

6
А-8

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РСФСР

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ
И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИМ. К. М. ГУБКИНА
УФИМСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ (УФНИИ)

На правах рукописи

И. И. АБЫЗБАЕВ

**НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ИЗУЧЕНИЯ
И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ
К МОЩНЫМ КАРБОНАТНЫМ
КОЛЛЕКТОРАМ**

*(На примере Ишимбайских месторождений
нефти)*

Автореферат диссертации, представленной на соискание
ученой степени кандидата технических наук.

Научный руководитель: кандидат технических наук
М. М. САТТАРОВ.

УФА 1963

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РСФСР

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ
НЕФТЕХЕМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИМ. И. М. ГУБКИНА
УФИМСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(УФНИИ)

На правах рукописи

И. И. АБЫЗБАЕВ

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ИЗУЧЕНИЯ
И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К
МОЩНЫМ КАРБОНАТНЫМ
КОЛЛЕКТОРАМ

(На примере Ишимбайских месторождений нефти)

Афтореферат диссертации, представленной на соискание
ученой степени кандидата технических наук.

Научный руководитель: кандидат технических наук
М. М. САТТАРОВ.

УФА 1963

В течение последних десятилетий трудами советских ученых созданы и получают дальнейшее развитие теоретические основы разработки нефтяных месторождений платформенного типа.

Изучение возможности применения существующих научных основ для анализа и составления проектов разработки нефтяных месторождений, характеризующихся некоторыми особенностями геологического строения, имеет большое практическое значение.

В качестве примера выбраны Ишимбайские нефтяные месторождения, расположенные в пределах Предуральяского прогиба и приуроченные к группе погребенных рифогенных массивов сакмаро-артинского яруса.

Эти массивы имеют сравнительно небольшие размеры: максимальная длина 7 км. (Введеновка), минимальная — 0,7 км. (Столяровка); ширина колеблется от 0,3 до 1 км.; высота залежей достигает 400 м. (Ишимбай, Введеновка). Склоны массивов очень крутые ($35-45^\circ$). Резервуар (рифовый массив) практически замкнут. Вода, подстилающая нефть снизу, не имеет напора. Режим рифовых залежей в первый (очень короткий) период упругий, затем растворенного газа (основной), переходящий в гравитационный.

Одной из характерных особенностей геологического строения Ишимбайских месторождений с точки зрения их разработки, является линзовидность распределения нефтесодержащих известняков и доломитов.

Прерывистость пористых отложений, в пределах продуктивной толщи рифа и резкая изменчивость нефтенасыщенных линз по их размерам вызывают большие трудности не только в выборе надежного метода увели-

чения коэффициента нефтеотдачи, но и в определении оптимальных расстояний между скважинами.

Поэтому возникает задача по изучению влияния неоднородности на процесс эксплуатации нефтяных залежей, являющаяся одной из самых важных, и в тоже время сложных, проблем современной теории и практики разработки нефтяных месторождений.

В настоящее время с точки зрения разработки, изучению подвергаются три основных вида неоднородностей:

1) Слоистая неоднородность или неоднородность по мощности залежи.

2) Зональная неоднородность — изменение пористости или проницаемости по площади от участка к участку.

3) Прерывистость (линзовидность) пласта.

В работах М. Маскета, А. П. Крылова, А. М. Пирвердяна, В. П. Пилатовского, Н. С. Пискунова, Ю. П. Борисова, М. Т. Абасова, В. Н. Щелкачева, И. А. Чарного, Г. Г. Вахитова и других рассмотрены вопросы влияния усердненных характеристик пористой среды на дебит скважины и другие показатели эксплуатации неоднородного по площади и мощности пласта.

В последнее время при проектировании разработки начинает учитываться прерывистость пласта (чередование проницаемых пропластков с участками, имеющими проницаемость в несколько раз ниже или окруженными плотными породами).

Влияние прерывистости пласта на нефтеотдачу рассматривается в работах А. П. Крылова, Ю. П. Борисова, И. Г. Пермякова, Е. И. Семина, В. Н. Корнилаева и других.

Приведенные виды неоднородности хотя и не дают исчерпывающей характеристики распределения коллекторов, но позволяют изучать влияние основных особенностей геологического строения залежей на процесс эксплуатации.

Однако, на стадии проектирования ни одна из указанных форм неоднородности не может быть изучена и выражена в виде достоверных карт распределения основных геолого-физических параметров.

Тем не менее, в месторождениях, только что вступивших в разработку, можно использовать картину о про-

центном содержании проницаемых и пористых участков, полученную при анализе данных в ранее разбуренных месторождениях, имеющих аналогичные коллекторы.

Решение вышеуказанных задач в условиях Ишимбайских рифов в значительной степени усложняется из-за недостаточной изученности их геологического строения. В настоящее время отсутствуют обоснованные принципы выделения, корреляции и определения протяженности пористых и проницаемых линз. В результате незначительного выноса керна по новым массивам мало изучены значения коэффициентов пористости и проницаемости и интервалы их изменения.

Относительно широкое распространение в условиях рассматриваемых месторождений получили методы определения коэффициента пористости по данным — гамма-каротажа и НГК.

Применение данных исследований радиокаротажа наряду с изучением кернового материала дало возможность приближенно оценивать не только величину средневзвешенной пористости, но и её изменение по залежи.

В частности, в результате комплексного применения данных пористости, полученных по радиокаротажу, и промыслового материала, в главе 1 произведено выделение отдельных зон с различными значениями средневзвешенной пористости.

Указанные построения позволили определенным образом схематизировать неоднородность коллекторов Ишимбайских рифов и перейти к изучению влияния изменчивости пород на процесс эксплуатации залежи.

С этой целью были подсчитаны объемы порового пространства отдельных линз. В результате сложения объемов пористых линз и определения их доли от общего объема порового пространства всего массива, были построены кривые распределения пористых линз по их размерам.

Лабораторный и визуальный анализы кернового материала показали, что продуктивная толща рифовых массивов характеризуется наличием значительного объема изолированных пустот. При этом, с увеличением коэффициента пористости доля непроницаемых образцов уменьшается.

В результате определения объемов изолированных пор для каждой отдельной линзы и последовательного

их суммирования, были построены кривые распределения объемов замкнутых пустот в конкретных месторождениях.

Определение доли отдельных пористых линз в процентах от суммарного объема пустот всей залежи позволило установить зависимость коэффициента охвата линз дренажем от плотности размещения скважин при режиме растворенного газа.

Для выявления доли линз, остающихся невскрытыми при существующей плотности сетки, в главе 2 предложено использовать методы теории вероятности.

Путем графического анализа и расчетов показано, что вероятность вскрытия m линз с площадью ω га одной скважиной из общего количества n линз подчиняется биномиальному распределению, имеющему вид:

$$P_m = C_n^m \left(\frac{\omega}{s}\right)^m \left(1 - \frac{\omega}{s}\right)^{n-m} \quad (1)$$

где C_n^m — число сочетаний из n элементов по m :

$$C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!} \quad (2)$$

S — площадь, приходящаяся на одну скважину. Расчеты, проведенные по формуле 1, для различных значений n и $\frac{\omega}{s}$ показали, что наиболее вероятное число вскрытых линз определяется следующей простой зависимостью:

$$\frac{m_1}{n} = \frac{\omega}{s} \quad (3)$$

Для определения числа невскрытых линз m_0 при различных значениях $\frac{\omega}{s}$ использована формула:

$$m_0 = n P_0 \quad (4)$$

где P_0 — вероятность того, что линза не будет вскрыта:

$$P_0 = 1 - \frac{\omega}{s} \quad (5)$$

Пользуясь изложенным методом, были подсчитаны объемы линз, невскрытых при существующей плотности сетки скважин по конкретным месторождениям. В ре-

зультате расчетов получена уточненная кривая распределения линз по их размерам.

Глава 3 диссертации посвящена исследованию в области теории фильтрации газированной жидкости и возможности применения этой теории для условий нефтяных месторождений с мощными карбонатными коллекторами.

Проблема движения газированной жидкости в пористой среде впервые была поставлена и исследована акад. Л. С. Лейбензоном в 1932—1934 годах в предположении, что нефть и газ движутся в поровых каналах с одинаковой скоростью. Американские ученые М. Маскет и М. Мерес рассмотрели случай, когда скорости движения нефти и газа различны.

Для определения скоростей движения отдельных фаз газированной жидкости М. Маскет и М. Мерес использовали диаграммы фазовых проницаемостей.

Дальнейшее изучение фильтрации газированной жидкости и усовершенствование теории, в основном, было выполнено в работах советских ученых и исследователей: В. А. Архангельского, А. А. Афанасьевой, А. А. Боксермана, М. М. Глоговского, Г. П. Гусейнова, Л. А. Зиновьевой, Г. В. Кляровского, А. П. Крылова, С. А. Кундина, Б. Б. Лапука, В. С. Орлова, М. Д. Розенберга, С. А. Христиановича, М. И. Швидлера, К. А. Царевича, Д. А. Эфроса и ряда других. Практическим применением теории фильтрации газированной жидкости к анализу разработки нефтяных месторождений и определению параметров пласта по данным исследованиям скважин занимались И. Д. Амелин, Г. Л. Говорова и А. В. Афанасьева.

Несмотря на то, что Ишимбайские месторождения эксплуатируются на режиме растворенного газа с 1932 года, до сих пор отсутствует методика гидродинамических расчетов разработки этих месторождений.

Поэтому при проектировании, анализе и прогнозировании технологических показателей разработки указанных месторождений пользовались элементарными методами математической статистики, или эти задачи решались по аналогии с соседними месторождениями. Подобным же образом не находили применения методы определения параметров пласта, основанные на исследованиях скважин и обработке полученных данных гидродинамическими приемами.

В указанных условиях фактические данные, полученные при последующей эксплуатации, не всегда совпадали с расчетными.

Использование существующих методов расчета режима растворенного газа в условиях рифогенных месторождений встречает значительные трудности, вызванные, в основном, большой мощностью залежи.

Большая мощность этих месторождений приводит к тому, что разница между давлениями на кровле и подошве залежи достигает 30—35 ат. Поэтому разгазирование нефти по мере падения пластового давления происходит неравномерно, достигая наибольшей интенсивности в верхней части массива и постепенно снижаясь к подошве залежи. В такой же последовательности будут меняться свойства пластовой жидкости и отношения фазовых проницаемостей для газа и нефти. Вследствие конической формы массива будет происходить более быстрое истощение верхних частей по сравнению с нижними.

Для количественной оценки влияния мощности на характер зависимости «пластовое давление — коэффициент нефтеотдачи» рассматривается процесс эксплуатации в предположении, что проницаемость по вертикали равна нулю. Это предположение по видимому, оправдывается во всех случаях, за исключением зон развития трещин. Распределение давления по мощности массива принимается гидростатическим. Текущее пластовое давление приводится, как это обычно делается, к отметке водо-нефтяного контакта.

Мощность массива условно делится на n равных частей и рассматривается момент времени, когда давление на отметке газонефтяного контакта меньше давления насыщения. Суммарная добыча дегазированной нефти из элемента массива высотой ΔZ , расположенного за расстоянием Z от газонефтяного контакта составит:

$$\Delta Q_{\text{сум.}} = \eta_{\text{н}} (P + Z\gamma) \cdot S(Z) \cdot m(Z) \cdot \rho_{\text{но}}(Z) dz \quad (6)$$

где $\eta_{\text{н}} (P + Z\gamma)$ — коэффициент нефтеотдачи, как функция пластового давления в точке Z .
 $S(Z)$, $m(Z)$, $\rho_{\text{но}}(Z)$ — соответственно площадь сечения рифа, пористость, начальная нефтенасыщенность в точке Z .

Складывая добычу по всем n элементам, находим суммарную добычу из всего массива:

$$Q_{\text{сум.}} = \sum_{i=1}^n \eta_{\text{н}} (P + \gamma z) \cdot S(Z_i) \cdot m(Z_i) \cdot \rho_{\text{но}}(Z_i) \Delta Z_i \quad (7)$$

Из этого соотношения, имея данные об изменении площади сечения массива, пористости, начальной нефтенасыщенности от координаты Z , задаваясь различными значениями давления P , можно установить связь между суммарной добычей $Q_{\text{сум.}}$ и пластовым давлением на отметке водонефтяного контакта $P_{\text{пл.}} = P + \gamma h$.

Анализ фактических данных удобнее производить пользуясь вместо суммарной добычи коэффициентом нефтеотдачи.

Разделив $Q_{\text{сум.}}$ на геологические запасы, получаем

$$\eta = \sum_{i=1}^n \eta_{\text{н}} (P + Z\gamma) \frac{s(z_i) \cdot \Delta z}{V} \cdot \frac{m(z_i) \cdot \rho_o(z_i)}{m \rho_o} \quad (8)$$

где V — объем массива; m — средняя пористость; ρ_o — средняя начальная нефтенасыщенность.

Определение $\eta_{\text{н}} (P + Z\gamma)$ производилось следующим образом. Согласно известному дифференциальному уравнению М. Д. Розенберга устанавливалась связь между насыщенностью пласта жидкостью и средним пластовым давлением в точке Z .

$$\frac{d\bar{\rho}}{d\bar{p}} = \frac{\bar{\rho}_{\text{н}} \left[\frac{1}{\beta(\bar{p})} \cdot \frac{ds}{d\bar{p}} - 1 + \bar{p} \psi(\bar{p}) \frac{\mu_{\text{н}}(\bar{p})}{\mu_{\text{г}}} \cdot \frac{1}{\beta(\bar{p})} \cdot \frac{d\beta}{d\bar{p}} \right] + 1 - \bar{\rho}_{\text{в}}}{\bar{p} \left[\psi(\bar{p}) \frac{\mu_{\text{н}}(\bar{p})}{\mu_{\text{г}}} + 1 \right]} \quad \dots (9)$$

где $\bar{\rho}_{\text{н}}$ — насыщенность порового пространства нефтью;
 \bar{p} — среднее пластовое давление в точке Z ;

$\beta(\bar{p})$ — объемный коэффициент пластовой нефти;

$\psi(\bar{p}) = \frac{F_{\text{г}}(\bar{p})}{F_{\text{н}}(\bar{p})}$; $F_{\text{г}}(\bar{p})$ и $F_{\text{н}}(\bar{p})$ — соответственно фазовые проницаемости для газа и нефти; $\mu_{\text{г}}$, $\mu_{\text{н}}(\bar{p})$ — вязкость газа и нефти;

$\bar{\rho}_{\text{в}}$ — насыщенность порового пространства связанной водой.

Зная эту зависимость, легко подсчитать коэффициент нефтеотдачи пласта.

$$\eta_{\text{пор.}} = \frac{\rho_{\text{но}}}{\beta_0} - \frac{\rho_{\text{н}}}{\beta}; \quad \eta_{\text{н}} = 1 - \frac{\beta_0 \rho_{\text{н}}}{\beta \rho_{\text{но}}} \quad \dots (10)$$

где $\rho_{\text{но}}$ — средняя начальная нефтенасыщенность.

$$\bar{\rho}_{\text{но}} = 1 - \bar{\rho}_{\text{в}}$$

$\bar{\rho}_{\text{в}}$ — средняя насыщенность пласта остаточной водой.

β_0, β — объемные коэффициенты нефти при начальном, пластовом давлении p_0 и среднем текущем давлении p .

$\bar{\rho}_{\text{н}}$ — средняя насыщенность пласта при давлении p .

$$\bar{\rho}_{\text{н}} = 1 - \bar{\rho}_{\text{в}} - \bar{\rho}_{\text{г}}$$

$\bar{\rho}_{\text{г}}$ — средняя газонасыщенность пласта при давлении

В результате подсчетов по формуле (10) и подстановки полученных величин в формулу 8 определялась конечная нефтеотдача при полном истощении пластовой энергии в Ишимбайских месторождениях.

Расчеты по формулам (8), (10) показали, что с увеличением количества связанной воды, конечная нефтеотдача увеличивается. Расчеты произведены в предположении, что форма диаграммы фазовых проницаемостей не зависит от насыщенности пласта связанной водой. Увеличение коэффициента нефтеотдачи в данном случае объясняется тем, что благодаря отсутствию в связанной воде растворенного газа, изменение объемного коэффициента жидкости оказывает меньшее влияние на процесс истощения залежи.

Если в расчетах не учитывать изменение свойств нефти от давления, то наличие остаточной воды приводит к уменьшению коэффициента нефтеотдачи.

Учет влияния реальных свойств пластовой жидкости и количества связанной воды, равно как и особенностей геологического строения Ишимбайских рифов, позволили

произвести сопоставление теоретических расчетов с фактическими данными.

Несмотря на сложный характер зависимости давления от нефтеотдачи, фактические данные по изменению нефтеотдачи достаточно близко располагаются к теоретическим кривым.

Совпадение расчетных кривых, полученных с учетом вышеперечисленных факторов с фактическими данными имеет место при предположении, что геологические запасы по Введеновскому, Старо-Казанковскому, Тереклинскому и Южно-Введеновскому месторождениям ниже величин, определенных объемным методом на 32,5; 38,5; 48,8 и 77%.

Пользуясь изложенным методом расчетов, мы получили величину тех запасов нефти, которые находятся в открытых порах и участвуют в процессе разработки залежи. Оставшаяся часть объема порового пространства представлена замкнутыми пустотами; линзами малых размеров, не вскрытыми при данной плотности сетки скважин и изолированными поровыми каналами.

Оценка доли непроницаемых пор, произведенная по другому, совершенно независимому методу, а именно, на основании изучения кернового материала, подтверждает порядок этих цифр.

Совпадение фактических данных по добыче нефти и изменению пластового давления с теоретическими расчетами по Грачевскому месторождению имеет место при тех же запасах нефти, которые подсчитаны объемным методом в ЦНИПРе «Ишимбайнефть».

Вышеуказанное, по всей вероятности, объясняется весьма малым объемом замкнутых пустот в этом массиве.

Грачевский массив, имея такую же величину средневзвешенной пористости, что и остальные рифовые залежи, выгодно отличается от них более устойчивыми и высокими дебитами скважин.

Таким образом, применение теории фильтрации газированной жидкости позволило определить активные запасы нефти и подтвердить ранее подсчитанные объемы замкнутых пустот.

Предложенный метод определения активных запасов нефти отличается от уравнения материального баланса тем, что учитывается влияние мощности залежи и более

полно используются данные по изменению пластового давления.

Приведенная выше оценка конечной нефтеотдачи и начальных геологических запасов имеет весьма важное значение при выборе системы разработки массива.

Однако, только показатель конечной нефтеотдачи еще не может служить критерием оценки приемлимости системы разработки.

Для окончательной оценки экономической эффективности различных вариантов разработки необходимо знать, за какой срок и при каком количестве скважин будут извлечены эти запасы.

Приступая к этим расчетам, необходимо иметь в виду, что формулы для подсчета дебитов скважин при режиме растворенного газа носят приближенный характер. Метод расчета заключается в том, что учитывая равномерное распределение пластовой энергии по площади залежи, общую площадь распределяют по отдельным скважинам и затем рассматривают работу отдельной изолированной скважины. Для определения показателей разработки всей залежи в целом данные по одной скважине умножаются на количество скважин.

Такой метод расчетов обладает рядом существенных недостатков, основным из которых является пренебрежение явлением интерференции скважин. Это приводит к противоречивому выводу, — чем больше скважин на залежи, тем меньше зона дренажа отдельной скважины и выше ее дебит, что не согласуется с физической сущностью задачи. Влияние этого фактора особенно сильно сказывается в начальной стадии, что необходимо иметь в виду при проведении расчетов.

Дебит одной усредненной скважины определяется по следующей известной формуле:

$$q = \frac{2\pi kh (H_k - H_c)}{I_n \frac{R_k}{r_c}} \quad \dots (11)$$

где R_k радиус зоны дренажа скважины; H_k и H_c функция Христиановича; Разность H_k и H_c определяется численным интегрированием из соотношения

$$H_k - H_c = \int_{r_c}^{R_k} \frac{F_n(p)}{\beta(p)\mu_n(p)} dp \quad \dots (12)$$

При установлении зависимости ΔH от давления использована связь между насыщенностью ρ и давлением p , полученная с учетом влияния мощности.

Сроки разработки залежи определены по методике, предложенной Л. А. Зиновьевой.

Сопоставление расчетных данных с фактическим материалом промысловых исследований производительности залежи во времени показало их хорошую сходимость.

Влияние большой мощности Ишимбайских массивов также сказывается на точности определения среднего пластового давления и эффективной проницаемости по промысловым данным при снижении ниже давления насыщения.

Для преодоления сопротивления движению одного и того же количества жидкости Δq в верхней части залежи потребуется больший перепад давления ΔP , чем в нижней части.

Поэтому следует определить среднюю величину перепада давления $P_{c1} - P_{c2}$, учитывающую влияние мощности залежи на процес развития режима растворенного газа и соответствующей дебиту нефти, замеренного в поверхностных условиях.

Наиболее простым способом определения среднего давления в пределах области пласта, приходящейся на скважину, является взвешивание величин давления, полученных при поинтервальных замерах по объему.

В рассматриваемом случае для определения среднего давления по объему пласта, приходящегося на одну скважину, уравнение имеет вид:

$$P_{cp} = \frac{\bar{P}_1 V_1 + \bar{P}_2 V_2 + \dots + \bar{P}_n V_n}{V_1 + V_2 + \dots + V_n} \quad \dots (13)$$

где: $\bar{P}_1, \bar{P}_2, \dots, \bar{P}_n$ — среднее давление между двумя выделенными интервалами по мощности.

V_1, V_2, \dots, V_n — элементарные объемы между двумя выделенными горизонтами по мощности залежи.

Подсчитав по формуле (13) средние величины забойных давлений и подставив их разность в расчетную формулу Боксермана А. А. и Орлова В. С., определяем среднее пластовое давление в скважине.

Сопоставление расчетных данных с фактическим материалом промысловых исследований показало практическую возможность применения изложенного способа определения пластового давления без остановки скважин.

Определение среднего пластового давления без остановки скважин позволяет оценить эффективную проницаемость с учетом разгазирования нефти в пласте. В этом случае индикаторная диаграмма по данным о дебитах нефти, пластовом и забойном давлениях, полученным при исследовании скважин строится в координатах ΔH — дебит жидкости.

Величина ΔH , введенная вместо ΔP , значительно спрямляет индикаторную кривую для скважин, работающих при $P_{заб.} < P_{нас.}$ и позволяет выявить на ней прямоугольный участок, по которому можно подсчитать коэффициент продуктивности. Как известно, коэффициент продуктивности в подобном случае подсчитывается из зависимости

$$K^* = \frac{Q_{ж}}{(P_k - P_c)}; P_c \geq P_{нас.} \dots \dots (14)$$

Полученные таким образом коэффициенты продуктивности могут дать дополнительные сведения для изучения характера распределения коллекторских свойств месторождения, разбуриваемого в течение продолжительного времени. Кроме того, по полученным значениям коэффициента продуктивности легко оценить среднюю проницаемость призабойной зоны пласта.

$$K = \frac{K^* \left(l_n \frac{R_k}{r_c} + C \right) r_n}{2\pi h_{эф.}} \dots \dots (15)$$

Сопоставление данных определения проницаемости по указанному способу с аналогичными показателями, полученными в результате лабораторных исследований керна, показывает примерно одинаковый порядок цифр этих величин.

Кроме того, в третьей главе диссертации рассмотрены вопросы изменения газового фактора по мощности залежи.

При этом использована та же расчетная схема, которая применена при подсчете добычи нефти и величины нефтеотдачи, т. е. мощность массива делится на n равных частей при равенстве вертикальной проницаемости нулю и гидростатическом распределении давления.

Подсчеты показывают, что, несмотря на постепенное снижение газового фактора по мере удаления от верхних частей залежи, наибольшее количество попутного газа в один и тот же период времени будет приходиться на нижние горизонты.

Вышеуказанные вполне объяснимо, т. к. рифовые массивы имеют куполообразное строение и объемы нижних слоев рифа в несколько раз превышают объемы верхних частей залежи.

В результате последовательного сложения дебитов нефти и газа, подсчитанных для каждого из выделенных элементов массива, и деления первой суммы на вторую, определялся средневзвешенный газовый фактор при данном пластовом давлении.

Величины расчетных газовых факторов, имеющих сходимость с фактическими данными, использовались для оценки отношения фазовых проницаемостей для газа и нефти.

Подсчеты показали, что максимальные значения отношений фазовых проницаемостей в один и тот же момент времени имеют место в верхней части массива при постепенном снижении к подошве залежи.

Четвертая глава посвящена вопросам изучения путей увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Как показали исследования, проведенные в первых трех главах, наиболее реальным резервом увеличения коэффициента нефтеотдачи являются активные запасы нефти.

Опытно-промышленные работы по закачке воды в нефтяную часть Старо-Казанковского месторождения в принципе показали возможность разработки рифов с поддержанием пластового давления.

Однако, осуществление методов воздействия на залежь в условиях рифогенных месторождений нефти имеет существенные особенности, вызванные в основном линзовидностью строения коллектора и резкой изменчивостью его свойств. В указанных условиях особое значе-

ние приобретают изыскание способов увеличения эффективности закачки воды в залежь.

Первый, наиболее важный, перспективный способ заключается в улучшении нефтеотмывающих способностей закачиваемой воды. Коэффициент вытеснения нефти, полученной по результатам лабораторных исследований, составляет всего лишь 60%. Следовательно, даже в тех порах, по которым прошла вода, остается немногим меньше половины нефти.

Заметного улучшения отмывающих способностей воды можно достигнуть путем обработки поверхностно-активными веществами или иными реагентами.

Необходимо в ближайшее время провести лабораторные опыты по изысканию ПАВ, пригодных в качестве добавок к воде в условиях рифогенных месторождений.

Наиболее эффективными рабочими агентами, обеспечивающими практически полное вытеснение нефти из пористой среды, являются жидкие газы: бутан, пропан, их смеси или иные углеводороды, растворяющие в себе нефть. В результате открытия в районе Ишимбая газоконденсатных месторождений стало возможно закачивать в пласт конденсат с последующим вытеснением нефти и конденсата сухим газом или водой.

Второй способ повышения эффективности заводнения заключается в увеличении коэффициента охвата залежи и снижении количества попутно добываемой воды за счет периодической подачи в процессе заводнения воздуха или другого газа, а также закачки соленой воды.

Значительная часть запасов нефти, заключенная в линзах малых размеров и в тупиковых участках, не может быть вытеснена путем нагнетания рабочего агента без дополнительного сгущения сетки эксплуатационных скважин. Для дальнейшего увеличения коэффициента нефтеотдачи в условиях ишимбайских рифов необходимо применять методы воздействия, основанные не на принципе вытеснения, а на иных принципах. Так, например, «идеальным» методом воздействия на залежь можно считать закачку газа под высоким давлением для превращения нефтяной залежи в газоконденсатную. Такой метод позволил бы также извлечь нефть из малых линз, если они вскрыты хотя бы одной скважиной.

Немалая доля запасов по рассматриваемым месторождениям заключена в закрытых порах. Часть нефти

из замкнутых пустот и изолированных поровых каналов, по-видимому, может быть добыта путем применения методов химического воздействия на залежь.

Описанные методы воздействия на пласт известны давно, однако экспериментальный материал настолько незначителен, что нет возможности дать технико-экономическую оценку эффективности их применения в промысловых условиях.

ВЫВОДЫ

1) В работе на основе анализа большого фактического материала показано наличие в Ишимбайских месторождениях значительного объема плотных пород и зон с изолированными пустотами.

С целью определения средневзвешенной эффективной пористости залежи предложена методика оценки объема замкнутых пор, позволяющая уточнить балансовые запасы нефти.

2. Впервые для анализа разработки Ишимбайских месторождений дается оценка влияния прерывистости (линзовидности) коллекторов на основные показатели разработки при режиме растворенного газа.

Для схематизации неоднородности коллекторов разработан способ построения кривых распределения пористых линз по их размерам.

Способы построения кривых распределения пористых линз могут быть рекомендованы для анализа и проектирования разработки в других месторождениях, характеризующихся чередованием плотных и пористых пород.

Оценка степени изменчивости проницаемости внутри пористых линз производится при помощи эмпирических функций распределения, построенных по данным исследования кернов и распределения дебитов нефти, по методике, предложенной М. М. Саттаровым.

3) В результате определения доли пористых линз различных размеров от общего объема порового пространства установлена зависимость коэффициента охвата линз дренажем от плотности сетки скважин. Для выявления доли линз, остающихся невскрытыми при существующей плотности сетки скважин, предложен способ, основанный на использовании методов теории вероятности.

Расчеты, произведенные по предлагаемой методике позволили уточнить кривую распределения и оценить потери нефти в линзах, неохваченных дренажем при принятом расстоянии между скважинами.

4) Для оценки конечной нефтеотдачи и определения запасов активной нефти, а также установления технологических показателей разработки конусообразных нефтяных месторождений с мощными карбонатными коллекторами применена существующая теория фильтрации газированной жидкости. При этом произведены соответствующие видоизменения расчетных формул с учетом влияния мощности на характер изменения давления.

Расчеты, проведенные по указанной в работе методике, позволили выявить величины коэффициентов нефтеотдачи для пяти Ишимбайских месторождений с учетом реальных свойств пластовой жидкости и количества связанной воды.

Сопоставление теоретических расчетов с фактическим материалом промысловых исследований показало их хорошую сходимость.

Способы определения нефтеотдачи, разработанные в данной диссертации, могут быть рекомендованы и для других нефтяных месторождений с мощными коллекторами, эксплуатирующихся при режиме растворенного газа.

5. Для решения многих практических и теоретических задач важное значение имеет определение характера распределения пластовых давлений по залежи в любой момент времени.

Непосредственные замеры пластовых давлений иногда требуют длительной остановки эксплуатационных скважин, вызывающие перераспределения давления и приводящие к значительным потерям в текущей добыче нефти.

А. А. Боксерманом и В. С. Орловым предложен простой способ определения пластового давления при режиме растворенного газа по промысловым данным без остановки скважин.

Учет влияния мощности на изменение перепада давления позволил использовать данную методику в конкретных условиях рассматриваемых месторождений.

6. Так как разработка Ишимбайских нефтяных месторождений происходит в условиях, связанных с проявлением режима растворенного газа, оценка эффек-

тивной проницаемости должна осуществляться с учетом разгазирования нефти в пласте.

Для этой цели индикаторные диаграммы по данным о дебитах нефти, пластовом и забойном давлениях были построены в координатах ΔH (функция Христиановича) — дебит жидкости. При построении зависимости H от P (давление) использовалась связь между насыщенностью порового пространства жидкостью и давлением P , полученная с учетом влияния мощности.

7. Существенную роль при анализе разработки нефтяных месторождений при режиме растворенного газа играет величина среднего газового фактора. С целью прогноза значений газового фактора и увязки его с величинами среднего пластового давления, произведены гидродинамические расчеты с учетом влияния мощности нефтеносного этажа.

Сопоставление расчетных значений газового фактора с фактическим материалом промысловых исследований дало возможность оценить характер изменения отношений фазовых проницаемостей для газа и нефти по мощности залежи.

Определение динамики φ (φ) наряду с учетом неоднородности коллекторов имеет практическое значение при проектировании закачки воды, газа или водо-газовой репрессии в условиях нефтяных месторождений с большими этажами нефтеносности.

8. Произведенные в работе детальное изучение геолого-промыслового материала и гидродинамический анализ показателей разработки позволили выявить, что запасы нефти в Ишимбайских месторождениях подразделяются на три вида:

а) запасы в линзах, остающихся невоскрытыми при существующих плотностях сетки скважин;

б) запасы нефти в изолированных порах;

в) активные (подвижные) запасы нефти;

9. Распределение запасов нефти по видам и изучение характера неоднородности коллекторов позволили наметить пути и направления увеличения коэффициента нефтеотдачи.

**ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ
ОПУБЛИКОВАНО В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ**

- 1) «К вопросу разработки рифовых месторождений Ишимбайского типа». Башкирская нефть № 1959 г.
- 2) «Особенности разработки рифогенных месторождений» Новости нефтяной техники (серия нефтепромышленное дело № 3 1960 г.)
- 3) «Изучение коллекторских свойств рифогенных месторождений» Труды УфНИИ вып. 7 1960 г. г. Уфа (в соавторстве с Крашенинниковым Ю. Н.).
- 4) «Зависимость коэффициента нефтеотдачи от плотности сетки скважин в условиях рифогенных месторождений» Труды УфНИИ вып. 7. 1961 г. (в соавторстве с Саттаровым М. М.).
- 5) «Применение теории движения газированной жидкости к анализу разработки месторождений рифогенного типа.» Труды УфНИИ вып. 7 1961 г. г. Уфа (в соавторстве с Саттаровым М. М.)
- 6) «Разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа (на примере Ишимбайских месторождений нефти). «Книга, Гостоптехиздат, 1962 г. (совместно с М. М. Сатаровым и А. В. Карцевой).
- 7) Оценка влияния реальных свойств пластовой жидкости и количества связанной воды на коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа в Ишимбайских месторождениях (принята в печать.)
- 8) «Определение среднего пластового давления по промысловым данным в Ишимбайских месторождениях» (принята в печать.)
9. Расчет газового фактора и оценка отношения фазовых проницаемостей породы для газа и нефти (сдана в печать).