

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ, ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩАЯ МОДЕЛЬ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В 70–80-е годы на кафедре радиозлектроники Казанского университета была разработана система анализа разработки нефтяных месторождений в условиях заводнения, получившая название “Дифференциальный геолого-промысловый анализ” (ДГПА). Слово “дифференциальный” в названии указывает на то, что, в отличие от традиционного геолого-промыслового анализа, построенного, преимущественно, на анализе средних по исследуемой площади значений геофизических и гидродинамических параметров, в ДГПА делается упор на детальные исследования работы каждой отдельной скважины и примыкающей к ней области пространства (Непримеров, 1978; Непримеров, Шарагин, 1961). В последующие годы методика ДГПА развивалась и уточнялась в процессе доработки ряда участков Ромашкинского месторождения (Отчет НИР КГУ..., 1996; Гаврилов и др., 1997).

А. Дифференциальный геолого-промысловый анализ

ДГПА является предпосылкой к построению посто-

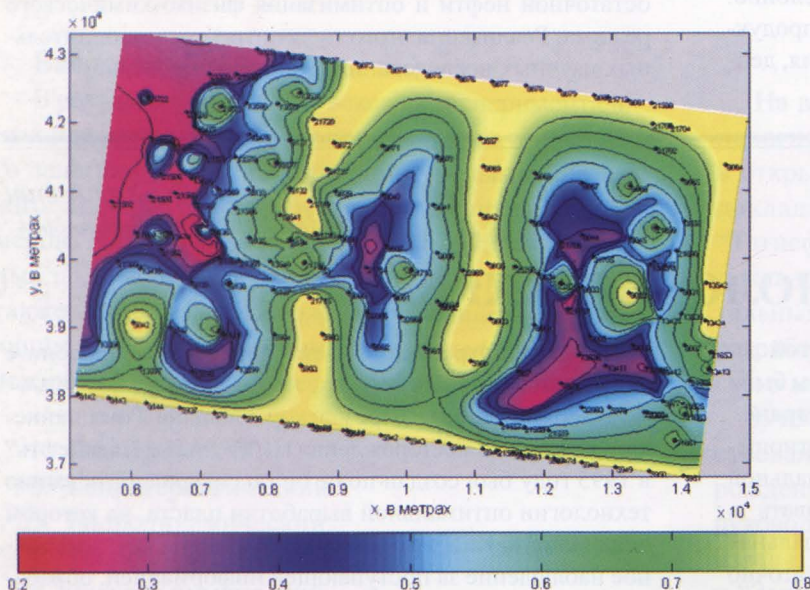


Рис. 1. Расчетное поле текущей водонасыщенности участка Березовской площади.

янно действующей модели (ПДМ) эксплуатируемого месторождения и технологической схемы (ТС) оптимальной разработки этого месторождения и представляет собой последовательность операций, которые можно разбить на 5 этапов:

1. Подсчет геологических запасов нефти объемным методом по геофизическим данным
2. Определение динамики коэффициентов продуктивности скважин в процессе разработки
3. Определение параметров скважин, приведенных к начальным условиям разработки
4. Анализ исторического хода разработки месторождения
5. Пересчет начальных запасов нефти по данным

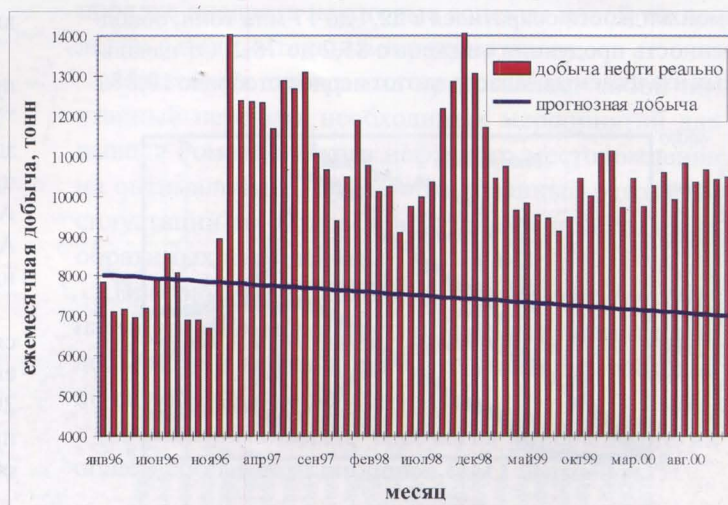
дифференциального анализа.

Рассмотрим эти этапы подробнее.

1. Подсчет геологических запасов нефти объемным методом по геофизическим данным

До начала разработки единственными известными параметрами пласта-коллектора являются данные по расположению скважин на нефтеносной площади и результаты бокового каротажного зондирования. По этим данным описываются “геометрия” залежи, горизонт, направления простираения участка, выклинивания пласта, количество и тип пробуренных скважин, строятся карты местоположения скважин и разбивки площади для подсчета запасов с учетом проектного и реального расположения скважин. Геофизические данные сводятся в таблицы, и по этим данным строятся геологические профили, определяется местоположение пластов отно-

Рис. 2. Сравнение реальной и прогнозной добычи нефти на участке Березовской площади.



сительно ВНК, рассматривается, какие пласты по проекту были введены в эксплуатацию, какие не вводились и не были перфорированы, описывается, какой пласт является основным объектом эксплуатации, делается анализ последующего бурения дополнительных пластов.

На этом этапе параметры пласта в точке, где пробурена та или иная скважина, автоматически распространяются на всю мини-площадь залежи, относящуюся к данной скважине, без каких-либо экстраполяций соответствующих параметров. Площадь участка, подлежащего анализу, разбивается на ряд фигур (многоугольников), в центре которых расположены скважины. Из таблиц выбираются данные по пористости и нефтенасыщенности пласта-коллектора, геометрии и толщине пласта. Первоначально данные используются без учета того, при каких пластовых условиях они получены в необсаженных скважинах, сразу после разбуривания продуктивного горизонта. По полученным данным объемным методом определяют приближенное значение начальных геологических запасов всего участка.

2. Определение динамики коэффициентов продуктивности скважин в процессе разработки месторождения

Источником информации для составления таблиц динамики коэффициентов продуктивности служат карточки учета продукции или соответствующие базы данных, в которых ежемесячно фиксируются количество дней эксплуатации данной скважины и дебиты, а также карточки по исследованию скважин, из которых берутся данные о пластовых и забойных давлениях. Вследствие небольшой точности и недостаточной достоверности этих данных, необходимо провести большой объем работ по "нивелировке" имеющихся значений, исключению ошибок и случайных данных.

На этом этапе также определяют безводный КИН и описывают кривые вытеснения по каждому пласту и пропластку.

Наборы полученных таблиц служат искомым фактическим материалом для проведения следующей стадии анализа разработки участка, в которой в качестве основного параметра используются уже не дебиты, а коэффициенты продуктивности и приемистости скважин.

3. Определение параметров скважин, приведенных к начальным условиям разработки

Переход от дебитов к коэффициентам продуктивности и приемистости скважин позволяет избавиться в первом приближении от влияния депрессии или репрессии на пласт и перейти к параметрам, собственно, системы пласт – скважина. Взяв за параметр удельную (на единицу толщины) продуктивность и приемистость скважин, можно исключить из рассмотрения еще одну величину – толщину пласта. Удельные значения продуктивности и приемистости скважин позволяют более надежно сопоставлять между собой не характеристики скважин, а фильтрационные параметры пласта.

Полученные в ходе первой стадии анализа удельные коэффициенты продуктивности эксплуатационных скважин не являются итоговыми для анализа хода разработки. Для уточнения этих коэффициентов в ходе второй ста-

дии используются установленные в процессе научных исследований экспериментальные зависимости их от времени, депрессии, пластового давления, вызванные, прежде всего, обратимыми и необратимыми деформациями коллекторов. Действительно, проницаемость пласта, его эффективно работающая толщина и приведенный радиус скважины зависят от пластового давления. Поэтому коэффициент продуктивности ведет себя сложным образом. Однако, при анализе промысловых данных вычленивать ту или иную зависимость можно лишь приближенно и только благодаря тому, что эти зависимости сильно отличаются друг от друга.

Поскольку в реальных условиях измеряемыми параметрами являются пластовое и забойное давление, можно построить грубую систему зависимости продуктивности (или дебита) от двух независимых величин, например, депрессии и пластового давления. Вид такой зависимости аппроксимируется функцией двух переменных, которая в самой примитивном случае может быть представлена в виде

$$K(\Delta P, P_{пл}) = K_{ооу} - a \Delta P - b |P_o - P_{пл}| \quad (1)$$

где K – продуктивность, ΔP – депрессия, $P_{пл}$ – пластовое давление, P_o – первоначальное пластовое давление, $K_{ооу}$ – значение "невозмущенной" продуктивности, a , b – параметры описания зависимости проницаемости от давления – $k(P)$. В результате, оказывается возможным сравнение текущих значений продуктивности с приведенными к условиям $P = P_o$ и $\Delta P \rightarrow 0$.

Затем строятся графики временных зависимостей коэффициентов продуктивности, кривые фазовых продуктивностей эксплуатационных скважин по нефти и по воде.

Аналогичные исследования проводятся и по каждой нагнетательной скважине. При этом следует иметь в виду более низкую точность учета расхода нагнетаемой воды по сравнению с фиксацией объемов добычи нефти, поэтому приходится производить дополнительную коррекцию реальных объемов закачки с использованием тщательного анализа динамики давлений и изменений температурного режима.

По результатам 3 этапа ДГПА обычно констатируют, что наивысшие характеристики по всем гидродинамическим параметрам достигаются при эксплуатации месторождения в режиме поддержания пластового давления, близкого к первоначальному (гидростатическому), и выбирают оптимальные (для составления технологической схемы) депрессии, как компромисс между требуемым уровнем отборов и продуктивностью скважин. Так, депрессии выше чем $0.4 P_o$ приводят к существенному росту затрат и уменьшению продуктивности скважин с возможными необратимыми деформациями коллектора. Обычно оптимальные значения депрессий лежат в интервале $0.2 P_o < P < 0.4 P_o$.

4. Анализ исторического хода разработки месторождения

В случае, если на участке относительно долгое время работала разведочная скважина, при проведении ДГПА оценивается изменение геофизических параметров, про-

изошедшее в связи с ее эксплуатацией. Затем прослеживается разработка участка с начала бурения рядов эксплуатационных и нагнетательных скважин. Описываются принципы, в соответствии с которыми осуществлялась разработка в последующие годы, динамика пластовых и забойных давлений, коэффициенты проницаемости и продуктивности, в каких пределах происходило их изменение. Приводится карта продвижения фронтов закачиваемой воды по пластам. Оценивается равномерность продвижения ФНВ. Расчет соотношения вязкостей жидкостей при этом можно сделать, прослеживая динамику обводненности рядов скважин от времени.

По составу фильтрующейся по пласту жидкости прошедшее время разбивают на несколько периодов. Три характерных периода эксплуатации по этому параметру заключаются в следующем: 1) движение чистой нефти; 2) продвижение фронта закачиваемой холодной пресной воды; 3) закачка теплых сточных вод.

Далее рассматриваются скважины, которые были остановлены и ликвидированы вследствие обводненности, указываются периоды, когда было проведено дополнительное бурение, по возможности приводятся карты охлаждения пластов (Непримеров и др., 1968).

5. Пересчет начальных запасов нефти по данным дифференциального анализа

Специально проведенные научные исследования показывают, что как емкостные, так и фильтрационные характеристики пласта-коллектора не остаются неизменными в процессе эксплуатации. В зависимости от изменения внешних воздействий они варьируются в широких пределах: почти обратимо для высокопроницаемых пластов и необратимо с повышением глинистости коллектора.

Получение приведенных ("невозмущенных") коэффициентов продуктивности скважин позволяет разработать методику оценки по фильтрационным параметрам начальных емкостных характеристик пласта, используя цепочку корреляционных зависимостей: удельная продуктивность – проницаемость – пористость – насыщенность. Важным пунктом является связь невозмущенного удельного коэффициента продуктивности с коэффициентом проницаемости пласта. Приводятся корреляционные графики, связывающие значения коэффициентов удельной продуктивности скважин с коэффициентами проницаемости пласта-коллектора. По данным корреляционных графиков заполняется таблица для пересчета начальных запасов нефти на анализируемом участке.

В случае необходимости при анализе используются модели неньютоновской жидкости, модель фильтрации с начальным градиентом сдвига, релаксационная теория для описания нестационарной фильтрации и интерпретации результатов гидродинамических экспериментов (Молокович и др., 1980).

Далее для грубого расчета текущей нефтенасыщенности может быть использован подход, основанный на исследовании трубок тока, ортогональных к линиям изобар, однако в современных условиях целесообразнее использовать численное моделирование фильтрации с относительно мелкой сеткой и последующим созданием постоянно действующей модели пласта.

Б. Создание постоянно действующей модели пласта

Для создания математической модели, позволяющей рассчитать текущее поле нефте(водо)насыщенности и прогнозировать последующую разработку участка при задании различных вариантов изменений дебитов скважин, с 1997г. мы использовали оригинальную программу (Чекалин и др., 1998), в которой численными методами осуществляются расчеты многофазных фильтрационных потоков. Расчеты производятся методом конечных разностей с применением модели Баклея–Левретта.

При разработке модели используются данные геофизических исследований, лабораторных исследований свойств пород и фильтрующихся жидкостей, натуральных измерений фильтрационных параметров пластов, сведения о закачках, отборах и измеренных давлениях за все время эксплуатации, частично, результаты температурных исследований.

В процессе создания модели исследователи неизбежно сталкиваются с проблемами корректности производимых интерполяций, имеющих отдельные значения параметров на всю рассматриваемую площадь, неточности начальных массивов данных, неопределенностью границ участка и т.п. Поэтому важное место занимает процесс согласования (адаптации) модельных параметров и массивов экспериментальных данных. Частично эти проблемы снимаются при проведении ДГПА.

Создание модели производится одновременно с использованием результатов измерений гидродинамических параметров, давлений и обводненностей, полученных посредством применения средств современной компьютерной и измерительной техники в рамках автоматизированной системы контроля выработки пластов (АСК – ВП). Затем осуществляется сравнение расчетных и измеренных значений давлений, водонасыщенности и обводненности, температур, гидропроводности и пьезопроводности в межскважинных интервалах.

В результате мы получаем расчетное поле текущей нефтенасыщенности (см. пример на рис. 1), которое используется при составлении технологической схемы разработки участка.

С. Технологическая схема оптимальной выработки пласта

В основе технологической схемы (ТС) оптимальной выработки пласта лежит принцип "в процессе разработки следует минимизировать отклонения фильтрационных параметров нефтеносных пластов от их значений в начальных условиях залегания". Само составление ТС производится в соответствии с экономическими, технологическими, экологическими и иными условиями эксплуатации месторождений. При этом предварительно производится томография пласта методами фильтрационных волн давления, определяются зависимости продуктивности скважин от депрессий (репрессий) и пластовых давлений. Реализация ТС основана на патенте (Гаврилов и др., 1993).

ТС предполагает разбиение месторождения на объекты, процесс разработки которых будет контролируемым и управляемым; поддержание пластового давления близ-

ЕСТЕСТВОЗНАНИЕ

Микромир Макромир Мегамир

Н.Н. Непримеров

Казань. Изд-во ТаРИХ.
2000. 144с.

ISBN 5-900004-89-9

К концу второго тысячелетия нашей эры, через шестнадцать миллиардов лет после образования Вселенной накопленный человечеством массив информации позволяет воссоздать в первом приближении картину рождения и развития Вселенной. За это время она

прошла путь от линейного микромира с началом отсчета времени к макромиру в трехмерном пространстве с атомно-молекулярной средой в качестве вещества.

Согласно гипотезе автора, наша Вселенная состоит из иерархии десяти систем все большей и большей сложности, каждая из которых возникает при достижении системой определенного размера с возникновением принципиально нового качества – целого, которое отсутствовало у ее составных частей. Последовательное изложение в данной книге этого пути составляет суть естественно-научной картины мира и одновременно является Программой социального наследования, т.е. тем основным объемом знаний, которое человеческое общество должно передавать очередному поколению людей, вступающих в жизнь и обеспечивающих дальнейший прогресс в развитии Вселенной.

Конструкция Вселенной

Н.Н. Непримеров, Б.Я. Земляной

Казань. Изд-во КГУ. 2001. 144 с.
ISBN 5-7464-0650-3

Эта книга является научно-популярным изложением новой гипотезы рождения и развития Вселенной, описанной в книгах Н.Н. Непримерова «Мироздание» и «Естествознание». Предназначена преподавателям школ и вузов, выпускникам средних школ, студентам.

«Учитывая сложившуюся в мире сильную дифференциацию наук и большой разрыв между естественно-научным и гуманитарным образованием и образом мышления, возникла необходимость перевода строго физико-математического изложения в научно-популярную форму, доступную широким массам, т.е. для того, чтобы с общими идеями могли ознакомиться как можно большее число людей...» (Н.Н. Непримеров)

ким к начальному гидростатическому; выбор депрессий и репрессий, позволяющий, с одной стороны, поддерживать требуемые темпы отбора и закачки, а с другой, – не приводящий к существенному снижению продуктивности и гидропроводности; управление фильтрационными потоками, при этом желательнее, чтобы число нагнетательных скважин было не меньше числа эксплуатационных; проведение мероприятий по увеличению приведенного радиуса скважин с возможностью использования фонтанного способа эксплуатации; реализацию разработки в режиме постоянных дебитов или (реже) постоянных давлений; осуществление закачки таким образом, чтобы не происходило существенного снижения температуры пласта, а физико-химический состав рабочего агента был бы сходен с параметрами реликтовой воды; контроль всего процесса разработки методом фильтрационных волн давления.

Расчет различных вариантов разработки осуществляется на основе ПДМ. Следует подчеркнуть, что варианты разработки составляются с учетом геофизических и гидродинамических параметров межскважинных интервалов и околоскважинного пространства каждой отдельной скважины. Соответственно значения дебитов (или давлений) при прогностических расчетах задаются индивидуально по каждой скважине.

При необходимости производится реконструкция технологической инфраструктуры, затем в процессе разработки реализуется непрерывный гидродинамический контроль на базе АСК-ВП.

Практическое использование вышеописанной схемы: ДГПА-ПДМ-ТС было успешно произведено в 90-е годы прошлого века на ряде участков Ромашкинского месторождения в НГДУ «Альметьевнефть», «Азнакаевскнефть», «Заинскнефть» ОАО «Татнефть».

В результате, например, на участке Березовской площади в 1996 – 2000 гг. ежемесячная добыча нефти увеличилась на 30 – 40% по отношению прогнозируемому уровню, что показано на рис. 2, где приведена диаграмма ежемесячной добычи нефти с 1996 г.

Литература

Гаврилов А.Г., Непримеров Н.Н., Панарин А.Т., Штанин А.В. Патент РФ № 2099513 «Способ выработки нефтяного пласта». 1993.

Гаврилов А.Г., Овчинников М.Н., Штанин А.В., Панарин А.Т. Актуальные вопросы использования гидродинамических методов контроля и увеличения нефтеотдачи пластов. Труды научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения. Бузульма. 25-26 ноября, 1997. 125-128.

Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пикуза В.И., Штанин А.В. Релаксационная фильтрация. Казань. Казанский университет. 1980. 136.

Непримеров Н.Н. Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. Казанский университет. 1978. 216.

Непримеров Н.Н., Марков А.И., Пудовкин М.А. Особенности теплого поля нефтяного месторождения. Казань. Казанский университет. 1968. 164.

Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Казанский университет. 1961. 178.

Отчет НИР КГУ. Оптимизация гидродинамического режима разработки участка пласта Березовской площади. Казань, КГУ. 1996. 241.

Чекалин А.Н., Овчинников М.Н., Прошин Ю.Н. Программа для ЭВМ: «Программа расчетов многофазных фильтрационных потоков в водонефтяных пластах (COFOIL)», СВИДЕТЕЛЬСТВО РОСАПО № 980455. 1998.