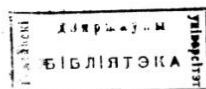


МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ БССР

ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ РАЗРАБОТКА
к курсу "Математическое моделирование
процесса разработки залежей нефти
(на примере месторождений БССР)"
для студентов пятого курса
геологического факультета



Гомель 1987

Рекомендовано к печати кафедрой высшей математики инженерной геологии и гидрогеологии Горьковского государственного университета

Автор разработки Р.В.Шаймуратов

Основное содержание читаемого курса посвящено одному из способов математического прогнозирования и регулирования процесса разработки залежей нефти с карбонатными коллекторами сложного геологического строения, обусловленного не только тектонической активностью, разрывной дислокацией, проявлением соляного тектогенеза, но и смешанным типом коллектора — трещинно-порово-кавернозным. Разработка залежей проводится в условиях неодинаковых дебитов скважин и произвольного размещения их на площади нефтеносности

Рецензенты: А.Н.Березаев, зав.лабораторией анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений ГКО Укрспиртнефтефть, кандидат геолого-минер. наук; В.Г.Жога, зав.кафедрой инженерной геологии и гидрогеологии, доцент

ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений весьма ценно иметь возможность исследовать, прогнозировать и регулировать неотдачу пласта. Одной из составляющих этого показателя является коэффициент охвата пласта заводнением, определение которого тесно связано с изучением продвигания водонефтяного раздела (ВНР) в системе произвольно размещенных нефтяных и нагнетательных скважин. Основным этапом решения последней задачи является определение поля пластовых давлений и линий тока при соблюдении реальных граничных и начальных условий.

Из обширных литературных источников известно, что вопросы математической реализации перечисленных задач применительно к трещиноватым средам являются наиболее сложными в теории фильтрации. Поэтому целесообразны те усилия, которые направлены на разработку приближенных методов, основанных на предварительном изучении и обосновании моделей фильтрации. При этом сама среда в зависимости от конкретных фактических данных может быть классифицирована как горная порода с хаотично распределенными трещинами (1); с трещинами, объединенными определенным образом в ориентированные системы (2); содержащая в подавляющем большинстве макротрещины (3) (случай избирательной интерференции скважин).

Поскольку второй случай (среда с анизотропными свойствами) легко сводится к первому путем "изотропизирующей деформации" [34], а третий реже встречается на практике и частично изучен в [43], в данной работе рассматриваются нефтяные залежи с чисто трещиноватыми и трещиновато-поровыми коллекторами первого типа.

Из анализа известных методов оценки количественных показателей притока (оттока) жидкостей к системе скважин в трещиноватом пласте [8, 14, 22, 27, 30, 35] следует, что они являются дальнейшим усовершенствованием общей методики проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений, изложенной в книге академика А.П.Крылова и др. [21]. В этих методах учтены такие особенности фильтрационных процессов в чисто трещиноватых и трещиновато-поровых породах, которые

имеет место при рассмотрении зависимости физических свойств пласта и жидкости от давления, нелинейности закона фильтрации в трещинах, капиллярной проницкости при вытеснении нефти водой с последующим использованием идеи метода эквивалентных фильтрационных сопротивлений В.П.Борисова [8]. При этом, как правило, предполагается типичное многорядное размещение скважин, ввод которых в каждом ряду с одинаковыми дебитами производится практически одновременно. При разработке нефтяных месторождений небольших размеров (к тому же, представленных трещиноватыми коллекторами, в частности, НСР) подобное (равномерное) размещение скважин и соответствующий режим их работы не всегда соблюдается. Последнее сильно затрудняет выбор расчетной схемы нефтяного пласта.

В данном руководстве предлагается дальнейшее развитие методов расчета фильтрационных процессов с учетом интерференции произвольно размещенных скважин с неодинаковыми дебитами при соблюдении реальных граничных и начальных условий. При замене нелинейных законов фильтрации линейными общая схема расчета может быть использована и в том случае, когда продуктивные коллекторы являются строго гранулярными. Методы расчета иллюстрируются конкретными примерами, взятыми из практики разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. Предложенный метод оценки размеров зон маломощной нефти позволяет разместить скважины и выбрать режим их работы так, чтобы эти зоны имели минимальную площадь, т.е. позволяет решить одну из основных задач разработки нефтяных месторождений - задачу максимальной выработки пласта.

I. Особенности фильтрации в трещиноватых породах

Проблема трещиноватости горных пород, представленных карбонатными и терригенными отложениями, посвящено значительное число работ советских и зарубежных авторов. В данной главе рассмотрим лишь те аспекты этой проблемы, которые могут быть использованы при объяснении особенностей движения жидкостей в трещиноватых средах и при разработке нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами.

Путем анализа фактических данных по месторождениям с трещиноватыми коллекторами нетрудно установить, что наиболее вероятная гидродинамическая модель горной породы представима в виде некоторой ёмкости, содержащей трещины относительно больших размеров и иные пустоты (каверны, полости различной формы и размеров), соединяющиеся между собой микротрещинами. Последние в местах сужений имеют множество контактов породы, которые создают большие сопротивления при движении жидкостей [27]. В случае чисто трещиноватых коллекторов порода (матрица) характеризуется очень низкой проницаемостью, практически непроницаема. Трещины и иные пустоты являются и емкостями и проводниками нефти.

Проводимость (проницаемость) трещиновато-пористых коллекторов также, в основном, определяется развитой в той или иной мере сетью микротрещин. Однако, в данном случае сама порода, представляющая обычную пористую среду с конечной пористостью и проницаемостью, является и проводником, и основной ёмкостью, снабжающей жидкостью трещины и пустоты.

Заметим, что приведенные особенности строения трещиноватых сред характерны для обоих типов коллекторов трещиноватых и трещиновато-пористых. В обоих случаях объем вторичных пустот (трещин, каверн и т.д.) значительно меньше общего объема, занятого соответственно непроницаемыми и проницаемыми блоками горной породы и, напротив,

в большинстве случаев гидравлическая проводимость вторичных пустот во много раз больше проницаемости блоков.

Наглядным примером подтверждения рассмотренной модели трещиноватых сред могут служить нефтяные месторождения Белоруссии [2, 4, 26, 31, 36], которые приурочены к межселевым карбонатным, подселевым терригенным и карбонатным отложениям, к локальным структурам Речицкой, Тиховской, Осташковичской, Давыдовской и Виланской площадей. Коллекторами нефти являются пористые, трещиноватые, кавернозные, массивные известняки, известковистые, трещиноватые, мелкокавернозные доломиты, пористые, трещиноватые доломитовые мергели. Часто наблюдаются открытые трещины и каверны, вторичные пустоты выщелачивания. Встречаются плотные непористые, но трещиноватые резности. Трещины извилистые, длинные или прерывистые короткие. По характеру ёмкости продуктивные коллекторы относятся к коллекторам смешанного типа с преобладанием порово-кавернозно-трещинной пористости в межселевых и кавернозно-трещинно-поровой пористости в подселевых отложениях.

Наиболее изучены межселевые отложения на Осташковичской и Речицкой площадях, где в их составе выделяются четыре литологические пачки. Лучшие коллекторские свойства как по ёмкости, так и по проницаемости приурочены к верхней (четвертой) пачке, с которой и связаны основные залежи нефти. Относительно высокая ёмкость, связанная преимущественно с кавернозностью, отмечается на Осташковичской площади. Трещины, хотя и не обладают высокой ёмкостью, связывают в единую систему каверны и обеспечивают высокие фильтрационные свойства. Значение проницаемости по промысловым данным, особенно после совмещенной обработки, достигает 1 д. и более.

Трещины в большинстве случаев не выходят за границы однородных по вещественному составу пропластков, обладают повышенной сжимаемостью по сравнению с блоками горных пород. Раскрытость трещин в пластовых условиях незначительна, интенсивность их развития неодинакова как для различных, так и для однородных пород. Некоторые из трещиноватых продуктивных пластов обладают анизотропией относительно проницаемости и других физических свойств. Сложность строения месторождений Белоруссии связана также с наличием системы продольных и поперечных разрывных нарушений и размывов.

Таким образом, месторождения БССР, как и многие месторождения СССР с трещиноватыми коллекторами, характеризуются сложным строением продуктивных горизонтов. Разработка таких месторождений имеет ряд особенностей и связана с определенными трудностями. В частности, изучение фильтрационных течений в трещиноватых средах необходимо проводить с учетом основных свойств трещиноватых пород и фильтрующихся жидкостей. Заметим, что с точки зрения использования методов механики сплошных сред чисто трещиноватые породы с произвольно ориентированной системой трещин могут быть рассмотрены как пористые среды [32], где роль зерен пористой среды играют непроницаемые блоки, а роль осовлаживающих между собой пор — система хаотически распределенных проницаемых трещин.

В 60-е годы широкое распространение получила схема трещиновато-пористой среды как среды с двойной пористостью (межзерновой и трещинной), впервые предложенная Г.И. Баренблаттом, В.П. Желтовым, И.Н. Кочкиной [6]. Согласно этой схеме каждая среда и содержащиеся в ней жидкости характеризуются своими параметрами: проницаемостью, пористостью, давлением и скоростью фильтрации. Последнее позволяет по от-

дельности рассматривать процессы фильтрации в породах и трещинах, при этом в случае неустановившейся фильтрации учитывается интенсивный обмен жидкостью между системой трещин и пористыми блоками. Заметим, что согласно этой теории необходимо учитывать обмен жидкостью между средой, поскольку количество жидкости в любом сечении пласта (например, на скважине) складывается из притока (оттока) жидкости по трещинам и блокам. С точки зрения общей теории механики сплошных сред такое разделение области фильтрации на две среды представляет собой идеализацию рассматриваемого процесса. Ниже исследованным будет показано, что при обычном подходе к фильтрационным процессам, т.е. при выборе элементарных объемов породы, содержащих достаточно большое число трещин и блоков, и осреднении характеристик среды и движения (при явном уравнении неразрывности), трещиновато-пористый пласт рассматривается как единая среда и нет необходимости при интегральном расчете характеристик потока жидкости учитывать количество перетока из блоков и трещин (и наоборот) даже при неустановившейся фильтрации. Обмен жидкостью между средой учитывается неявным образом при некоторой оценке скоростей фильтрации по трещинам и порам блоков породы. Иными словами, при размерах блоков и трещин больших геометрических размеров рассматриваемых объемов схематичное представление трещиноватой среды будет совершенно иным. В этих случаях в качестве модели среды может быть рассмотрена среда с параллельными стенками. Наиболее полно движение жидкости в трещинах было исследовано Г.Н. Ломизе [25].

Некоторые особенности движения жидкости в трещиноватых средах могут быть рассмотрены по данным анализа индикаторной диаграммы $G - \Delta P$ (Q - расход жидкости, ΔP - избыточное давление), характеризующей производительность скважины (проницаемость нагнетательной) скважины и призабойную зону пласта.

Известно, что в практике разработки нефтяных месторождений можно встретить индикаторные диаграммы самой различной формы. Их искривление может быть объяснено изменением свойств пласта и жидкости в зависимости от давления (графиков деформации), рабочей мощности пласта; нарушением линейного закона

фильтрации, некачественным исследованием скважины и т.д.

Факторов, влияющих на форму индикаторных линий, как правило, много. Так, например, на одной и той же Тихоносской площади (рис. I.I) приток жидкости к скв. 95 с вороневского и к скв. 4 с семилукско-бурегоского горизонтов соответственно характеризуется нелинейной, линейной фильтрацией. С течением времени эксплуатации Сосновской площади (при понижении забойного давления ниже давления насыщения) резко увеличивается газовый фактор и соответственно меняется форма индикаторных линий, снятых в скв. 13. Выпуклость к оси избыточного давления индикаторной диаграммы, снятой в скв. 17, объясняется увеличением проницаемости за счет расширения трещин, т.е. деформацией породы. Согласно наблюдениям И.М. Матвеева, при исследовании поведения трещинного коллектора в призабойной зоне скв. 8 Речицкого месторождения индикаторная диаграмма при уменьшении избыточного давления (ΔP) ложится ниже кривой снятой при увеличении ΔP , образуя с ней гистерезисную петлю, свидетельствующую о деформации среды в зоне этой скважины. По скв. 15 Речицкого месторождения индикаторные кривые сняты до и после кислотной обработки [36]. После обработки они, как правило, находятся выше линий, снятых до обработки. Это свидетельствует о том, что при кислотных обработках горных пород происходит увеличение живых сечений естественных трещин. В целом, большинство индикаторных диаграмм, снятых по скважинам нефтяных месторождений Белоруссии, имеет выпуклость к оси расходов (см. рис. I.I).

В [43] показано влияние наиболее важных факторов на течение жидкости в окрестностях скважин, искривляющих трещиноватые коллекторы. В этой же работе учтено, что принятая модель трещиноватого, трещиновато-пористого пласта допускает использование методов механики сплошных сред. А именно, размеры блоков d_{bl} (и, следовательно, длина трещин) велики относительно диаметров пор, но малы по сравнению с размерами пласта.

Определение среднего диаметра "зерен" (блоков) d

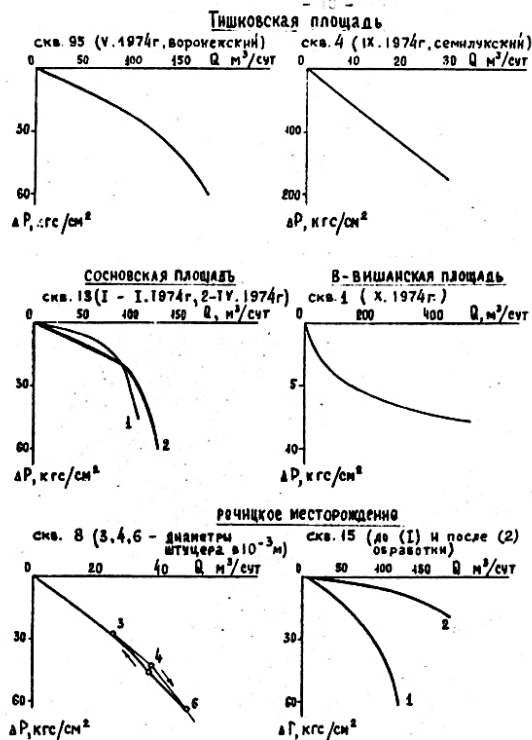


Рис. 1.1. Индикаторные кривые по отдельным скважинам месторождения БССР

как правило, требует предварительного анализа исследуемой среды и довольно трудоемких экспериментов [4]. В.Н.Гелкачев предложил в качестве такого линейного параметра брать величину, пропорциональную корню квадратному из проницаемости. По данным, приведенным в работе [6], нетрудно определить из выражения $1/q \sim \kappa_x / \kappa_x \alpha_{fx}^2$, где κ_x, κ_x - соответственно проницаемость блоков и трещин, причем для реальных пород $10^{-6} \text{ м}^2 < 1/q < 10^{-4} \text{ м}^2$, κ_x с 100 - 1000 раз меньше κ_x . Другие выражения для α_{fx} могут быть получены из формулы для коэффициента b при втором слагаемом двучленного закона фильтрации. По данным В.Н.Чинского

$$b = \frac{12 \cdot 10^{-3}}{m_i \sqrt{\kappa_x}} \left(\frac{\alpha_{fx}^2}{\sqrt{\kappa_x}} \right)^2 \quad (1-1)$$

В выражении (1-1) все величины даны в технической системе единиц: ρ - плотность породы, m_i - пористость породы. Путем обработки известных экспериментальных данных Л.Геертса [45] показал, что для многих образцов пород

$$b = 0.005 \rho / \kappa_x^{0.5} m_i^{0.5}$$

эта универсальная зависимость удобна тем, что в неё не входит неизвестный параметр α_{fx} . По данным Г.М.Донизе [24]

$$b = 0.014 \rho \alpha_{fx} / \kappa_x (1 - m_i)$$

Приравняв левые части последних выражений, нетрудно получить окончательную формулу для нахождения среднего линейного размера α_{fx} .

Значительным является также деформация пород.

рвое математическое описание фильтрации жидкости в деформируемой среде было предложено В.Н.Геллакачем [45].

В отличие от ранее известных теоретических исследований положим, что изменение размеров поровых каналов и иных пустот, раскрытие (смыкание) трещин при эксплуатации нефтяной залежи зависит не от величины пластового давления (точнее не только от величины давления), а от величины градиента давления.

Влияние градиентов давления на величину параметров пласта и жидкости в промышленных условиях впервые было проверено на Туймазинском месторождении Кисляковым В.П., Деминим Н.З., Русских В.Н. [18]. По результатам исследования большинства нефтяных и газетательных скважин этого месторождения было установлено, что параметры пласта и жидкости как в зоне нагнетания, так и в зоне отбора жидкости существенно зависят от градиента давления (режима работы скважин). Так например, по скважине 1608 - величина параметра K/μ (K - проницаемость, μ - вязкость пласта) при дебите нефти 51 т/сут. составила 1000 д.см., а при дебите 216 т/сут. - 3200 д.см.

Зависимость мощности пласта от градиента давления также была установлена В.Ф. Усенко [39] при обработке результатов исследований на Шкаповском месторождении.

Позже аналогичные исследования проводились и на других месторождениях страны, в частности, на месторождениях Татарии и Гелогуссии, результаты которых подробно изложены в работах А.С.Илинова, Г.Н.Дьячева [7] и И.В.Кузнецова, В.А.Галактиова [20]. Из анализа этих исследований следует, что при возрастании градиентов давления увеличивается до определенных пределов проницаемость пласта и повышается коэффициент действующей мощности (K/μ - отношение рабочей мощности ко всей нефтенасыщенной мощности). При обратном ходе деформации (убывание градиентов давления) имеет место противосложный (практически полностью восстанавливающийся) эффект - уменьшение K/μ .

В частности, при нагнетании жидкости в трещиновато-пористый пласт (скв. 17, 18, 27 Речицкого месторождения) разным значениям градиентов давления соответствуют разные величины

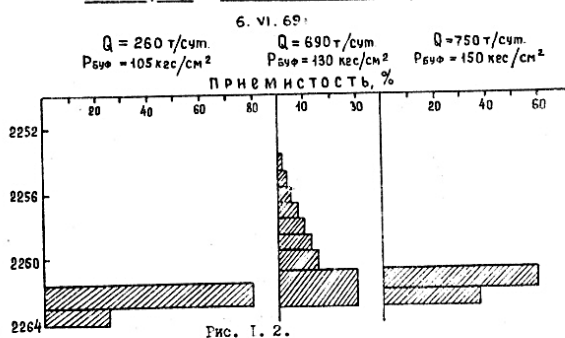
K/μ , поскольку жидкость движется только по крупным трещинам. По мере увеличения градиентов давления до определенных значений начинают раскрываться малопроницаемые трещины, соответственно увеличивается эффективная мощность и проницаемость пласта. Дальнейшее повышение градиентов давления приводит к прогрессирующему развитию трещин, простирающихся от контура нагнетания до линии отбора, и не способствует увеличению действующей мощности $H = H(\nabla P)$.

На рис. 1.2, 1.3 приведены примеры профилей поглощения пластов (приемистость описанной скв. 18 Речицкого месторождения и приемистость скв. 38 Вишанского месторождения, заверенная в более поздний период). В обоих случаях с увеличением давления нагнетания (соответственно градиента давления в призабойной зоне) наблюдается заметное увеличение K/μ до определенных значений.

Соответствующее изменение действующей мощности пористых пропластков (блоков трещиновато-пористой среды) при возрастании значений градиентов давления можно объяснить проявлением аномальных свойств фильтрующихся жидкостей [3, 6, 15, 33, 36, 43]. Действительно, в общем случае размеры поровых каналов каждого блока колеблются в широких пределах. Поэтому при некотором градиенте давления жидкость начинает двигаться по самым крупным порам. С ростом градиента давления до критического значения $\nabla P_{кр}$ и выше в процессе фильтрации вовлекаются все более мелкие поры. При этом одновременно увеличивается проницаемость трещин, пористых блоков и общая мощность трещиновато-пористого пласта.

Для случая деформируемого трещиноватого пласта и возможных проявлений аномальных свойств фильтрующихся жидкостей в блоках пород примерный график изменения этих величин учтен в работе [43]. Там же показано, что существенное влияние рассмотренных факторов на процессы фильтрации имеет место лишь в окрестностях скважин.

Речицкое месторождение, скв. № 18



Вишанское месторождение, скв. № 38

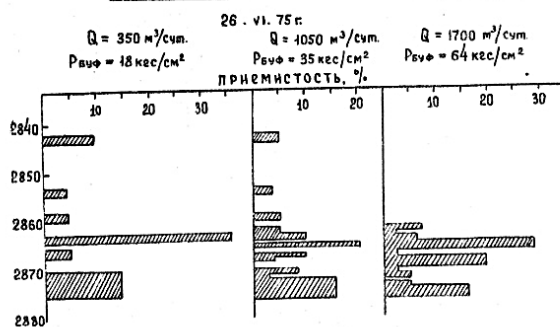


Рис. 1.3. ПРОФИЛИ ПРИЕМНОСТИ
(замер расходомером РГД-2)

2. Математическое моделирование при расчете показателей разработки.

Из анализа результатов исследования (см. гл. I) следует, что характерные особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами могут быть выявлены по виду и степени искривления индикаторных диаграмм скважин.

Они имеют выпуклость к осм расходов при течении жидкости в чисто трещиноватых и трещиновато-пористых пластах и соответственно характерную выпуклость к осм депрессий - в деформируемой трещиноватой среде. Форма индикаторных линий и результаты их расфигурки являются основным критерием применимости тех или иных законов фильтрации при выполнении гидродинамических расчетов.

Значительное влияние нелинейности рассмотренных законов фильтрации в чисто трещиноватых и трещиновато-пористых средах на характеристики потока жидкости в основном наблюдается вблизи источника возмущения (например, скважины). Вне этой окрестности течение жидкости с допустимой точностью для практики может быть описано формулами линейной теории фильтрации. В связи с этим при решении практических задач воспользуемся методом, основанным на идеализации области фильтрации в виде отдельных зон в зависимости от физико-геологических свойств трещиноватого пласта и системы разработки. При этом в окрестностях скважин учитывается нелинейность фильтрации, а вне этих зон течение считается линейным.

2.1. Использование метода суперпозиции при исследовании поля течения

Напомним, что метод суперпозиции широко используется при решении линейных задач математической физики и, разумеется, не может быть непосредственно перенесен при решении краевых задач, описывающих движение жидкости в трещиноватых средах, поскольку эти задачи являются нелинейными. Качественные исследования одного из наиболее важных показателей разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами - пластового давления -

показали (см. гл. I), что этот метод с достаточной точностью для практики может быть использован лишь вне E_i - окрестностей скважин ($i = \overline{1, K}$, K - число скважин), т.е. в некоторой многосвязной области (с "дырами", соответствующими зонам значительного проявления нелинейности фильтрации). Действительно, вне этих областей течение жидкости в трещиноватых породах с удовлетворительной точностью может быть описано линейным дифференциальным уравнением вместе с линейными граничными условиями.

Таким образом, может быть предложена следующая схема расчета поля давлений в трещиноватых породах. По данным забойных давлений или дебитов скважин, используя выводы предыдущей главы, восстанавливается поле давлений в E_i - окрестностях скважин ($i = \overline{1, K}$), определяются средние значения давлений P_i на окружностях ω_i радиусов $z = E_i$ и ставится линейная задача в оставшейся многосвязной области - найти непрерывную функцию $P(M)$, удовлетворяющую уравнению

$$L P = \frac{\partial}{\partial x} \left(\sigma \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\sigma \frac{\partial P}{\partial y} \right) = 0 \quad (2-1)$$

и граничных условиях

$$P|_{\omega_i} = P_i, \quad \ell P|_{\omega} = \varphi \quad (2-2)$$

на контуре $\omega + \omega_i$ ($i = \overline{1, K}$) $R + L$ - связной области фильтрации $\mathcal{D}$, $M \in \mathcal{D}$. Здесь $\sigma = \frac{k_h}{\mu}$ - гидропроводность нефтяного пласта, K соответствует проницаемости трещин в чисто трещиноватом пласте или равно проницаемости пор и трещин в трещиновато-пористом пласте. Через ℓ обозначен линейный, в общем случае дифференциальный, оператор, изменяющий свой вид в зависимости от накладываемых на ω условий (контур питания, линия сброса и т.д.); φ - известная функция, заданная на границе ω .

Приведенная постановка задачи (2-1), (2-2) сложна ввиду многосвязности области $\mathcal{D}$. Задача может быть значительно упрощена заменой многосвязной области односвязной Ω с особыми точками в центрах скважин. С этой целью нагнетательные (нефтяные) скважины представим в виде линейных вертикальных источников (стоков) постоянной по мощности пласта интенсивности q_i ($i = \overline{1, K}$), причем расходы жидкости при нагнетании будем считать положительными, при отборе - отрицательными. Используя

обтепринятые методы механики сплошных сред, учетом наличие источников (стоков) в области фильтрации при помощи функции отбора - закачки жидкости N [12, 42]. Получим

$$L P + N = 0. \quad (2-3)$$

Функцию N можно выразить через символическую импульсную δ - функцию Дирака

$$N = q_i \delta(M - M_i) \quad (2-4)$$

(M_i - точка размещения i -й скважины).

Из линейного неоднородного уравнения (2-3) со свободным членом в виде (2-4) следует, что искомое поле давлений представляет собой результат наложения полей, вызванных работой каждой i -й скважины в отдельности. Поэтому при решении конкретных задач можно ограничиться рассмотрением лишь одной скважины; влияние же остальных будет учитываться суперпозицией решений, полученных для отдельных скважин.

С учетом последней постановки также приемлема следующая схема расчета поля давлений в трещиноватом пласте. По данным дебитов скважин строится решение задачи в предположении, что всюду в пласте течение жидкости линейное. По полученным формулам находятся значения давления, используемые при определении постоянных интегрирования в решениях нелинейных задач в окрестностях скважин.

Аналогичная постановка задачи вне окрестностей скважин имеет место и при нестационарной фильтрации. Найти решение дифференциального уравнения

$$L P(M, t) + N = \beta^* \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2-5)$$

с учетом начального

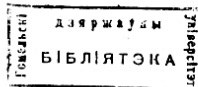
$$P(M, 0) = f(M) \quad (2-6)$$

и граничных условий

$$\ell P(M, t)|_{\omega} = \varphi(M, t). \quad (2-7)$$

Если учесть время включения t_i и отключения t_i' i -й скважины, то

$$N(M, t) = q_i [\theta(t - t_i) - \theta(t - t_i')] \delta(M - M_i), \quad (2-8)$$



где $\theta(x) = 0$ при $x < 0$ и равно 1 при $x \geq 0$.

В наиболее общем случае начально-краевую задачу (2-5) - (2-7) следует решать методом конечных разностей [11, 12]. При постоянном σ решение целесообразно искать методом интегральных преобразований. В частности, решения уравнения (2-5) для прямоугольной области фильтрации при постоянном начальном давлении P_0 и сочетании граничных условий (контур питания, линия сброса), полученные методом интегральных преобразований, могут быть записаны в виде разности двойных рядов

$$U = \frac{4}{ab} \sum_{i=1}^{\infty} A_i \sum_{m,n} \psi_{imn} - \frac{4}{ab} \sum_{i=1}^{\infty} A_i \sum_{m,n} \exp(-\sigma_{imn} t) \psi_{imn} \quad (2-9)$$

Здесь дебиты нагнетательных и нефтяных скважин различаются соответственно знаком (+), (-); $A_i = q_{i,n} / k h P_0$; $U = (P - P_0) / P_0$; вид функций ψ_{imn} , ψ_{imn} конкретизирован на рис. 2.1; a и b - размеры пласта. При $t \rightarrow \infty$ получим стационарное поле давлений (первый ряд). В случае, когда пласт ограничен четырьмя взаимно-перпендикулярными линиями сброса, предельный переход в формуле (2-9) имеет смысл только лишь при соблюдении условия $\sum_{i=1}^{\infty} A_i = 0$ - равенства количества закачиваемой и отбираемой жидкости.

Второй двойной ряд быстро убывает, если t не стремится к нулю. Первый ряд также сходится и дает конечное значение всюду в прямоугольной области фильтрации, за исключением точки размещения скважины ($M_i(\alpha_i, \beta_i)$). В этой точке имеется особенность логарифмического порядка, вследствие чего коэффициенты первого ряда убывают медленно. Поэтому при проведении расчетов целесообразно выделять логарифмические особенности, т.е. учитывать сходимость двойных рядов. В качестве примера приведем функции стационарного распределения давления, когда граничные условия смешанные. А именно, часть границы, заданная уравнениями $x=0$, $x=a$, $y=0$, непроницаема (линия сброса), а на оставшейся части поддерживается постоянное давление P_0 (контур питания). При этих условиях

$$\frac{q_k k h}{\mu} (P - P_0) = \sum_{i=1}^{\infty} q_i \left[A(x, y) + \sum_{n=0}^{\infty} B_n(x, y) \right], \quad (2-10)$$

j	Карты изодар при $t=1$	Потенциально-аналитическая функция $U(x, y, \infty)$	σ_{mnj}	ψ_{mnj}
1		U_1	$m_1^2 + n_1^2$	$\frac{\sin \bar{S}_m \sin \bar{S}_n}{\sigma_{mn}}$
2		U_2	$m_1^2 + n_1^2$	$\frac{\cos \bar{C}_m \cos \bar{C}_n}{\sigma_{mn}}$
3		U_3	$m_1^2 + n_1^2$	$\frac{\cos \bar{C}_m \cos \bar{C}_n \cos \bar{C}_{2n}}{\sigma_{mn}}$
4		U_4	$m_1^2 + n_1^2$	$\frac{\sin \bar{S}_m \sin \bar{S}_n \cos \bar{C}_{2n}}{\sigma_{mn}}$
5		U_5	$m_1^2 + n_1^2$	$\frac{\cos \bar{C}_m \sin \bar{S}_n}{\sigma_{mn}}$
6		U_6	$m_1^2 + n_1^2$	$\frac{\cos \bar{C}_m \cos \bar{C}_n \cos \bar{C}_{2n}}{\sigma_{mn}}$

Рис. 2.1. Линии равного давления в момент безразмерного времени $t = x \bar{t} / l^2 = 1$ при эксплуатации прямоугольной трехфазной залежи одной нефтяной и двумя нагнетательными скважинами с учетом различных краевых условий и вид функций σ_{mn} , ψ_{mn} :

$m_1 = \pi m / a$, $m_2 = \pi(m + 0.5) / a$, $n_1 = \pi n / b$, $n_2 = \pi(n + 0.5) / b$,
 $S_m = \sin m_1 x$, $\bar{S}_m = \sin m_1 \alpha$, $S_{2n} = \sin m_2 x$, $\bar{S}_{2n} = \sin m_2 \alpha$,
 $C_n = \cos n_1 y$, $\bar{C}_n = \cos n_1 \beta$, $C_{2n} = \cos n_2 y$, $\bar{C}_{2n} = \cos n_2 \beta$.
 Центрированная часть границ - линии сброса, остальная часть - контуры питания.

$$A = \frac{q_1}{\alpha} \left(\beta - \frac{y+\beta_1}{2} + \frac{1}{2} \frac{y-\beta_1}{\alpha} \right) + \frac{1}{2} \beta_1 \frac{\sin^2 \frac{\pi}{4\alpha} (2\beta - y - \beta_1) + \sin^2 \frac{\pi}{4\alpha} (x - \alpha_1)}{\sin^2 \frac{\pi}{4\alpha} (y - \beta_1) + \sin^2 \frac{\pi}{4\alpha} (x - \alpha_1)} -$$

$$- \frac{1}{4} \ln \frac{\sin^2 \frac{\pi}{2\alpha} (2\beta - y - \beta_1) + \sin^2 \frac{\pi}{2\alpha} (x - \alpha_1)}{\sin^2 \frac{\pi}{2\alpha} (y - \beta_1) + \sin^2 \frac{\pi}{2\alpha} (x - \alpha_1)}, B_m = \frac{\cos \frac{\pi(2m+1)}{2\alpha} y \cos \frac{\pi(2m+1)}{2\alpha} \beta_1}{0,5(2m+1) \sin \frac{\pi(2m+1)}{2\alpha} \alpha}$$

$$\cdot \left[\operatorname{ch} \frac{\pi(2m+1)}{2\alpha} (\alpha - |x - \alpha_1|) + \operatorname{ch} \frac{\pi(2m+1)}{2\alpha} (\alpha - x - \alpha_1) - \exp \left[- \frac{\pi(2m+1)}{2\alpha} |x - \alpha_1| \right] \operatorname{sh} \frac{\pi(2m+1)}{2\alpha} \alpha \right],$$

где $\alpha > \beta$, число удерживаемых членов ряда $N < 64 \alpha \ln \alpha / \beta$.

Формула (2-9) устанавливает связь между основными параметрами пласта и жидкости при упругом режиме фильтрации. Она позволяет определять поле давлений в прямоугольном пласте вне окрестностей скважин в любой момент t при произвольном размещении скважин и сочетании различных граничных условий. На рис. 2.1 построены поля давлений при безразмерном $t=1$. Программа расчета на языке ФОРТРАН реализована на ЭВМ. В расчетах использованы следующие безразмерные величины $\alpha=2$, $\beta=1$; $\alpha_1=0,5$, $\beta_1=0,3$, $A_1=1$; $\alpha_2=0,8$, $\beta_2=0,7$, $A_2=1$; $\alpha_3=1,6$, $\beta_3=0,5$, $A_3=1$. Сравнение полученных карт изобар с соответствующими картами, рассчитанными при $t=2$, показало, что процесс фильтрации в ограниченном пласте быстро стабилизируется.

При известных значениях радиусов границ окрестностей и координат скважин, забойных давлений по полученным формулам могут быть найдены дебиты скважин, исследована геометрия размещения скважин и их интерференция, влияние перепадов давлений между скважинами на показатели разработки [43].

При $t \rightarrow \infty$ (2-9), (2-10) представляют собой гармонические функции всюду в прямоугольной области фильтрации, кроме точек $M_i (\alpha_i, \beta_i)$. Сопреженные с ними гармонические функции Ψ

(функции тока) получены из условия ортогональности u и Ψ

$$\Psi(x, y) = \int \frac{\partial u}{\partial x} dy + f(x), f(x) = - \frac{\partial u}{\partial y} - \frac{\partial}{\partial x} \int \frac{\partial u}{\partial x} dy. \quad (2-11)$$

В частности, подставив (2-9), когда на контуре залежи поддерживается постоянное давление, в (2-11), после интегрирования с точностью до аддитивной постоянной имеем

$$\Psi = \frac{1}{\pi} \sum_{i=1}^N A_i \left[(u_i - u_0) + \sum_{m=1}^{\infty} F_m \sin \frac{\pi m}{\alpha} \alpha_i \cos \frac{\pi m}{\alpha} x \right],$$

$$u_i = \operatorname{sgn}(y - \beta_i) \operatorname{arctg} \left\{ \sin \frac{\pi(x - \alpha_i)}{\alpha} / \left[\exp \frac{\pi(y - \beta_i)}{\alpha} - \cos \frac{\pi(x - \alpha_i)}{\alpha} \right] \right\}, \quad (2-12)$$

$$u_i = \operatorname{sgn}(x - \alpha_i) \operatorname{sgn}(y - \beta_i) \operatorname{arctg} \left\{ \sin \frac{\pi(x - \alpha_i)}{\alpha} / \left[\exp \frac{\pi(y - \beta_i)}{\alpha} - \cos \frac{\pi(x - \alpha_i)}{\alpha} \right] \right\},$$

$$F_m = \frac{\exp \left(- \frac{\pi m}{\alpha} (y - \beta_1) \right)}{m \operatorname{sh} \frac{\pi m}{\alpha} \beta} \left[\operatorname{sgn}(y - \beta_1) \operatorname{sh} \frac{\pi m}{\alpha} (\beta - y - \beta_1) - \operatorname{sh} \frac{\pi m}{\alpha} (\beta - |y - \beta_1|) \right].$$

На рис. 2.2 построены линии уровня функции (2-12), которые при установившейся фильтрации совпадают с траекториями движения частиц (программа расчета на языке ФОРТРАН). Стрелками показаны направления движения частиц. Заштрихованными областями отмечены зоны малопродуктивной нефти. Для установления этих зон достаточно вычислить время движения частиц жидкости вдоль различных линий тока по формуле

$$t = - \frac{m \mu c^2}{k P_0} \int_{x_1}^{x_2} \left(1 / \frac{\partial u}{\partial x} \right) dx, \quad x = \frac{\bar{x}}{c}, \quad y = \frac{\bar{y}}{c} \quad (2-13)$$

и сравнить полученные значения. Здесь c - характерный размер, $y = \Psi(x)$ - уравнение траектории.

Отношение площади зон к площади прямоугольника характеризует выработку залежи при ее эксплуатации. Задача минимизации этого отношения является одной из основных задач рациональной разработки пласта. Практическое решение подобных задач сводится к оптимальному выбору режимов работы и расположения скважин при заданных граничных условиях.

В заключение отметим, что подобные исследования проведены

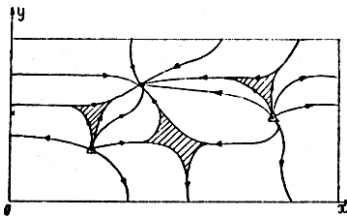


Рис. 2.2. Траектории частиц жидкости и формы зон малоподвижной нефти при разработке прямоугольной залежи одной нефтяной и двумя нагнетательными скважинами. Заштрихованные области - зоны малоподвижной нефти, Δ - нагнетательные скв., $\bullet$ - нефтяная скв.

также для случаев полоскообразной и полуполоскообразной залежей при различных сочетаниях краевых условий на границах рассматриваемых областей. Преследуя цель - не затруднять работу формулами, укажем лишь, что процесс перераспределения давления в полоскообразной залежи протекает значительно медленнее; следовательно, при определении показателей разработки такой залежи особенно в начальной стадии необходимо пользоваться формулами упругого режима фильтрации. При $t \rightarrow \infty$ процесс фильтрации полностью стабилизируется и описывается логарифмическими функциями.

2.2. Прогнозирование потерь нефти при вытеснении ее водой. Как уже было отмечено в пункте 2.1, при вытеснении нефти водой образуются зоны малоподвижной нефти, которые снижают коэффициент охвата пласта вытеснением. Изогирование зон медленного продвижения жидкости сопровождается постепенным образованием "являнки обводнения" вследствие несимметричного расположения скважин по отношению к границе раздела жидкостей (ВНР - водонефтяному разделу). Конфигурация таких зон зависит от характера продвижения ВНР.

Сложной о прогнозировании движения ВНР в продуктивном пласте является одна из наиболее сложных задач теории фильтрации. В простейшей постановке этой задачи считается, что физическое и механическое свойства фильтрующихся жидкостей одинаковы, т.е. принимается схема разноцветных жидкостей. Практически систему течения можно считать разноцветной, если соотношение вязкости нефти и воды находится в пределах $1 \leq \mu_n / \mu_w \leq 4$, а параметр динамического подобия

$$P = k h^2 (\gamma_w - \gamma_n) / \mu_n q_{ж} \leq 0.005 \quad (2-14)$$

Здесь k - проницаемость, d ; γ_w, γ_n - удельный вес воды и нефти в пластовых условиях, $г/см^3$; h - нефтенасыщенная мощность пласта, $м$; μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях, $сПз$; $q_{ж}$ - отбор жидкости в пластовых условиях, $м^3/сут$. При $P > 0.005$ процесс нефтеотдачи протекает лучше расчетного и тем

самым обеспечивается запас в расчетах [17].

Эти выводы хорошо согласуются также с результатами экспериментальных и промышленных исследований [31]. В частности, из анализа геологопромысловых данных основных месторождений Белоруссии

Таблица I

Показатели	Синтез		
	Речичское месторождение	Осташковичское месторождение	Виланское месторождение
Нефтенасыщенная мощность, м.	17,3	12,3	19,7
Проницаемость по промышленным данным, д.	0,38	0,28	0,485
Вязкость нефти в пластовых условиях, снз.	1,7	0,7	2,3
Вязкость пластовой воды, снз.	0,7	0,7	0,7
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³ .	0,85	0,83	0,864
Плотность пластовой воды, г/см ³ .	1,24	1,24	1,28
Среднесуточный дебит на одну скважину, м.	205	253	197

следует, что с точностью для практики при расчете отдельных показателей разработки может быть использована схема разноцветных жидкостей.

При такой идеализации уместно показать, что стигматизирующаяся к нефтяным скважинам поверхность раздела - НРР является поверхностью отмеченных частиц. Соответственно задача о продвижении НРР сводится к изучению движения отмеченных частиц жидкости в фильтрационном потоке.

Зоны замедленного движения обычно образуются там, где наименьшая скорость фильтрации, т.е. прежде всего вне $\mathcal{E}_i$ - окрестностей скважин. Поэтому при установлении критериев и

форм этих зон можно пользоваться функциями вида (2-9), (2-10) с учетом формул (2-11), (2-13).

Однако НРР можно также интерпретировать как геометрическое место движущихся отмеченных частиц жидкости, совпадающее в начальный момент с заданной границей раздела

$$F(x, y, t)|_{t=0} = f(x, y) = 0. \quad (2-15)$$

Учитывая, что скорость фильтрации $\vec{v} = m \vec{v}_p \left(\frac{dx}{dt}, \frac{dy}{dt} \right)$ (m - пористость среды), имеем систему дифференциальных уравнений

$$\frac{dx}{dt} = \frac{1}{m} v_x, \quad \frac{dy}{dt} = \frac{1}{m} v_y, \quad (2-16)$$

описывающую движение отмеченных частиц жидкости вне $\mathcal{E}_i$ ($i = \overline{1, R}$) - окрестностей скважин, когда $\vec{v}$ пропорциональна градиенту давления (функции давления см. (2-9), (2-10)) и в окрестностях скважин, когда $\vec{v}$ - нелинейная функция соответственно для случая чисто трещиноватых и трещиновато-пористых сред.

Интегрируя систему (2-16) с учетом начального условия (2-15), получим координаты движущейся частицы жидкости $X(t)$, $Y(t)$ (закон движения) в любой момент времени t . Геометрическое место точек, соответствующее новым положениям частиц, и есть искомая граница раздела жидкостей $F(x, y, t) = 0$.

Оценочные расчеты, выполненные на ЗВН "Минск-32" методом последовательных приближений (методом Рунге-Кутты), показали, что при эксплуатации месторождений с трещиноватыми коллекторами большим числом нагнетательных и нефтяных скважин значительное влияние индивидуальных воронок депрессии на продвижение контура нефтеносности наблюдается лишь в сравнительно небольших зонах, окружающих скважину. При этом степень обводненности нефтяной скважины нетрудно связать с долей контура зоны (с углом обводненности), пропорциональной притоку вытесняемой жидкости. Сторонами угла обводненности (с вершиной в центре скважины) являются касательные к крайним линиям тока, по которым в данный момент времени вытесняемая жидкость достигает границы зоны, т.е. границу $\mathcal{E}$ - окрестности скважины. Внутри этого угла контур зоны оказывается полностью обводнен-

ним. Частичный дебит, равный количеству вытесняемой жидкости (воды) в нефтяной скважине в единицу времени,

$$q_k = q_0 / 2S, \quad (2-17)$$

где q_0 — дебит скважины. Заметно ускоренное движение точек контура нефтеносности в период достижения частичной вытесняемой жидкости окрестности нефтяной скважины, как правило, замедляется после прохождения контуром этой окрестности.

Таким образом, на основании вышеизложенных обстоятельств продвижения контуров нефтеносности в радиоватных средах в первом приближении могут быть рассчитаны с использованием формул, описывающих поле пластовых давлений вне $\mathcal{Q}$ ($i = 1, 2$) — окрестностей скважин.

С учетом последнего продвижения контура нефтеносности может быть вычислено по картам изобар, построенным по формулам вида (2-9), (2-10). Для вычисления приближенных значений нормальной составляющей [21]

$$W_n \approx - \frac{\kappa}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta n} \quad (2-18)$$

скорости движения точек жидкого контура определим $\Delta p / \Delta n$ — отношение перепада давлений к расстоянию между изобарами, измеренному по направлению нормали $\vec{n}$ к контуру нефтеносности. Откладывая отрезки, равные $W_n \Delta t$, на нормалях к исходному контуру (2-15) в выбранных опорных точках и соединяя их концы плавной кривой, получим приближенное очертание границы раздела жидкостей (вода, нефть) для момента времени $t_2 = t_1 + \Delta t$. Далее, процесс продвижения контура нефтеносности полностью повторяется. В следующий этап за исходный контур принимается контур, построенный при $t = t_2$. Используя данные о режимах работы скважин при $t = t_2$, строятся новые карты изобар по одной из формул вида (2-9), (2-10), определяются в опорных точках $\Delta p / \Delta n$, W_n , $W_n \Delta t$, находятся новые положения опорных точек и т.д., т.е. весь процесс описывается полученными формулами.

Известно, что потери нефти и степень обводненности заделки характеризуется коэффициентом охвата пласта заводнением. В случае взаимонитеснения "разношерстных жидкостей" вода,

нефть) коэффициент охвата β ограниченной области фильтрации заводнением определяется как отношение объема V_k области, занятой вытесняющей жидкостью, ко всему объему V области $\mathcal{Q}$.

$$\beta = \frac{V_k}{V} = \frac{V - V_F}{V}, \quad (2-19)$$

где V_F — объем области (в зоне вытесняемой жидкостью), ограниченной текущей поверхностью раздела жидкостей $F(x, y, z, t)$. Если область фильтрации $\mathcal{Q}$ неограничена, то при определении коэффициента охвата β по формуле (2-19) границей области условно принимается некоторая поверхность, за пределами которой влияние вносимых возмущений вследствие изменения режимов работы скважин практически неощутимо.

Таким образом, для определения текущего коэффициента охвата заводнением необходимо знать продвижение поверхности раздела жидкостей, т.е. закон движения отмеченных частиц жидкости вдоль линий тока. Решение последней задачи может быть выполнено либо с помощью формул (2.1-13) пункта 2.1, либо с использованием формул (2.14-19) пункта 2.2, т.е. двумя способами. В следующей главе приведем практические примеры расчета по полученным формулам.

3. Расчет практических примеров.

3.1. Поле пластовых давлений на Вишанском месторождении

Полученное решение (2-10) с улучшенной сходимостью позволяет определить давление в любой точке (вне $E_2(i-k)$ -окрестностей скважин) трещиноватого пласта прямоугольной формы при смешанных краевых условиях и произвольном расположении нефтяных и газетательных скважин. В качестве примера с помощью этого решения методов главы I рассчитаем поле пластовых давлений в продуктивной залежи Вишанского нефтяного месторождения.

Основная промышленная нефтеносность на этом месторождении связана с карбонатными отложениями воронежского, семилукского горизонтов верхнего девона. Анализ изменения пластового давления по скважинам показывает, что они имеют слабую гидродинамическую связь. Лучшими фильтрационными свойствами обладает семилукский горизонт, который может быть рассмотрен как область фильтрации платформенного типа. При этом форма залежи с достаточной точностью для практики представляема в виде прямоугольника размерами $A=15,5$ км, $B=2,5$ км.

Учитывая затрудненную гидродинамическую связь залежи с северо-восточной и юго-западной законтурными областями и границу выявленного тектонического нарушения, примем, что часть границы рассматриваемой залежи, заданная уравнениями: $\bar{x}=0$, $\bar{x}=\bar{a}$, $\bar{y}=0$, практически непроницаема, а на части $\bar{y}=\bar{b}$ поддерживается постоянное давление P_0 .

Таким образом, для расчета поля давлений может быть использовано решение (2-10).

На рис. 3.1. приведено расчетное поле пластовых давлений в подсоединенной залежи Вишанского нефтяного месторождения (программа на алгоритмическом языке ФОРТРАН). Исходные данные по состоянию на 1.1972 года сведены в табл.2. Значение гидропроводности kh/μ в расчетах принято равным 250 г. см./снз., $P_0=301$ атм.

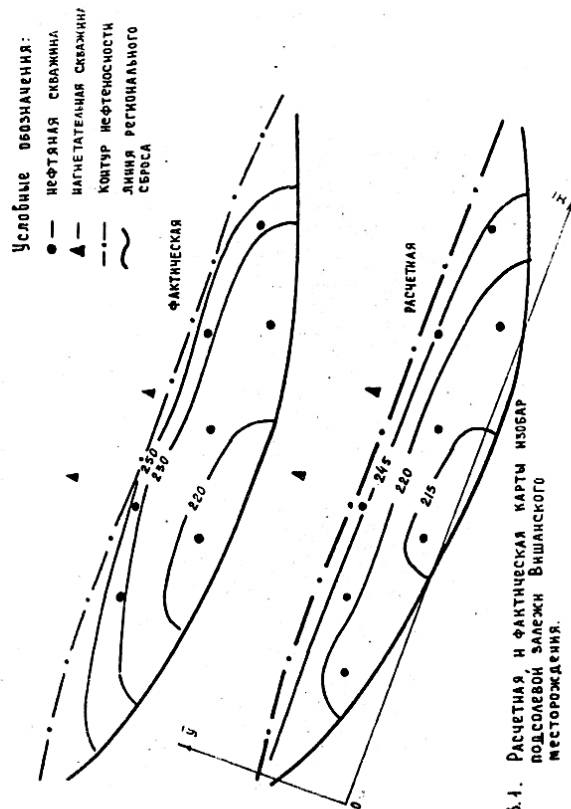


рис. 3.1. Расчетная и фактическая карты изобар подсоединенной залежи Вишанского месторождения.

Таблица 2.

Координаты и дебиты скважин, обслуживающих
подсолевую залежь Виланского нефтяного месторождения

№ скв. нап.	Координаты скв.		Дебит скв.
	$\alpha_i (M)$	$\beta_i (M)$	$q_i (M^3/сут)$
1	2	3	4
1	2700	1375	-351
2	4575	2100	0
3	6650	725	-250
4	6850	2500	-154
5	9350	1350	-279
6	11600	2250	-310
7	12400	075	-191
8	14575	1900	-192

Из сопоставления фактической карты пластов с расчетной (рис. 3.1) следует, что приведенная схема расчета удовлетворяет требованиям практики, однако гидродинамически сложная, наблюдаемая затрудненная связь с эксплуатационной зоной, в пределах внутреннего контура нефтеносности фактическая гидропроводность больше принятой в расчетах, расчетный градиент давления между эксплуатационными скважинами выше фактического. Последнее свидетельствует либо о высокой проницаемости коллектора, либо о потерях энергии за счет

3.2. Результаты промышленного внедрения оптимального варианта режимов работы скважин на Виланском месторождении, рассчитанного по разработанной методике.

Исследование и регулирование процесса разработки нефтяных месторождений тесно связано с изучением распределения пластового давления в окрестностях скважин с учетом раздела I и безразмерных функций давления $u = (p - p_0)/p_0$ вне их окрестностей при различных условиях на границах чисто трещиноватых и трещиновато-пористых залежей. Конкретные выражения для u получены в 2.1, программ расчета на ЭВМ на языке ФОРТРАН.

В реальных условиях величина конечной нефтеотдачи значительно зависит от размеров зон малоподвижной нефти, которые мало подвержены воздействию нефтяных и нагнетательных скважин. Формы и размеры этих зон также нетрудно установить с помощью формул пункта 2.1.

Основные результаты, полученные в первых двух главах, позволяют оптимально разместить и выбрать режим работы скважин с учетом заданных граничных условий при проектировании разработки. При разбуренном фонде скважин минимизация размеров зон малоподвижной нефти может быть достигнута путем изменения направлений фильтрационных течений за счет отклонения отдельных нагнетательных скважин при одновременном увеличении закачки в другие, циклической закачки [38] и т.д., т.е. путем изменения только лишь режимов работы скважин.

В качестве примера такого способа регулирования процесса разработки с помощью формул главы 2 изложены результаты промышленного эксперимента на Виланском месторождении, выполненного согласно данным предварительного расчета на ЭВМ. На этом месторождении в период проведения эксперимента система поддержания пластового давления не позволяла внедрить классический метод циклического воздействия на пласт ввиду ограниченной производительности водозабора. Поэтому в промышлен-

ном насосом была осуществлена разовизность этого метода, основанная на перераспределении объема нагнетаемой воды по скважинам разрезающих рядов (без изменения общего объема закачки).

По формулам главы 2 (2-10) рассчитывались (см. рис. 2.1, 2.2) дискретные поля пластовых давлений и линии тока для возможных этапов закачки. Из анализа полученных результатов следует, что перераспределение закачки приводит к изменению направлений линий тока на отдельных участках на $90^\circ-160^\circ$. Это позволяет вовлечь в разработку ранее мало-полные зоны и увеличить коэффициент охвата заводнением. Наиболее приемлемым с расчетной и технической точек зрения оказалось проведение предварительного эксперимента в следующие этапы.

1 этап с 15 сентября 1974 г. по декабрь 1974 г. (остановка закачки в скв. 5, 26, при интенсификации закачки в скв. 38).

2 этап с 18 марта 1975 г. по июль 1975 г. (остановка скв. 38 при интенсификации закачки в скв. 5, 26).

3 этап с июня 1975 г. по апрель 1976 г. (освоение и интенсификация закачки в скв. 81).

4 этап с 10 июня 1976 г. по декабрь 1976 г. (прекращение закачки в скв. 26, 35, 38, 81 при интенсификации закачки в скв. 5, 34 с одновременной остановкой высокодебитных обводненных скв. 60, 66, 68, 80).

После прекращения нагнетания воды в скв. 5, 26 в первые 15 суток имело место снижение общей закачки по залежи, которое было компенсировано в последующие месяцы за счет увеличения приемистости скв. 38, скважин разрезающего ряда (скв. 17, 34, 35) и законтурных скважин 7, 19, 32, 36, 37. В конце предварительного эксперимента пластовое давление в районе импульса (скв. 9, 38, 39) выросло на 30 атм. В зоне остановленных скважин наблюдалось его падение. Перепад пластового давления изменялся от 25 до 30 атм. Изменение градиента давления имело место по всей залежи.

Выполненные прогнозные расчеты и проведение мероприятий дали положительный эффект, выражавшийся в стаби-

лизации и снижении темпов обводнения, в повышении коэффициента вытеснения нефти водой по отдельным скважинам и месторождению в целом. По первым двум этапам за 6 месяцев обводненность продукции снизилась с 47 до 30%. За II месяцев третьего этапа обводненность жидкости в соседних скв. 10 и 52 снизилась соответственно с 94 до 33% и с 81 до 66%. На рис. 3.2а наглядно иллюстрирована эффективность метода изменения направлений фильтрационных потоков по скв. 10. В начале третьего этапа наблюдается резкое увеличение дебита нефти и уменьшение обводненности добываемой жидкости в этой скважине. После проведения 4 (последнего) этапа предварительного эксперимента обводненность продукции по залежи стабилизировалась на уровне 58%.

Продолжение эксперимента (с декабря 1976 г.) связано с остановкой нагнетательной скв. 5, пуском в работу нагнетательных скв. 38, 81 и нефтяных скв. 66, 68. В таблице 3 приведены данные о дополнительно добытой нефти за время проведения предварительного и результаты продолженного эксперимента.

Таблица 3

Дата	! Накопл. добыча нефти (тыс. т) !		! Прирост добычи !
	! до внедрения !	! после внедрения !	
I.12.1974 г.	2451	2484,6	33,6
I.12.1975 г.	2815	2875,8	60,8
I.12.1976 г.	3000	3151	151
I.12.1977 г.	3044,7	3208	163,3
I.12.1978 г.	3123,2	3319,1	195,9

С апреля 1979 г. начал первый этап проведения промышленного эксперимента по изменению направлений фильтрационных потоков с периодическим снижением пластового давления по залежи. Закачка была прекращена во внутриконтурных скважинах разрезающих рядов 38, 26, 34, приконтурные скв.

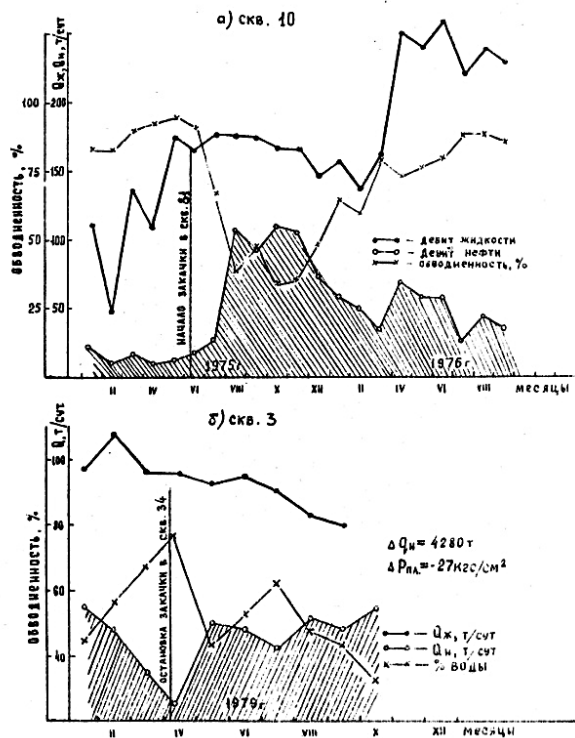


Рис. 3.2 а, б.

17 и очаговую скв. 61. В июле 1979 г. была пущена под закачку обводненная приконтурная скв. 74. Объем закачки по за-
даче сократился на 88 тыс. м³/мес. Текущая компенсация отбора
закачкой упала с 104 до 33%.

В результате проведения первого этапа последнего экспе-
римента рост обводненности добываемой продукции, имевший место
после окончания предыдущего эксперимента, не только прекра-
тился, но и снизился с 80 до 70%. Дополнительная добыча за
этот период составила 26 тыс. т. нефти. По отдельным сква-
жинам эффект от проведенного эксперимента выразился еще
более значительно. Так по скв. 3 (см. рис. 3.2б) обвод-
ненность снизилась с 77 до 31%, дополнительно добыто 4280 т.
нефти при снижении пластового давления в окрестности
скважины на 27 кгс./см².

Для оценки эффективности проведенных мероприятий стро-
ились характеристики вытеснения по накопленному за прошлые
годы фактическому материалу эксплуатации (по данным теку-
щей добычи нефти Q_n , воды Q_e , жидкости $Q_{ж}$, со-
ответственно накопленной добычи Q_n , Q_e , $Q_{ж}$,
водонефтяного фактора и т.д.). Использование характеристик
вытеснения при выяснении эффективности метода воздействия
на залежь впервые нашло широкое применение в исследова-
ниях М.Л. Сургутчева, Б.Ф. Сазонова и др. Анализируя поведение
характеристик вытеснения до и после воздействия на пласт,
по величине и знаку отклонения определялось влияние того
или иного фактора на характер вытеснения.

В данной работе в целях чистоты выделения эффекта из
расчета исключена добыча жидкости по скважинам, вступившим
в эксплуатацию и вскоре остановленным из-за высокого содер-
жания воды, определение эффективности проводилось по перо-
ходному фонду скважин 1974 г. Показано, что расчет допол-
нительно добытой нефти можно проводить двумя способами, а
именно по характеристикам вытеснения: 1) зависимости
 Q_e от $Q_{ж}/Q_n$ и 2) $Q_{нот}$ от $Q_{ж}/Q_n$. В предыдущий экспе-
рименту период, когда разработка месторождения велась при
стационарных режимах закачки в законтурные и нагнетательные

скважин разрезающих рядов, эти зависимости имели линейный характер. Обводненность килкости в этот период составляла 30 - 35%.

Для выяснения возможности прогнозирования этой закономерности на период с более высокой обводненностью килкости из переходящего фонда были выбраны скв. 9, 10, 15, 39, 42, 46, 50, 51, обводнившиеся до 70-80%. Анализ вышеприведенных зависимостей 1), 2) показал, что до величины обводненности 80% добычной продукции (значения отношения $q_{ж}/q_n \leq 1,4$ при условии стационарной системы заволакивания) сохраняется линейный характер этих зависимостей. Линейная зависимость нарушается при изменении режимов работы скважин. Используя данные о величине отклонения фактической зависимости от стационарной (линейной), нетрудно оценить эффект нового метода воздействия на пласт, связанного с изменением режимов работы скважин.

Из сравнения оценок эффективности разнородности циклической закачки с изменением направления фильтрационных потоков, рассчитанных двумя различными способами, следует, что наиболее приемлемым и соответствующим действительности является способ, основанный на использовании второй зависимости (см. рис. 3.3), т.е. зависимости $\lg \frac{q_{ж}}{q_n} = f_2(q_n)$.

Экстраполируя эту зависимость, имевшую до начала проведения эксперимента линейный характер, до последних лет эксплуатации залежи, по рис. 3.3. определим расчетные значения водо - нефтяного отношения $q_{ж}'/q_n$ при условии сохранения фактической добычи нефти. По полученным данным находим величины содержания нефти в добываемой продукции $f_n' = 1 / (q_{ж}'/q_n + 1)$ и расчетного отбора килкости $q_{ж} = q_n / f_n'$ (см. табл. 4).

По расчетным накопленным отборам нефти строятся характеристики и фактически накопленным отборам нефти строятся характеристики вытеснения нефти водой $\lg q_{ж} = f_2(q_n)$ (см. рис. 3.4). Эффект определяется как разность фактической и расчетной добычи нефти при условии сохранения фактических годовых

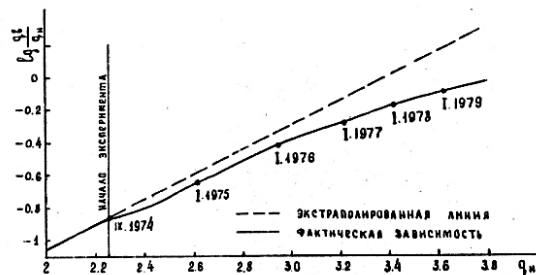


Рис. 3.3. Характеристики вытеснения $\lg(q_{ж}/q_n) = f(q_n)$ при эксплуатации Вишанского месторождения.

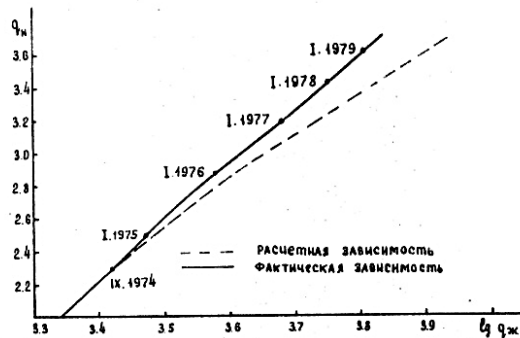


Рис. 3.4. Характеристики вытеснения $\lg q_{ж} = f(q_n)$ при эксплуатации Вишанского месторождения.

Таблица 4

Расчет дополнительно добытой нефти по характеристикам вытеснения $\bar{q}_d(q_i/q_n) = \bar{q}_i(q_n)(q_n - q_{n-1})$, $\bar{q}_d q_n = \bar{q}_i(q_n)(q_n - q_{n-1})$

Время год, квартал		Фактич. добыча нефти тыс.т.	Расчетные величины				
			$\frac{q_i}{q_n} = f_0^i K_i q_n$	$\bar{q}_i = \frac{i}{1 + \frac{q_i}{q_n}}$	$\bar{q}_i = \frac{q_n}{f_i}$	$\bar{q}_d q_n = f_i(q_n)(q_n - q_{n-1})$	Прирост q_n тыс.т.
1974	1	1800	0,063	0,94	1919	3,36	0
	2	2071	0,101	0,91	2261	3,36	0
	3	2293	0,146	0,87	2626	3,42	0
	4	2485	0,202	0,83	2967	3,47	28
1975	1	2613	0,251	0,80	3273	3,51	42
	2	2727	0,306	0,77	3560	3,55	47
	3	2806	0,348	0,74	3722	3,58	54
	4	2876	0,389	0,72	3905	3,60	58
1976	1	2941	0,435	0,70	4219	3,62	66
	2	3018	0,493	0,67	4504	3,65	80
	3	3086	0,556	0,64	4799	3,68	93
	4	3151	0,620	0,62	5107	3,71	127
1977	1	3208	0,680	0,60	5391	3,73	130
	2	3262	0,748	0,57	5703	3,76	136
	3	3319	0,820	0,55	6045	3,78	143
	4	3370	0,916	0,52	6456	3,81	156
1978	1	3423	0,977	0,51	6765	3,83	173
	2	3473	1,062	0,48	7161	3,86	168
	3	3523	1,156	0,46	7596	3,88	199
	4	3568	1,247	0,44	8018	3,90	203
1979	1	3608	1,380	0,42	8590	3,93	208
	2	3647	1,413	0,40	8913	3,95	210
	3	3681	1,498	0,39	9302	3,97	222

отборов жидкости.

Экономический эффект от проведения описанного эксперимента на Визанском месторождении, рассчитанный с использованием второй зависимости, оценивается величиной 222 тыс. т дополнительно добытой нефти по персольяскому фонду скважин. Последнее хорошо согласуется со значением эффекта, полученного на основе анализа характеристик вытеснения по отдельным скважинам, и с данными табл.3 совместно с результатами последнего эксперимента.

Из приведенного анализа полученных результатов следует, что основной эффект проведенного эксперимента, выражающийся в стабилизации, а по отдельным скважинам и в увеличении относительности добываемой продукции, связан с вовлечением в разработку ранее малопродуктивных зон, за счет изменения направления линий тока и конфигурации микропоток.

Выше-изложенное позволяет сделать вывод, что промышленная реализация предварительно рассчитанных оптимальных вариантов размещения и режимов работы скважин на площади нефтеносности представляет собой один из наиболее эффективных способов регулирования процесса разработки как по Визанскому, так и по другим месторождениям с трещиноватими коллекторами.

3.3. Расчет продвижения границы раздела жидкостей и коэффициента охвата пласта заводнением на примере продуктивной залежи Речицкого месторождения.

Отдельные нефтяные залежи месторождений с трещиноватыми коллекторами могут быть схематизированы в виде плоских областей фильтрации, составленных из прямоугольников. В частности, форма семилукско-бурегской залежи Речицкого нефтяного месторождения может быть аппроксимирована плоской фигурой Φ , составленной из двух неравных правых-угольных областей разжержания $a = \bar{a}/c$, $b = \bar{b}/c$ и $a_1 = \bar{a}_1/c$, $b_1 = \bar{b}_1/c$ (см.рис.3.5). Заштрихованная часть грани-

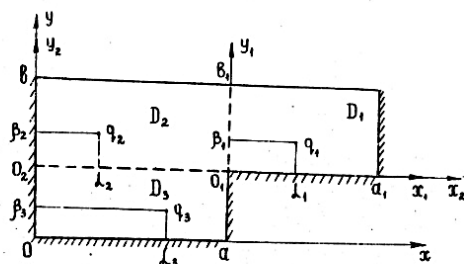


Рис. 3.5. К аппроксимации формы семилукско-бургской залежи Речицкого нефтяного месторождения. Заштрихованная часть - линия сброса, остальная часть - контур питания.

ны области Z соответствует линиям сброса, на остальной части поддерживается постоянное давление P_0 .

Для получения решения краевой задачи об определении поля давлений в рассматриваемой залежи область Z можно разбить на три прямоугольные подобласти Z_s ($s=1,2,3$) при этом $x=a$ и $y=b$. При определении поля давлений вне Z_s ($s=1,2,3$) - окрестностей скважин подожми, что каждая подобласть Z_s охватывается в точке с безразмерными координатами $(\alpha_s = x_s/c, \beta_s = y_s/c)$ единственной скважиной - источником (стоком) постоянной интенсивности (действие большего числа скважин учитывается методом суперпозиции решений для отдельных скважин). Затем полученные решения для подобласти "сшиваются" на смежных границах прямоугольников.

Заметим, что расчет поля давлений в области Z может быть значительно упрощен, если скважины, расположенные вблизи общей границы S областей Z_1, Z_2 , относительно друг друга отличаются дебитами и симметрично расположены относительно границы S . Поскольку влияние работы удаленных от границы S скважин на поле давлений незначительно, в этом случае границу S можно принять за линию симметрии, а область Z считать составленной из двух прямоугольников Z_1 и $Z_2 + Z_3$ с одинаковыми краевыми условиями. Давление в каждой из прямоугольных областей может быть рассчитано, используя решение (2-10), формулы главы 2 и программу для ЭВМ, составленную на языке ФОРТРАН.

По данным технической документации семилукско-бургской залежи Речицкого нефтяного месторождения в качестве примера использования формул пункта 2.2 рассчитан приближение фронта заводнения в период с 1965 г. по 1969 г. В качестве такого фронта будем рассматривать некоторую условную линию, соответствующую 80%-ному обводнению обводненной продукции (в окрестности этой линии). Расчетные контуры по годам изображены на рис. 3.6. В основу расчета положены: текущие карты изобар, рассчитанные

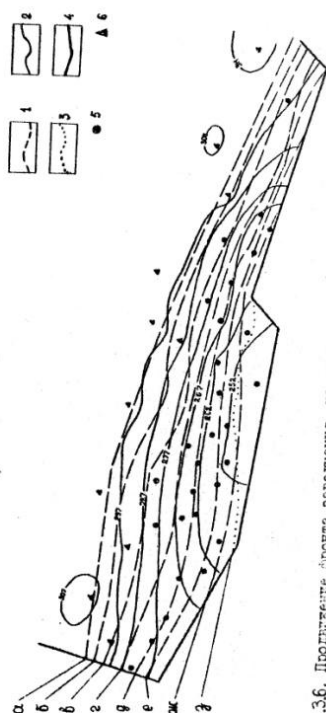


Рис.3.6. Продвижение фронта заводнения на семилукско-бурегской залежи Речинского нефтяного месторождения (30%-я обводненность):
1 - расчетный контур нефтеносности; 2 - линия равной давности;
3 - контур нефтеносности по промысловым данным; 4 - линия регионального сброса; 5 - нефтяная скважина; 6 - начальный контур обводнения; 7 - 1965, 8 - 1969, 9 - 1973, 10 - 1975, 11 - 1977, 12 - 1979, 13 - фактический контур по состоянию на X. 1979 г.

по формулам главы 2 (2-10). Схема залежи приведена на рис.3.5. На рис.3.6 для наглядности построено поле давлений по данным 1973г. За начальное положение контура нефтеносности взят промысловый контур по состоянию на 1965г. Последующие положения построены по результатам продвижения 40 опорных точек, предварительно выбранных на исходном контуре. В расчетах приняты следующие средние параметры: $m=0,076$; $\lambda=0,317$ д.; $h=17,3$ м.; $P_0=302$ атм.

На рис.3.6 также изображен промысловый контур 80%-ой обводненности по состоянию на 1979г., построенный по фактически замерам в скважинах. Из сравнения видно, что фактический, вычисленный контуры практически близки друг к другу. Вполне удовлетворительное совпадение контуров объясняется тем, что трещиноватые породы семилукско-бурегской залежи наиболее однородны среди карбонатных коллекторов Речинского нефтяного месторождения, характеризуются меньшей глинистостью и большей выдержанностью по площади. Пластовое давление по семилукско-бурегской залежи распределяется сравнительно равномерно и не имеет особых аномалий. Залежь представляет собой единую гидродинамическую систему.

Для определения текущего площадного коэффициента охвата заводнения воспользуемся результатами расчета продвижения фронта заводнения за период с 1965 по 1979г. По замерам площадей, ограниченных начальным и текущими контурами обводненности, и площади области, имеющей своей границей начальный контур нефтеносности и линии регионального сброса, определим коэффициенты охвата по годам. Результаты расчета сведены в табл.5.

Таблица 5.

Текущий площадной коэффициент охвата семилукско-бурегской залежи Речинского нефтяного месторождения по результатам продвижения фронта заводнения

Годы	: 1965	: 1969	: 1971	: 1973	: 1975	: 1977	: 1979
расч. : факт.	0	0,14	0,32	0,46	0,61	0,74	0,85
	0	0,16	0,29	0,45	0,63	0,71	0,87

Из табл.5 следует, что начиная с 1969г. наблюдается интенсивное обводнение залежи. Следует отметить, что при таких темпах обводнения в ближайшие годы будет наблюдаться высокое содержание воды во всех нефтяных скважинах этой залежи.

Л и т е р а т у р а

1. Авакян Э.А., Горбунов А.Т. Определение параметров трещиноватых пластов. Ежегодник ВНИИ, М., Недра, 1971.
2. Андуров П.В., Богиню В.А. Геология нефтяных месторождений Белоруссии. М., Недра, 1972.
3. Афанасьев А.В., Горбунов А.Т., Кустов И.Н. Зарождение нефтяных месторождений при высоких давлениях изгнетения. М., Недра, 1973.
4. Бахширов Э.А., Кривоносов И.В. Пути повышения производительности нефтяных и прикметности нагнетательных скважин в объединении "Белоруснефть". М., ВНИИОЭНГ, 1971.
5. Бин А. и др. Влияние свойств горных пород на фильтрацию в них жидкости. М., Гостонтехиздат, 1972.
6. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М., Недра, 1972.
7. Блинов А.Ф., Дзячов Р.Н. Исследования совместно эксплуатируемых пластов. М., Недра, 1971.
8. Борисов И.П., Ребинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.
9. Боксерман А.А., Шалимов Б.В. О циклическом воздействии на пласты с двойной пористостью при вытеснении нефти водой. Изв. АН СССР, ММТ, 1967, №2.
10. Бузинев С.И., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Недра, 1973.
11. Вахитов Г.Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1970.
12. Гусевизаде М.А., Колосовская А.К. Упругий режим в одно- и многопластовых системах. М., Недра, 1972.
13. Гусевизов Г.И. Некоторые вопросы гидродинамики нефтяного пласта. Баку, Азгостиздат, 1961.
14. Денисов К.И. Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1977.
15. Ентов В.М., Марзаканизаде А.А., Мамочич В.И. Об искривлении индикаторных диаграмм скважин в трещиновато-порис-

- тых коллекторах. Об. "Вопросы нелинейной фильтрации для нефтяных и газовых месторождений". ИТ и РТИ, М., 1972.
16. Желтов Ю.П. Деформация горных пород. М., Недра, 1966.
 17. Кисель Б.А., Абрамов В.С. Некоторые вопросы проектирования и анализа разработки водоносных нефтяных залежей. Тр. УкрНИИД, вып. I, М., 1968.
 18. Кисляков Ю.П., Демян Н.В., Русских В.Н. Влияние трещин-тов давления на величину параметров пласта на Туймазинском месторождении. НХ, № 2, 1964.
 19. Котяхов Ф.И. Оценка трещиноватости горных пород в природных условиях гидродинамическими методами. "Геология нефти и газа", № 1, 1972.
 20. Криконосов И.В., Балакиров Ю.А. Освоение, исследование и эксплуатация многосластных скважин. М., Недра, 1975.
 21. Крылов А.П. и др. Проектирование и разработка нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962.
 22. Курбанов А.К. и др. Методы расчета технологических показателей разработки трещиновато-пористых коллекторов. Тр. ВНИИнефти, вып. 61, М., 1976.
 23. Лебединец Н.П. и др. Особенности фильтрации в трещиноватых породах. НХ, № 6, 1968.
 24. Лейбензон Л.С. Собрание трудов, т. II. Подземная гидродинамика, подземная гидравлика. Изд. АН СССР, 1953.
 25. Ломиже Г.И. Фильтрация в трещиноватых породах. М., Госэнергоиздат, 1961.
 26. Лукашев К.И. и др. Нефть Белоруссии. Минск, Наука и техника, 1969.
 27. Майдебор В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Недра, 1971.
 28. Максимов М.М., Рысикан Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1976.
 29. Мирзеджанзаде А.Х. и др. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. М., Недра, 1972.
 30. Наказная Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. М., Недра, 1972.

31. Оноприенко В.П. и др. Результаты пробной эксплуатации и составление технологической схемы разработки Речицкого нефтяного месторождения. Труды УкрНИИПД, вып. 3, М., Недра, 1969.
32. Пилатовский В.П. Основы гидромеханики тонкого пласта. М., Недра, 1966.
33. Розенберг М.Д. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М., Недра, 1969.
34. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М., Недра, 1966.
35. Сантаров М.М. и др. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений. М., Недра, 1969.
36. Сергеев Н.Д. и др. Особенности разработки и эксплуатации месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Недра, 1975.
37. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Под ред. Ш.К. Гаматулинова, М., Недра, 1983.
38. Сургучев М.Д. Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи. НХ, № 3, 1965.
39. Усенко В.Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлении ниже давления насыщения. М., Недра, 1967.
40. Форхтшмер С. Гидравлика. М.-Л., ОНТИ, 1935.
41. Чарный Н.А. Основы подземной гидравлики. М., Гостоптехиздат, 1966.
42. Шаймуратов Р.В. Краевые задачи подземной гидродинамики. Изд-во Гомельского ун-та, Гомель, 1976.
43. Шаймуратов Р.В. Гидродинамика нефтяного трещиноватого пласта. М., Недра, 1980.
44. Шидлер М.И., Балчев Б.Т. О некоторых задачах оптимизации разработки нефтяных месторождений. М., Труды ВНИИ, вып. II, 1976.
45. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959.
46. Geertma J. Estimating coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media. Soc. Petrol. Engin. J., 1974, v. 44, no. 5.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Особенности фильтрации в трещиноватых породах.....	5
2. Математическое моделирование при расчете показателей разработки.....	15
2.1. Использование метода суперпозиции при исследовании поля течения.....	15
2.2. Прогнозирование потерь нефти при вытеснении ее водой.....	23
3. Расчет практических примеров.....	28
3.1. Поле пластовых давлений на Вишанском месторождении.....	28
3.2. Результаты промышленного внедрения оптимального варианта режимов работы скважин на Вишанском месторождении, рассчитанного по разработанной методике.....	31
3.3. Расчет продвижения границы раздела жидкостей и коэффициента охвата пласта заводнением на примере продуктивной залежи Речинского месторождения.....	39
Литература.....	45

Учебно-методическая разработка к курсу "Математическое моделирование процесса разработки залежей нефти (на примере месторождения БССР)" для студентов пятого курса геологического факультета
Автор разработки Рафат Вафаевич Шаймуратов

Подписано к печати 03.09.87. Формат 60х84 1/16. Бумага писчая 1-я. Печать офсетная Усл.п.л. 2,8. Уч.-изд.л. 2,6. Тираж 100. Заказ 247 Бесплатно.

Отпечатано на ротационной ГТУ, г.Гомель, ул.Советская, 104

РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ