

МУЛЯВИН СЕМЕН ФЕДОРОВИЧ

**Исследование и регулирование процессов
разработки нефтяных месторождений с учетом
гравитационного разделения флюидов
в пластах большой мощности**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2004 г.

Работа выполнена в Открытом акционерном обществе «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности» (ОАО «СибНИИНП»)

Научный руководитель	- доктор технических наук, профессор, Медведский Родион Иванович
Официальные оппоненты:	- доктор физико-математических наук, профессор, Федоров Константин Михайлович
	- кандидат технических наук, Кряквин Александр Борисович
Ведущая организация	Открытое акционерное общество «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Защита состоится 25 декабря 2004 г. в 9⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625000, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 24 ноября 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
д-р техн. наук, профессор



В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Отличительной чертой современного развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса является переход значительного числа крупнейших и больших месторождений в стадию падающей добычи нефти и роста обводненности продукции.

В этих условиях существенное значение приобретает математическое моделирование процесса разработки с целью определения структуры остаточных запасов нефти, формирования комплекса геолого-технологических мероприятий по довыработке остаточных запасов.

Проблемам моделирования процесса разработки нефтяной залежи посвящен целый ряд работ таких известных авторов, как Ю.П. Борисов, Б.Ф. Сазонов, М.Л. Сургучев, Ю.П. Желтов, А.П. Крылов, В.С. Ковалев, В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский, М.Л. Саттаров, А.П. Телков, Ю.Е. Батурин, Р.И. Медведский, М.И. Максимов, А.К. Курбанов, Г.А. Атанов, В.М. Ревенко, В.Н. Николаевский, В.Н. Щелкачев, Д.А. Эфрос, М. Маскет и др.

Выбор метода построения модели нефтяного пласта зависит от качества и полноты исходной информации о геологическом строении пласта, физических свойств фильтрующихся жидкостей и пористой среды, текущей промысловой информации; основывается на необходимой в каждом конкретном случае точности расчетов, имеющейся в распоряжении вычислительной технике, времени моделирования и др.

За последние годы в постановке и решении прямых многомерных многофазных задач теории фильтрации достигнут большой прогресс. Однако, что касается анализа разработки, настройки фактических показателей разработки месторождений, т.е. решения задач идентификации, определения или уточнения коллекторских свойств пласта на основе фактических данных исследований и эксплуатации скважин (называемые обратными задачами), то здесь достигнутые результаты менее впечатляющие. Причем, как правило, обратные задачи являются некорректными, что существенно осложняет их

решение. И вот в этом направлении продолжают играть огромную роль нульмерные, одномерные и квазидвумерные задачи для определения параметров модели. Яркий пример – метод материального баланса для определения объема притока законтурной воды.

Как известно, гравитационные силы оказывают влияние на пласт любой мощности. Однако оно становится более заметным для пластов большой мощности. Если при построении модели «тонкого» пласта гравитационной составляющей можно пренебречь, то при рассмотрении пластов толщиной более 10 м (особенно в межскважинном пространстве) гравитационная составляющая становится сопоставимой с гидродинамической.

Предложенный подход рекомендуется использовать как на начальном этапе разработки месторождения, так и на этапе доработки месторождения. Используя всю накопленную интегральную информацию по месторождению, можно учитывать наличие окон слияния, определять наиболее вероятное нахождение невыработанных по толщине пропластков, наметить мероприятия по довыработке остаточных запасов.

Цель работы

Определение структуры и механизма довыработки остаточных запасов нефти для увеличения нефтеотдачи пластов на основе разработанной математической модели и программного обеспечения путем построения гидродинамической модели пласта с учетом гравитационной составляющей фильтрационных потоков, геологического строения пласта и результатов разработки месторождения.

Основные задачи исследования

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи.

1. Показать, что для пластово-сводовых залежей в чистонефтяной зоне с внутриконтурным заводнением первоочередной прорыв воды тяготеет к подошве пласта.

2. Разработать математическую модель с учетом гравитационных сил в пластах большой мощности, основанную на вероятностно-статистической геологической модели, с учетом окон слияния и различия плотностей нефти и воды.

3. Разработать алгоритм подбора вертикальной проницаемости в предложенной модели слоистого пласта с учетом гравитационных сил для моделирования окон слияния;

- разработать алгоритм определения профильного и площадного размещения зон остаточных запасов нефти с учетом имеющихся локальных впадин и куполов на структуре пласта с применением предложенной модели и характеристик вытеснения - универсального закона падения добычи нефти, предложенного Р.И. Медведским.

4. Предложить новую технологию - способ разработки месторождения (залежи), учитывающий структурное строение пласта.

5. Опробовать гидродинамическую модель для определения профильной структуры запасов на промысловых данных, разработать программу мероприятий по скважинам и реализовать ее на Северо-Пямалияхском и Муравленковском месторождениях.

Научная новизна

В диссертационной работе получены следующие научные результаты:

1. Показано, что в чистонефтяной зоне пласта большой мощности с внутриконтурным заводнением происходит гравитационное разделение нефти и воды с опережающим продвижением воды по подошве пласта. Гравитационное разделение нефти и воды происходит за короткое время, сравнимое со временем разработки месторождения. Теоретически обоснована и расширена область использования геолого-статистического разреза для учета интегрального эффекта от вертикальных перетоков нефти и воды через окна слияния между пропластками и пластами.

2. Научно обоснована математическая модель с учетом гравитационных сил в пластах большой мощности, основанная на вероятностно-статистической

геологической модели. Она позволяет описывать процесс фильтрации нефти и воды в слоистом пласте при наличии окон слияния, с учетом вертикального перетока между пропластками под воздействием гравитационных сил. Данная модель является обобщением модели слоистого пласта. В ней заложена возможность адаптации геологических параметров пласта по промышленным данным, а также по данным промысловой геофизики. Данный подход позволил предложить способ разработки месторождения, учитывающий локальные впадины и купола на структуре пласта.

3. Разработан и предложен алгоритм определения профильной и плоскостной структур залегания остаточных запасов с учетом имеющихся локальных впадин и куполов с целью выбора первоочередных мероприятий по интенсификации выработке остаточных запасов нефти.

Практическая ценность исследований

Описанная в данной диссертационной работе модель объясняет часто наблюдаемое явление первоочередного обводнения подошвенной части пласта, которое подтверждается результатами исследований в контрольных скважинах.

На основе обобщения существующих моделей слоистого пласта, учета окон слияния, различия плотностей нефти и воды предложена математическая модель слоистого пласта, в которой вводится действие гравитационных сил. Данная модель служит для более полного понимания процессов, происходящих в пласте.

Разработан алгоритм подбора вертикальной проницаемости в предложенной модели слоистого пласта с учетом гравитационных сил для моделирования окон слияния, что позволяет определить наиболее вероятное распределение остаточных запасов нефти и невыработанных пропластков. Она реализована в виде программного продукта, имеющего современный, удобный пользовательский интерфейс. Разработанная программа «FiltrG» реализует предложенную методику на ПЭВМ и позволяет:

- использовать результаты расчетов для обоснования параметров при моделировании технологий выработки запасов на многомерных моделях, а

также для разработки геолого-технологических мероприятий на скважинах, причем по интервалам пласта;

- вести научно-исследовательскую и практическую работу с целью уточнения структуры остаточных запасов нефти пласта с максимальным учетом фактических промысловых данных;

- использовать результаты моделирования при анализе процессов заводнения по скважинам при обосновании мероприятий по регулированию, интенсификации разработки и выработки остаточных запасов нефти на месторождениях.

Результаты моделирования легли в основу изобретения 2225941 РФ «Способ разработки нефтяной залежи», которое апробировано на Северо-Пямалияхском месторождении.

Результаты работы использованы в проектных работах для оценки величины остаточных запасов нефти и их профильной и плоскостной структуры, для разработки программы геолого-технологических мероприятий на ряде месторождений Ноябрьского региона. При реализации мероприятий получена дополнительная добытая нефть.

Внедрение результатов исследования

Результаты используются в ОАО «СибНИИНП» при выполнении проектных работ, анализов разработки и технологических схем: отчеты о НИР «Программа геолого-технологических мероприятий и обоснование уровней добычи нефти на месторождениях ОАО Сибнефть на период до 2005 года», 1997 г; «Анализ разработки Пограничного месторождения», 2001 г; «Технологическая схема разработки Северо-Пямалияхского месторождения», 2001 г. и другие.

Апробация работы

В основу диссертационной работы положены результаты исследований, полученные автором в период с 1983 по 2003 гг., за время работы в ОАО «СибНИИНП».

Отдельные положения и выводы докладывались на: Всероссийской научно-практической конференции «Новые технологии в проектировании разработки и добыче нефти на месторождениях Западной Сибири» (г. Тюмень, 1997 г.); Российской конференции «Тепловые методы воздействия» (г. Шепси, Краснодарский край, 1997 г.); Российской научной конференции «Пути повышения уровней добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» (г. Ноябрьск, 1997 г.); Всероссийской научно-практической конференции «Тюменская нефть - вчера и сегодня» (г. Тюмень, 1997 г.); научно-практической конференции, посвященной 25-летию ОАО «СибНИИ НП» (2000 г.); Международной конференции, посвященной 40-летию ТюмГНГУ «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе» (2003 г.); совещаниях Территориальных комиссий по разработке Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов.

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 24 статьи в рецензируемых изданиях, запатентовано одно изобретение.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения и списка использованных источников. Работа изложена на 110 страницах машинописного текста, включая 2 таблицы и 57 рисунков. Список использованных источников включает 77 наименований.

Автор считает своим долгом выразить благодарность сотрудникам: Р.М. Курамшину, А.В. Бякову, А.А. Телишеву, В.П. Нефедовой, Н.И. Кузьминой, В.И. Леонову, Н.А. Ведерниковой, О.А. Баженовой и другим сотрудникам.

Своему научному руководителю Р.И. Медведскому автор приносит глубокую признательность и благодарность.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность работы, сформулирована цель и основные задачи, решаемые в диссертации.

В первом разделе говорится о том, что при создании вероятностно-статистической модели пласта ставят в соответствие некоторый гипотетический пласт с такими же вероятностно-статистическими характеристиками, как и у реального пласта.

Геолого-статистический разрез пласта (ГСР) по песчаности представляет собой кривую вероятности появления коллектора по палеоглубине продуктивного горизонта, построенную по данным разрезов скважин, расположенных на изучаемой площади.

Однако существует возможность учета взаимовлияния и взаимодействия пропластков между собой. Данный факт позволяет ввести ГСР по вертикальной проницаемости, определяемой по керновым данным.

Если пропластки имеют песчаность более 0,3 д.ед., то подключаются низкопроницаемые пропластки. Фактически это означает, что закачиваемая вода проникает, перетекает в эти пропластки за счет своего веса, за счет наличия окон слияния и вытесняет нефть.

Вводя ГСР по вертикальной проницаемости, мы расширяем возможности вероятностно-статистической модели и учитываем интегральный эффект от вертикальных перетоков нефти и воды, а также окон слияния между пропластками. В качестве геологической модели пласта (участка, скважины) можно использовать реальный разрез скважины, ГСР по участку или их комбинацию, что позволяет учитывать особенности геологического строения пласта.

Во втором разделе рассматриваются основные модели вытеснения нефти водой.

Ниже рассмотрены основные модели и некоторые их модификации, применяемые сегодня при проектировании разработки нефтяных месторождений:

- модель Баклея-Леверетта;
- модель Стайлса (слоистая I);
- модель Дикстра и Парсонса (слоистая II);
- модель вертикального равновесия (К.Х. Коутс и И.А. Чарный).

Прогноз добычи нефти и воды по модели Баклея-Леверетта

описывается уравнением

$$-qf'(\sigma)\frac{\partial\sigma}{\partial x} = mA\frac{\partial\sigma}{\partial t}, \quad (1)$$

где m – пористость, A – площадь сечения, σ – водонасыщенность, q – дебит жидкости, $f(\sigma)$ – функция Баклея-Леверетта (доля воды в потоке), t – время.

Основные предположения модели следующие:

1. Пласт однородный;
2. Вытеснение фронтальное;
3. $q_n = q(t) \cdot f(\sigma)$ - дебит нефти.

Таким образом, модель Баклея-Леверетта несмешивающего вытеснения нефти и воды применяется для однородного пласта, тогда как большинство пластов имеет ярко выраженное слоистое строение.

Модель Стайлса, предложенная в 1948 г. и усовершенствованная Б.Ф. Сазоновым и В.С. Ковалевым, является первой попыткой учета изменчивости проницаемости в пласте в вертикальном направлении.

Стайлс разработал приближенный метод расчета нефтеотдачи и водосодержания в нефтяной продукции из систем с послойной проницаемостью и принял следующие допущения:

- линейность геометрии течения;
- пропорциональность расстояния поступательного перемещения фронта вытеснения в любом слое абсолютной проницаемости породы коллектора;
- отсутствие вертикального или межслойного перетока между слоями;
- поршневое вытеснение нефти водой;
- одинаковую вязкость нефти и воды;

- суммарный дебит постоянен.

Таким образом, в методе Стайлса ограничивающим допущением является отсутствие вертикального перетока между слоями, тогда как фактические материалы разработки говорят об обратном.

Дикстра и Парсонс предложили следующее решение данной задачи, усовершенствованное В.П. Майером. В отличие от Стайлса они учли различие вязкости воды и нефти. Однако было принято, что перепад давления Δp между нагнетательной и добывающей галереями не изменяется во времени.

В итоге имеем уравнение для определения движения фронта $x(t)$ в пропластке

$$m \cdot b \cdot h \frac{dx}{dt} = \frac{k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu_w x + \mu_o (L - x)}, \quad x(0) = 0, \quad (2)$$

где L – длина пропластка, μ_w и μ_o – вязкости воды и нефти, k – проницаемость, b – ширина галереи, h – высота пропластка.

Таким образом, модель слоистого пласта учитывает его слоистое строение. При этом в каждом пропластке вытеснение поршневое, а между пропластками отсутствуют перетоки.

Модель вертикального равновесия (К.Х. Коутс, И.А. Чарный и др.) предполагает прорыв закачиваемой воды по подошве однородного пласта и постепенное заводнение его снизу вверх. Принимается, что вертикальная проницаемость пласта равна бесконечности. При этом равновесие флюидов в вертикальном направлении устанавливается мгновенно, т.е. давление в каждом поперечном сечении потока распределено гидростатически. В трубках тока компоненты скорости, перпендикулярные подошве пласта, равны нулю, а параллельные распределены равномерно по сечению потока.

Для горизонтального пласта нелинейное дифференциальное уравнение в частных производных имеет вид

$$-\frac{k}{\mu_b} \frac{\partial}{\partial x} \left[y \frac{q(t) - \frac{k \cdot (1-y)}{\mu_n} \Delta \gamma \frac{\partial y}{\partial x}}{\frac{k y}{\mu_s} + \frac{k \cdot (1-y)}{\mu_n}} \right] = m \frac{\partial y}{\partial t}, \quad (3)$$

где y – толщина пласта, занятая водой, $\Delta \gamma = \gamma_s - \gamma_n$ – разность плотностей воды и нефти. Это уравнение имеет автомодельное аналитическое решение в частных случаях.

Хотя эта модель учитывает гравитационные силы, однако преобладающими факторами являются гидродинамическая составляющая и вязкость жидкости. Время прорыва воды очень мало, что расходится с фактическими данными, так как решение имеет неустранимую особенность в начальный момент времени ($y \approx \frac{1}{\sqrt{t}}$). Недостатки модели: не учитывается слоистость пласта и отсутствуют перетоки в трубках тока.

В третьем разделе описываются основные фактические данные влияния гравитационных сил.

Гравитационное расслоение флюидов изучают уже давно. Еще в 1933 г. Викофф и другие пришли к выводу, что из-за более высокой плотности закачиваемая вода будет в основном продвигаться по нижней части пласта. Это особенно характерно для однородного пласта.

Для слоистых систем без перетоков преобладает гидродинамическая составляющая. Однако при наличии связи между пропластками получено, что коэффициенты охвата и извлечения нефти находятся между значениями коэффициентов охвата и нефтеотдачи для однородных пластов и многопластовых систем без гидродинамической связи между пропластками.

Гравитационное расслоение воды и нефти сыграло решающую роль в формировании залежей нефти. Однако недостаточно известно, что оно может проявиться и в течение короткого времени, сравнимого со временем разработки залежи.

Это отметил советский ученый В.Н. Щелкачев для пластов платформенного типа с обширной водонефтяной зоной, разрабатываемых на естественном режиме.

Но как показывают фактические данные разработки месторождений в Западной Сибири, это справедливо и для пластово-сводовых залежей в чистонефтяной зоне с внутриконтурным заводнением. Причем разделение нефти и воды происходит за короткое время, сравнимое с временем разработки месторождения. Вода тяготеет к подошве пласта и тонет в нефти, вследствие чего вода прорывается именно по подошве пласта.

Этот факт подтверждается результатами большого количества промысловых исследований по месторождениям Западной Сибири.

На рисунке 1 приведены результаты исследования текущей насыщенности пласта методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения в скв. 4524. Хорошо видно, что заводнение происходит по подошве пласта, а затем - снизу вверх.

Анализируя имеющиеся факты, основные предпосылки к исследованию влияния разности плотностей воды и нефти на процесс фильтрации можно сформулировать следующим образом:

- упомянутая выше простота одномерных моделей, которые обходятся минимальным числом параметров, игнорируя и такой естественный фактор, как разность плотностей нефти и воды;
- учет гравитационной составляющей в модели вертикального равновесия приводит к сложным дифференциальным уравнениям;
- практический опыт, имеющийся у нефтяников, говорит о том, что в пластах большой мощности первыми, как правило, обводняются нижние пропластки.

В работе обобщено известное дифференциальное уравнение, описывающее процесс вытеснения в i -м пропластке

$$\frac{h_i \cdot k_i \cdot (P_k - P_c)}{\mu_n \cdot x_i + \mu_o \cdot (L - x_i)} = b \cdot h_i \cdot m_i \cdot S_{nn} \cdot \frac{dx_i}{dt}, \quad i=1, n. \quad (4)$$

где h_i , k_i , m_i – толщина, проницаемость и пористость i -го пропластка, S_{nn} – нефтенасыщенность, P_k – давление на контуре, P_c – давление на забое скважины.

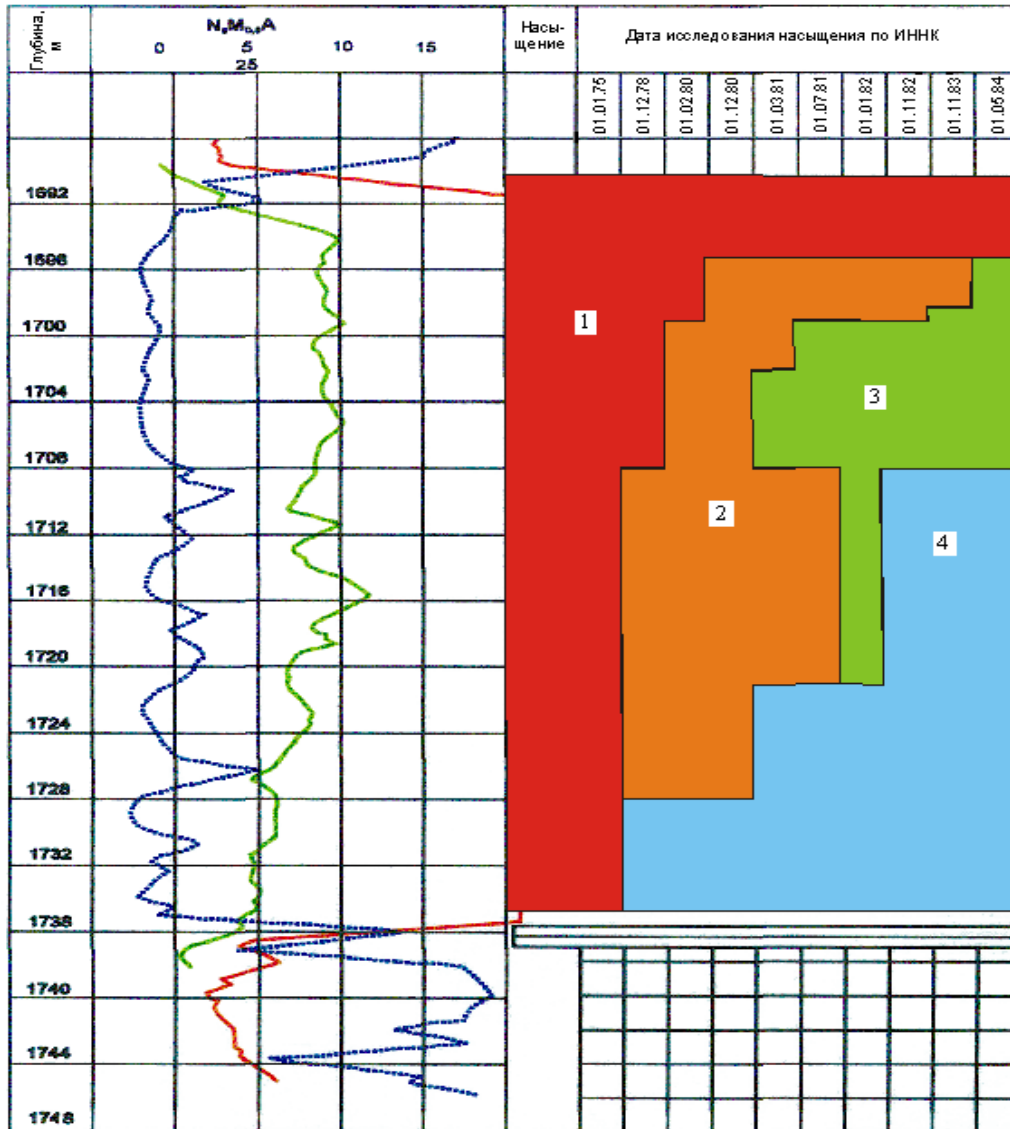


Рисунок 1 - Динамика заводнения пласта и выработки запасов нефти по данным ИННК в скв. 4524 чистонефтяной зоны объекта АВ_{4,5}: 1 – нефтенасыщенный интервал; 2 – интервал, где идет выработка; 3 – интервал, заводненный минерализованной водой; 4 – интервал, заводненный закачиваемой (пресной) водой.

Первое нововведение связано со значением перепада давления, имеющим место в левой части выражения. Для определения истинного перепада давления в пропластке необходим учет веса столба воды в зоне нагнетания и веса столба жидкости в зоне отбора, что соответствует модели И.А. Чарного и К.Х. Коутса:

$p_k(h) = P_k + \gamma_s \cdot h$; $p_c(h) = P_c + \gamma_{жс} h$, где $\gamma_{жс}$ – плотность жидкости, p_k , p_c – давление на контуре, на забое скважины на кровле пласта.

Второе нововведение касается разности плотностей фильтрующихся жидкостей и различия фронтов вытеснения в пропластках. Следствием действия силы тяжести и капиллярных сил являются вертикальные перетоки между соседними пропластками. В этом случае тяжелая фаза (вода) под действием гравитационных сил тонет в более легкой фазе (нефти) и, соответственно, более легкая фаза всплывает в тяжелой.

Поскольку сила тяжести имеет вертикальное направление, она не влияет на горизонтальные компоненты скорости фильтрации, а воздействует только на вертикальную составляющую.

Таким образом, для пропластка с номером i определены два вертикальных дебита (возможно нулевых): $Q_{z_{i-1}}$ и Q_{z_i} . Первый из них определяет количество воды, которая перетекает из верхнего пропластка в данный, а второй – количество воды, тонущей в нижнем

$$Q_{z_i} = \begin{cases} \frac{S \cdot k_{zi} \cdot \Delta \gamma \cdot \cos \alpha}{\mu_n + \mu_s}, & \text{при } x_{i+1} < x_i; \\ 0, & \text{при } x_{i+1} \geq x_i, \end{cases} \quad (5)$$

где $S = b \cdot |x_{i+1} - x_i|$ – площадь фильтрации между двумя соседними пропластками i и $(i+1)$; α – угол наклона пласта, k_{zi} – вертикальная проницаемость i -го пропластка.

В формулу (5) не входит перепад давления между пропластками. Его аналогом является разность удельных весов фильтрующихся фаз.

Дополним уравнение (4) выражением для вертикального перетока, формула (5) и получим систему, которая позволяет описать процесс вытеснения в слоистом пласте с учетом гравитационных сил

$$Q_{z_{i-1}} + \frac{h_i \cdot k_i \cdot \Delta p_i}{\mu_n \cdot x_i + \mu_s \cdot (L - x_i)} - Q_{z_i} = b \cdot h_i \cdot m_i \cdot S_{mn} \cdot \frac{dx_i}{dt}, \quad i = 1, n-1. \quad (6)$$

Краевые условия: $x_i(t_0) = 0$, $Q_{z_0} = Q_{z_n} = 0$. Это и есть слоистая модель с учетом гравитационных сил.

Таким образом, предложенная модель

- учитывает вероятностно-статистическое геологическое строение пласта;
- учитывает фактическую динамику добычи нефти и жидкости;
- имеет минимальное среднеквадратичное отклонение от факта;
- позволяет оценить и спрогнозировать динамику добычи нефти на перспективу.

В четвертом разделе приведены практические результаты. В подразделе 4.1 описывается «Изобретение способа разработки нефтяной залежи». На основе полученных теоретических результатов предложен следующий способ максимальной выработки запасов нефти залежи.

Способ разработки нефтяной залежи (рисунок 2) включает разбуривание залежи добывающими и нагнетательными скважинами, осуществление в два этапа перфорации продуктивного пласта в добывающих скважинах, закачку воды через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины. В соответствии с сеткой размещения добывающих скважин определяют положение забоев добывающих скважин в зоне локального купольного поднятия или в зоне локальной впадины. Причем на первом этапе при попадании забоя добывающей скважины в зону локальной впадины производят перфорацию добывающей скважины в интервале подошвенной части продуктивного пласта, а при попадании забоя добывающей скважины в зону локального купольного поднятия производят перфорацию добывающей скважины во всем интервале толщины продуктивного пласта. На втором этапе производят перфорацию кровельной части продуктивного пласта в добывающих скважинах, расположенных в зоне локальной впадины, при достижении их обводненности до 50 % и выше. При этом в добывающих скважинах, расположенных в зоне локального купольного поднятия, изолируют подошвенную часть продуктивного пласта.

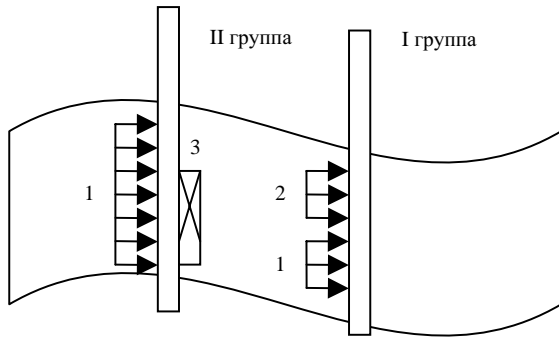


Рисунок 2 - Способ разработки нефтяной залежи: I группа скважин расположена в зоне локальной впадины; II группа скважин расположена в зоне локального купола; 1 – перфорация; 2 – дострел; 3 – изоляция.

На способ разработки нефтяной залежи получен патент 2225941 РФ.

В подразделе 4.2 описываются практические результаты разработки и проведения ГТМ на месторождениях ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз».

На рисунке 3 приведены результаты моделирования расчетного участка пласта БС₁₁ Муравленковского месторождения на различных моделях: слоистая, вертикального равновесия, слоистая с учётом гравитационных сил, а также фактические показатели разработки в координатах «обводненность - накопленная нефть».

Слоистая модель имеет большой безводный период, а затем резкое обводнение. Для модели гравитационного равновесия характерен быстрый прорыв воды по подошве пласта.

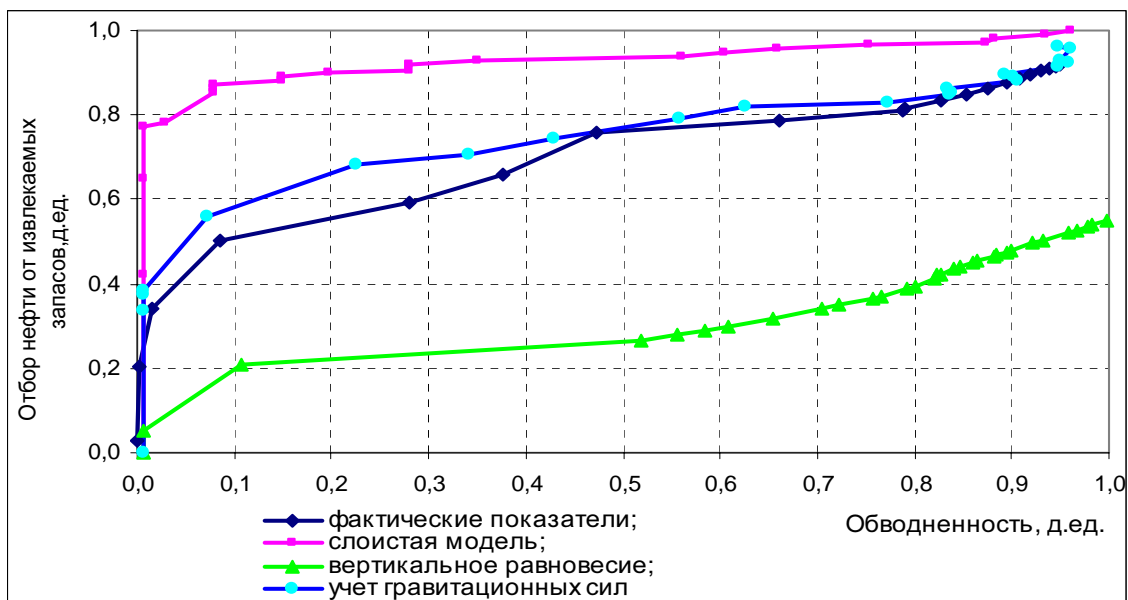


Рисунок 3 – Характеристики вытеснения участка 3 Муравленковского месторождения

В слоистой модели с учетом гравитационных сил с высокой степенью

точности восстанавливается история разработки (рисунок 3) путем варьирования значений начального положения фронта воды в пропластках и подбора величины анизотропии пласта (в данном примере она составляет 3,3 % от горизонтальной).

На основе разработанной программы геолого-технологических мероприятий на Муравленковском месторождении за период 1996-1998 гг. было реализовано 96 мероприятий. Дополнительная добыча нефти составила 52,8 тыс.т.

На Северо-Пямалияхском месторождении в период 1999-2000 гг. были реализованы переводы скважин в соответствии с намеченной программой. Всего выполнено 6 переводов скважин. Дополнительная добыча составила 22,6 тыс. т.

Таким образом, практическими результатами рассматриваемой работы являются:

- изобретение способа разработки нефтяной залежи;
- реализация программы переводов скважин на Северо-Пямалияхском месторождении. Эффективность составляет 22,6 тыс.т дополнительно добытой нефти;
- реализация геолого-технологических мероприятий на Муравленковском месторождении с дополнительной добычей 52,8 тыс. т нефти.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Предложена модель, позволяющая описать явление первоочередного обводнения подошвенной части пласта, подтверждаемое результатами исследований в контрольных скважинах. При этом гравитационное разделение нефти и воды происходит за короткое время, сравнимое со временем разработки месторождения.

2. Расширена информативность геолого-статистического разреза за счет включения вертикальной проницаемости для учета гравитационной составляющей фильтрационных потоков.

3. Разработана математическая модель с учетом гравитационных сил для пластов большой мощности, основанная на вероятностно-статистической модели пласта. При этом известная ранее модель слоистого пласта является предельным случаем предложенной при $K_z = 0$, а модель вертикального равновесия - при $K_z = \infty$.

4. Предложен алгоритм определения структуры остаточных запасов нефти по профилю и площади заводненного пласта, который позволяет разработать геолого-технологические мероприятия по скважинам и интервалам пласта для довыработки остаточных запасов нефти с целью увеличения нефтеотдачи пластов.

5. Предложен и запатентован способ разработки месторождения (Пат. 2225941 РФ), учитывающий локальные впадины и купола на структуре пласта, а также позволяющий использовать механизм гравитационного разделения для увеличения нефтеотдачи пластов.

6. Рекомендуется использовать разработанную модель на практике для:

- настройки параметров по фактическим данным добычи нефти и жидкости по объекту или участку пласта для определения структуры остаточных запасов нефти;

- планирования конкретных геолого-технологических мероприятий по скважинам и по интервалам пласта.

7. Эти рекомендации применены при регулировании разработки ряда месторождений Ноябрьского района: Муравленковского, Северо-Пямалияхского и других, где была разработана программа геолого-технологических мероприятий.

Эффективность мероприятий на Северо-Пямалияхском месторождении составила 22,7 тыс.т дополнительно добытой нефти. При реализации геолого-

технологических мероприятий на Муравленковском месторождении получена дополнительная добыча 52,8 тыс. т нефти.

Основные положения диссертационной работы изложены в следующих публикациях:

1. Мулявин С. Ф., Бяков А.В. Учет гравитационных сил в профильной задаче //В сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИНП».-1995.- С. 57-62.

2. Мулявин С. Ф., Бяков А.В. Учет гравитационных сил в радиальной задаче //В сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИНП».-1996.- С. 39-40.

3. Мулявин С.Ф., Бяков А.В. Методы расчёта относительных фазовых проницаемости и их применение при проектировании разработки Суторминского месторождения //Изв. вузов. Нефть и газ.- Тюмень, ТюмГНГУ.- 1997.- № 6.- С. 90.

4. Бяков А.В., Мулявин С.Ф. Опыт применения метода характеристик и его обобщение //Изв. вузов. Нефть и газ.- Тюмень, ТюмГНГУ.- 1997.- № 6.- С. 77.

5. Бяков А.В., Мулявин С.Ф., Нефёдова В.П. Проблемы моделирования и оценка структуры остаточных запасов нефти на примере Суторминского месторождения //Изв. вузов. Нефть и газ.- Тюмень, ТюмГНГУ.- 1997.- № 6.- С. 78.

6. Блох А.С., Кондратюк А.Т., Мухаметзянов Р.Н., Типикин С.И., Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф. Состояние разработки и пути стабилизации добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» //Нефтяное хозяйство. - 1997.- № 12.- С. 33-35.

7. Курамшин Р.М., Леонов В.И., Мулявин С.Ф., Бяков А.В. Методика, идентификации параметров и проблемы создания постоянно действующих

адресных геолого-технологических моделей //Нефтяное хозяйство.- 1998.- № 5.- С. 51-58.

8. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Нефёдова В.П., Макуров А.Д. Алгоритм оценки величины остаточных запасов нефти на примере пласта БС₁₀² Суторминского месторождения //В сб. науч. тр.: «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005 гг.» (Материалы конференции, г. Ноябрьск).- М.: ВНИИОЭНГ, 1998.- С. 300-308.

9. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Антипин М.А. Динамическая модель в характеристиках вытеснения //В сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИИП».- 1998.- С. 42-47.

10. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Чебалдина И.В. Обобщение зависимостей, применяемых для оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов и геолого-технологических мероприятий //Нефтепромысловое дело.- 1998.- № 11-12.- С. 11-12.

11. Кондратюк А.Т., Мухаметзянов Р.Н., Типикин С.И., Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф., Деменко А.А. Пути стабилизации и наращивания добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» //Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998 – 2005 гг. Материалы конференции. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 1998. – С. 26-35.

12. Мулявин С.Ф., Медведский Р.И. Метод прогноза добычи нефти и воды с учетом их гравитационного разделения при движении по пласту // Изв. вузов. Нефть и газ.- Тюмень. -1999. -№ 3.- С. 30-36.

13. Чебалдина И.В., Бяков А.В., Мулявин С.Ф. Математическое моделирование процесса разработки на примере Муравленковского месторождения //В сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИИП».- 1999.- Ч. I.- С. 33-40.

14. Курамшин Р.М., Леонов В.И., Мулявин С.Ф., Бяков А.В. Результаты исследования, модель процесса заводнения и образования техногенных

водонефтяных зон на Суторминском месторождении //В сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИИП».- 1999.- Ч. I.- С. 51-62.

15. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Телишев А.А., Антипин М.А., Боровков Е.В. Использование функций относительных фазовых проницаемостей в настройке многомерных гидродинамических моделей //В сб. науч. тр. ОАО «СибНИИИП»: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень.- 2000.- С. 62-65.

16. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Антипин М.А., Нефедова В.П. Алгоритм оценки эффективности комплексных ГТМ //В сб. науч. тр. ОАО «СибНИИИП»: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИИП».- 2000.- С. 150-160.

17. Курамшин Р.М., Филиппов А.И., Мулявин С.Ф., Бяков А.В. Развитие системы управления базами данных и проектирование разработки нефтяных месторождений в программном комплексе Ермак //В сб. науч. тр.: «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке» (Доклад на конференции 25 лет СибНИИИП).- Тюмень.- 2000.- Ч. I.- С. 39-45.

18. Мулявин С.Ф., Медведский Р.И., Бяков А.В., Телишев А.А., Чебалдина И.В. Расчет функций относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования //В сб. науч. тр.: «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке» (Доклад на конференции 25 лет СибНИИИП).- Тюмень.- 2000.- Ч. I.- С. 56-59.

19. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Антипин М.А. Использование обобщенной зависимости кривой падения дебита нефти для оценки эффективности ГТМ. //В сб. науч. тр.: «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке» (Доклад на конференции 25 лет СибНИИИП).- Тюмень.- 2000.- Ч. II.- С. 33-37.

20. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Боровков Е.В. Применение методов и алгоритмов одномерного моделирования при настройке истории добычи нефти

и жидкости //В сб. науч. тр.: «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИИП».- 2001.- Ч. II.- С. 115-123.

21. Леонов В.И., Бяков А.В., Мулявин С.Ф., Применение модельных функций относительных фазовых проницаемостей при восстановлении истории разработки участка объекта БС₁₁ Муравленковского месторождения //В сб. науч. тр.: «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИИП».- 2001.- Ч. II.- С. 104-114.

22. Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф., Нефедова В.П., Ульянова В.П. Уточнение геологической модели и анализ выработки запасов нефти Пограничного месторождения. – Тюмень.- 2001.- 200 с.

23. Мулявин С.Ф. Учет гравитационного разделения флюидов в пластах большой мощности //В сб. науч. тр.: «Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию ТюмГНГУ (12-13 ноября 2003 г.)» - том 1.- Тюмень.- 2003 г.- С. 119-120.

24. Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф., Юмачиков Р.С., Морозов О.Н. Методические рекомендации по составлению программы геолого-технологических мероприятий //В сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИИП».- 2004.- С. 138-148.

25. Пат. 2225941 РФ, МКИ 7 E 21 B 43/20. Способ разработки нефтяной залежи С.Ф. Мулявин, Р.И. Медведский, В.И. Леонов, А.В. Бяков (Россия). - № 2002123265/03; Заявлено 29.08.2002; Опубл. 20.03.2004; Бюл. № 8.- С.12.

Соискатель

С.Ф. Мулявин