модели явно проявилась несостоятельность интерпретации материала по пяти скважинам. В виду отсутствия возможности оперативной замены материала было принято решение провести интерполяцию данных с соседних скважин.

3. В период адаптации гидродинамической модели выявились некоторые ошибки в базе данных по перфорации и по свежооцифрованным данным по закачке рабочего агента.

4. Из-за недостатка и неточности данных часто возникла необходимость воспользоваться опытом специалистов, знакомых с объектом. В процессе работы над небольшим участком приходилось постоянно поддерживать телефонную и почтовую электронную связь с куратором участка и геологами промысла, что затрудняло ведение работ. Полезным оказалось личное участие в работе главного геолога и начальника отдела разработки НГДУ.

Для создания уточненной геологической модели (с оценкой начальных запасов нефти) и моделирования процесса разработки был выбран участок, расположенный на севере третьего блока Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения. Основная задача проведенной работы состояла в составлении различных вариантов геолого-технических мероприятий (в основном для регулирования объемов закачки) и выбора из них оптимального, с целью внедрения их в реальных условиях. Объект представляет собой высокообводненный участок (97,7%) с высоким текущим коэффициентом извлечения нефти (0,52) по слиянию пластов "Б3" и "В". Выработка по начальным извлекаемым запасам (НИЗ) составляет 96,3%, в эксплуатации находится 7 добывающих и 5 нагнетательных скважин по пластам "Б3" и "В".

После адаптации созданной гидродинамической модели (рис. 1), оценки распределения текущей нефтенасыщенности по пластам "Б3" (рис. 2) и "В" (рис. 3), дополнительной переинтерпретации геофизического материала (скв. № 18656) были предложены в ноябре 2000 г. следующие первоочередные мероприятия, направленные на совершенствование объемов закачки и отборов. В связи с тем, что скв. № 6256 заводнена от нагнетательной скв. № 11095, а между скв. № 18656 (нагнетательная) и № 6256 расположена зона повышенной нефтенасыщенности, было принято решение ограничить нагнетание воды в скв. № 11095 вплоть до её полной остановки. В нагнетательную скв. № 18656 по возможности увеличить интенсивность закачки регулированием давления на выкиде насоса КНС 207. При этом добывающие скв. № 11072 и № 18657, ранее эксплуатируемые в режиме циклического отбора, перевести на постоянную эксплуатацию, а скв. № 11071 (с обводненностью 99%) оставить временно на режиме ограниченного отбора жидкости.

Используемые программы позволяют получать параметры разработки по скважинам (графики реальных и расчетных дебитов, давлений, обводненности и т.д.) и в каждой ячейке объекта (нефтенасыщенность, пористость, проницаемость, давление и т.д.). При составлении режимов работы скважин можно просчитать множество вариантов и подобрать оптимальный, сравнивая полученные параметры. Известно, что любое месторождение можно разработать лишь один раз. На модели же мы можем многократно прогнозировать, выявляя единственный, наиболее приемлемый вариант разработки.

К сожалению, отсутствие необходимых программ непосредственно уже в НГДУ не позволило спрогнозировать процесс выработки запасов (расчета дебитов, обводненности, смещения зон повышенной нефтенасыщенности и т.д.) при внедрении предложенных мероприятий.

Несмотря на это, предложенные мероприятия внедрены начиная с декабря 2000 г. Получены первые результаты: обводненность продукции скв. №11072 снизилась на 4% (прирост нефти 4,5 т/сут), наблюдается тенденция в феврале месяце 2001 г. к снижению обводненности на скв. № 18657 и № 6256. По предварительному расчету рост добычи нефти по участку составляет 518 т за прошедшие 3 месяца.

Из всего вышесказанного можно сделать следующие выводы, согласующиеся с предложенной стратегией внедрения и эффективного использования моделирования:

1. Необходимо оснастить НГДУ программами и оборудованием для построения моделей участков нефтяных месторождений и проведения расчетов на прогноз.

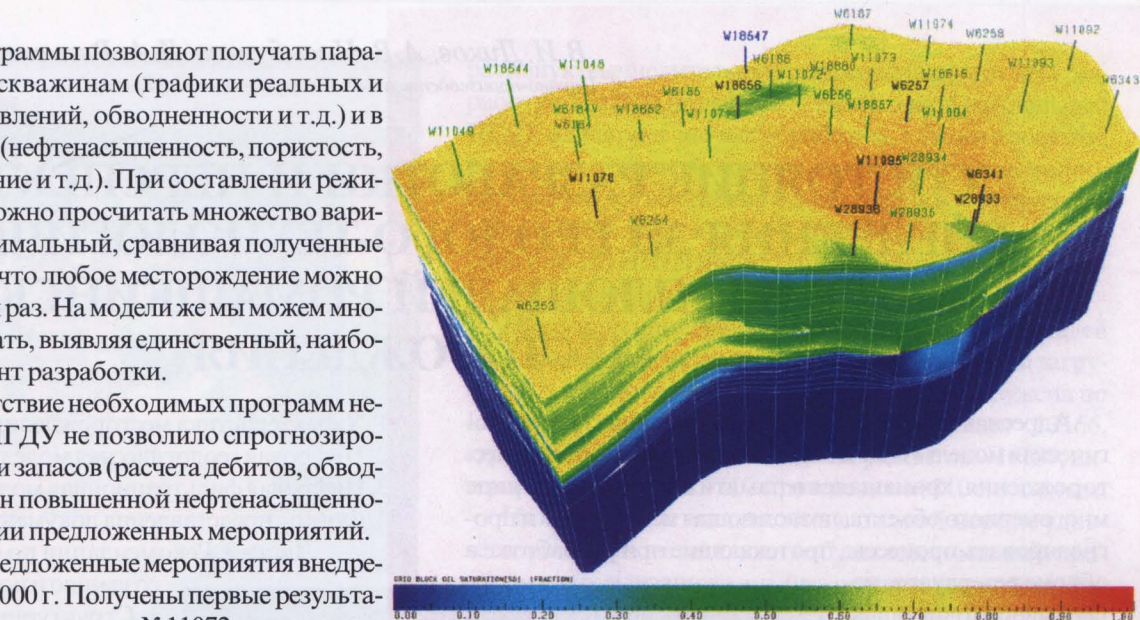


Рис. 1. Общий вид 3D модели северного участка 3-го блока Восточно-Ленинградской площади.

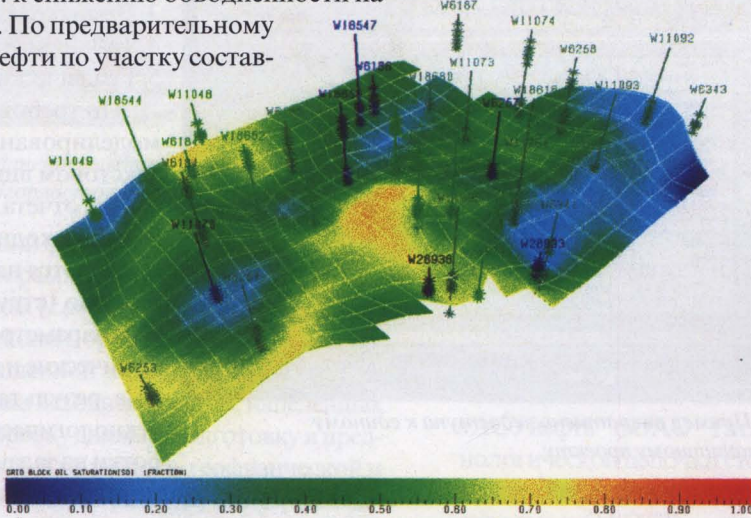


Рис. 2. Карта распределения нефтенасыщенности нижнего слоя пласта "Б3" участка 3-го блока Восточно-Лен

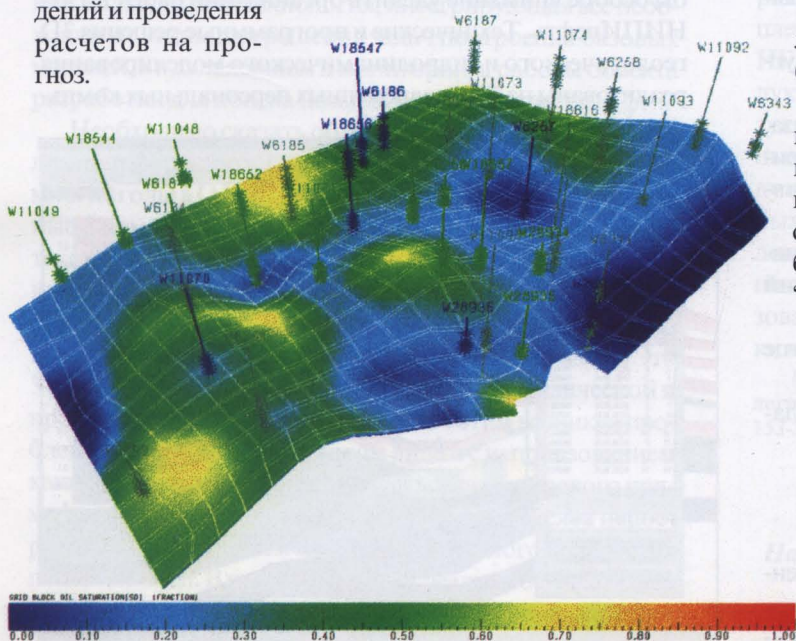


Рис. 3. Карта распределения нефтенасыщенности пласта "В" северного участка 3-го блока Восточно-Ленинградской площади на конец 2000 г.

2. Целесообразно работать с небольшими участками, так как в этом случае сокращается время расчетов, увеличивается степень детализации объекта, повышается возможность принятия более обоснованного решения.

3. Из-за достаточной сложности и широкого спектра возможностей программ необходимо углубленное изучение и разработка методов их эффективного использования в отраслевых научных организациях, равно как и всех параметров, используемых в работе.

4. Необходимо привлечение к работе всех специалистов, знакомых с объектом, для восполнения пробелов в исходной информации и интерпретации.

5. При грамотном использовании возможностей корпоративной сети в ОАО "Татнефть" возможно развитие системы, когда программная часть находится на рабочих местах специалистов НГДУ, где проводятся всевозможные расчеты, а непрерывно пополняемая база данных по всему месторождению находится в "ТатНИПИнефть".

Об авторах:

Хусаинов Васил Мухаметович - главный геолог НГДУ "Азнакаевскнефть".

Гумаров Нафис Фаритович - начальник отдела разработки НГДУ "Азнакаевскнефть".

Шакиров Альберт Вильевич - инженер отдела разработки НГДУ "Азнакаевскнефть".

Сударев Максим Викторович - инженер отдела разработки НГДУ "Азнакаевскнефть".

Латыпов Эдуарт Талгатович - инженер ЦНИПР НГДУ "Азнакаевскнефть".