

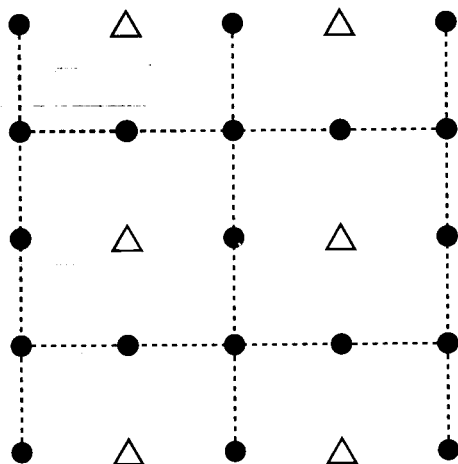
Разработка и управление месторождениями при заводнении

*Методы проектирования, осуществления
и мониторинга, позволяющие оптимизировать
темпы добычи и освоения запасов*

Дон Уолкотт

Второе издание, дополненное

Перевод с английского выполнил
магистр геологического ф-та
МГУ им. М.В. Ломоносова,
инженер разработчик нефтяных
и газовых месторождений
компании «Шлюмберже»
Ю.А. Наумов



Москва 2001

Содержание

Предисловие	8
Предисловие к русскому изданию	9

История заводнения месторождений	10
--	----

Прогноз хода заводнения	11
-------------------------------	----

1.

1.1.	Закон Дарси	11
1.1.1.	Решения для постоянного дебита	12
1.1.2.	Постоянный дебит при установившемся режиме	14
1.2.	Обзор свойств пород и движения флюидов	16
1.2.1.	Смачиваемость	16
1.2.2.	Капиллярное давление	19
1.2.3.	Естественный, очищенный и искусственный керны	23
1.2.4.	Влияние типа смачиваемости пород на процесс заводнения	23
1.3.	Подготовка к прогнозированию хода заводнения	25
1.3.1.	Относительная проницаемость	25
1.3.2.	Коэффициент подвижности и движение отдельных фаз в многофазовом потоке	32
1.3.3.	Влияние размера пор	36
1.4.	Метод Buckley-Leverett	39
1.4.1.	Движение отдельных фаз с учетом капиллярного давления и дисперсии	40
1.5.	Метод Welge	41
1.6.	Список литературы к главе 1	44

2.

Проектирование заводнения	45
---------------------------------	----

2.1.	Цель заводнения	45
2.2.	Обзор начала разработки	45
2.3.	Выбор системы разработки	46
2.4.	Определение территории скважины и площади элемента системы разработки	47
2.5.	Выбор модели и коэффициента охвата по площади	48
2.6.	Выдержанность пласта и плотность сетки скважин	52
2.7.	Анизотропия пласта	53
2.8.	Начальная газонасыщенность	54
2.9.	Коэффициент охвата по мощности	55
2.9.1.	Метод Dykstra-Parsons	56

2.9.2.	Оценка коэффициента охвата по мощности по методу Welge-PRP (Welge псевдоотносительная проницаемость)	58
2.10.	Список литературы к главе 2	73
3.	Наблюдение за процессом заводнения	74
3.1.	Элементы системы разработки	74
3.2.	Размещение добывающих и нагнетательных скважин	75
3.2.1.	Распределение добываемых и закачиваемых флюидов по площади	75
3.2.2.	Кольцевое картирование	76
3.3.	Уравнение материального баланса	78
3.3.1.	Выше давления насыщения	78
3.3.2.	Ниже давления насыщения	79
3.3.3.	Распределение жидкости при материальном балансе	80
3.3.4.	Использование материального баланса для управления элементами системы разработки	81
3.3.5.	Начальный этап разработки при пластовом давлении, превышающем давление насыщения	81
3.3.6.	Вторичная разработка при давлении в пласте выше давления насыщения	83
3.3.7.	Первичная разработка при давлении ниже давления насыщения	85
3.3.8.	Вторичная разработка при насыщении свободным газом и объем необходимой при этом воды, требуемой для заполнения пространства, изначально занятого свободным газом.	86
3.3.9.	Охват по объему при заводнении в присутствии свободного газа	87
3.3.10.	Вторичная разработка после заполнения	89
3.4.	Графическое изображение процесса заводнения в отдельно взятом элементе	91
3.4.1.	График зависимости коэффициента нефтеизвлечения (E_r) от коэффициента охвата по объему (E_v)	91
3.4.2.	Зависимость водонефтяного фактора (ВНФ) от объема порового пространства, занятого подвижной нефтью (ПППН)	92
3.4.3.	Зависимость коэффициента нефтеизвлечения (E_r) от объема порового пространства, занятого подвижной нефтью	93
3.4.4.	Зависимость ВНФ от конечного значения накопленной добычи (N_p)	93
3.4.5.	Зависимость обводненности (X -функция) от коэффициента извлечения (E_r)	95
3.4.6.	Зависимость логарифма накопленной добычи газа (G_p) от накопленной добычи (N_p)	96
3.4.7.	Газовый фактор (ГНФ) и накопленная добыча нефти (N_p)	97
3.4.8.	Зависимость дебита жидкости и дебита нефти ($q_{ж}$ и q_n) от накопленной добычи (N_p)	97

3.5.	Список литературы к главе 3	97
4.	Мониторинг скважин	98
4.1.	Нагнетательные скважины	98
4.1.1.	Оценка приемистости	98
4.1.2.	Рабочие характеристики нагнетательной скважины и наблюдение за ними	99
4.1.3.	Поведение нагнетательных скважин и наблюдение за ними	100
4.1.4.	Нагнетание пластовой или неотфильтрованной воды	103
4.2.	Добывающие скважины	107
4.2.1.	Добыча	107
4.3.	Список литературы к главе 4	113
5.	Расширение возможностей заводнения	114
5.1.	Уплотнение и преобразование сетки скважин	114
5.2.	Список литературы к главе 5	116
	Приложение к руководству по заводнению	117
	Обозначения	142

Предисловие

Перед вами исправленный и дополненный текст пособия по заводнению, подготовленного как часть программы оптимизации и интенсификации добычи нефти, начатой ЗАО «ЮКОС ЭП» в 1999 г. Книга является практическим руководством и справочным пособием для инженеров и руководителей предприятий. Оно содержит необходимые основы для проектирования процессов заводнения, наблюдения и управления ими.

Данное пособие нацелено на повседневное управление заводнением. В существующей литературе часто рассматриваются экзотичные и времязатратные приемы. Поэтому я разработал настоящее пособие, в котором уделю особое внимание относительно простым и оперативным методам. В него вошли материалы многих исследователей и мой собственный опыт.

Проработав представленные в книге задачи и изучив примеры, читатель получит навыки, необходимые для управления процессами заводнения.

5 апреля 2001 г.

Дон Уолкотт

Предисловие к русскому изданию

Автор благодарит всех специалистов принявших участие в создании книги. Переводчиков Нелли Медведеву (гл. 1), Наталью Камашеву (гл. 2, 3; приложения 1–3), Андрея Потапова (гл. 4) и Петра Петрова (гл. 3). Валерия Худякова, выполнившего техническое оформление книги.

Особую признательность автор выражает профессору Московского государственного университета, действительному члену Российской академии естественных наук Юрию Ильичу Горбачеву за участие в редактировании книги.

Замечания к содержанию и русской редакции текста просим направлять Юрию Наумову, выполнившему основной объем работ по переводу и изданию книги.

Почтовый адрес: Шлюмберже Инк., Москва, Таганская ул., 9.

Электронный адрес: yunaumov@moscow.oilfield.slb.com

7 апреля 2001г.
Москва

Дон Уолкотт
Юрий Наумов

История заводнения месторождений

Первое искусственное заводнение стало результатом случайности. В 1865 году операторы штата Пенсильвания обнаружили, что через заброшенные, но не консервированные скважины в продуктивные пласты сквозь нарушенную обсадку колонны поступала поверхностная вода. Спустя несколько месяцев в соседних, все еще действующих скважинах увеличилась добыча, причем в некоторых из них значительно. Наряду с нефтью возрос отбор воды. Стало очевидным, что просочившаяся вода до определенной степени восстановила упавшее пластовое давление, заставив тем самым нефть двигаться в направлении смежной добывающей скважины. Форест Дорн и его отец Клейтон Дорн, несколько лет изучавшие этот феномен, пришли к выводу, что, закачивая воду в продуктивный горизонт намеренно, они получили бы такие же результаты. В 1915 году Форест Дорн задумал и осуществил первое заводнение. Примененная им система в дальнейшем стала известна как шахматная трехрядная сетка. Поскольку в то время законы Пенсильвании запрещали нагнетание воды в пласт, процесс заводнения был проведен в тайне. Однако к 1921 году заводнение было законодательно разрешено. В 1936 году его применили и в Техасе. В настоящее время половину добываемой в США нефти получают за счет заводнения месторождений.

1. Прогноз хода заводнения

Задача главы – научиться использовать простые расчеты и уравнения движения отдельных фаз для прогноза хода процесса заводнения.

1.1. ЗАКОН ДАРСИ

Закон Дарси не является теорией или предположением, это – закон. Он успешно применялся во многих формах, из которых примечательными являются радиальная и линейная. Вместе с законом сохранения масс он применим для многофазных потоков с учетом их трехмерного движения и для нефти, характеризующейся высокими как плотностью, так и газонефтяным фактором. Основная форма закона Дарси очень близка к форме других законов переноса материи. Примерами могут послужить закон переноса тепловой энергии (закон Фурье) (1.01) и закон Ома (1.02):

$$q = -kA \frac{\Delta T}{L}, \quad (1.01)$$

где q – расход передачи тепла, кВт; k – коэффициент теплопроводности, кВт/м²К; A – площадь поперечного сечения проводника, м²; ΔT – перепад температур, К; L – длина, м.

$$I = \frac{V}{R}, \quad (1.02)$$

где I – сила тока, А; V – напряжение, В; R – электрическое сопротивление, Ом. В свою очередь, закон Дарси имеет вид

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta p}{L}, \quad (1.03)$$

где q – расход, см³/с; k – коэффициент проницаемости, Д; A – площадь поперечного сечения, см²; Δp – перепад давления, атм; L – длина, см; μ – динамическая вязкость, сП.

Со времен первых дней нефтепромыслового дела были найдены электрические аналогии уравнений, описывающих установившийся поток. Были получены электрические аналогии для продуктивности скважины с учетом плотности ее перфорирования, подтвержденные экспериментально.

1.1.1. Решения для постоянного дебита

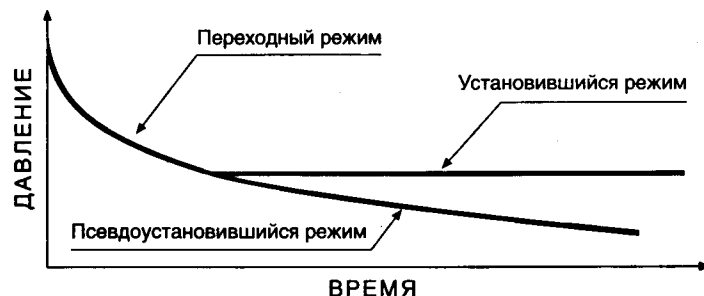
При промышленной эксплуатации нефтяного месторождения существуют три режима притока, которые интересуют разработчиков на протяжении всего периода работы скважины:

1. Неустановившийся
2. Псевдоустановившийся
3. Установившийся.

Каждый режим проявляется в разное время после ввода скважины в эксплуатацию и для различных граничных условий.

Характер изменения давления во времени служит индикатором режима потока. Приведенный на рис. 1.01 пример показывает изменение давления во времени для каждого из трех обсуждаемых режимов.

Рис. 1.01.
Изменение давления фонтанирующей скважины во времени для трех режимов притока



Тип притока определяется поведением давления во времени. Для трех различных состояний притока оно описывается следующими выражениями.

Неустановившийся:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(r, t),$$

псевдоустановившийся:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = C, \text{ const},$$

установившийся:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial q}{\partial t} = 0.$$

Граничные условия для каждого режима притока следующие:

неустановившийся – внешняя граница не оказывает влияния, т.е. поток ведет себя как в безграничной среде;

псевдоустановившийся – границы потока не оказывают влияния, но давление на контуре снижается;

установившийся – давление на границах остается постоянным.

Псевдоустановившийся и установившийся режимы могут так и не реализоваться. Например, уравнения, описывающие псевдоустановившееся состояние, часто применяют, когда дебиты, а следовательно, границы между подвижным и неподвижным флюидами изменяются во времени. Изменения объемов закачки и добычи, связанные с ремонтом скважин, а также увеличение дебитов с целью повышения добычи или выравнивания объемов отбора по элементам системы разработки создают условия неустановившегося состояния. Такой режим, однако, будет существовать лишь непродолжительное время (часы, дни), после чего последует стабилизация притока для нового распределения дебитов скважин. В целом вышеобозначенные условия применимы для практических целей. Время прекращения существования неустановившегося режима (и непрерывного действия) может быть рассчитано по уравнению

$$t_{cia} \approx \frac{\phi \mu c_t A(t_D)}{Ck}, \quad (1.04)$$

где ϕ – пористость, безразмерное время t_D равно 0,1 для дренирующей скважины кольцевой или квадратной сетки размещения и 0,2 – для прямоугольной сетки с соотношением сторон 2:1. Пересчетный коэффициент – константа C равна $2,451E^{-05}$ для расчетов в метрической системе (Россия) и 0,0002637 для расчетов по месторождениям США. Время измеряется в часах. Большое количество факторов форм и безразмерных времен представлено в работах Dake и Earlougher.

Ниже представлены уравнения расходов жидкости для трех режимов притока.

Неустановившийся:

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C_{\mu B \ln \left(\frac{kt}{\phi \mu c_t (r_w)^2} \right)}}. \quad (1.05)$$

Псевдоустановившийся:

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C_{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)}}. \quad (1.06)$$

Установившийся:

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C_{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right)}}. \quad (1.07)$$

Здесь h – мощность пласта.

В России давление p измеряется в атм, толщина h – в метрах, а константа $C = 18,41$. В США приняты следующие единицы измерения: p – в фунтах на квадратный дюйм, h – в футах, $C = 141,2$.

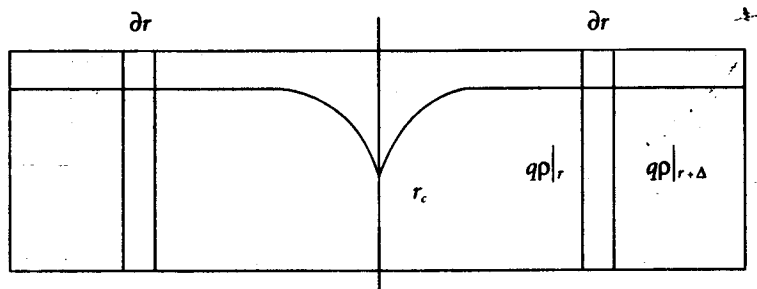
1.1.2. Постоянный дебит при установившемся режиме

Закон Дарси в линейных координатах имеет вид:

$$q = \frac{kA}{\mu B} \frac{(p_2 - p_1)}{L}. \quad (1.08)$$

Установившийся режим подразумевает, что давление на границе остается постоянным, а это значит, что изменение давления во времени равно нулю: $(\partial p / \partial t = 0)$. Когда скважина рассматривается в пласте, удобнее применять радиальные координаты. Поток флюида в пласте пересекает поверхность цилиндра толщиной ∂r (рис. 1.02). Массовый расход входящего в цилиндр флюида будет равен массовому расходу на выходе из него.

Рис. 1.02.
Разрез пласта, показывающий цилиндр радиуса r и скважину радиуса r_c



Конечная разность $\partial p / \partial r$ постоянна при малых изменениях радиуса ∂r . Площадь поверхности цилиндра $A = 2\pi r h$. Подставляя это значение в уравнение (1.08), получаем

$$q = \frac{k 2\pi r h}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (1.09)$$

Решая это уравнение относительно изменения давления ∂p при малом изменении радиуса ∂r , получим

$$\partial p = \frac{q \mu B}{2\pi k h} \frac{\partial r}{r}. \quad (1.10)$$

Сумма всех малых изменений давления в зависимости от вариаций радиуса может быть описана следующим интегралом:

$$\int_{p_w}^{p_e} \partial p = \frac{q \mu B}{2\pi k h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{\partial r}{r}. \quad (1.11)$$

В результате интегрирования получаем

$$p_e - p_w = \frac{q \mu B}{2\pi k h} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right). \quad (1.12)$$

Преобразование уравнения (1.12) и его решение относительно q дают

$$q = \frac{2\pi k h (p_e - p_w)}{\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}. \quad (1.13)$$

Среднее давление

Среднее пластовое давление $\bar{p}$ дренируемого объема обычно проще оценить по данным исследования скважин, чем давление в какой-либо конкретной точке этого объема. Именно поэтому принято выражать депрессию как разницу $\bar{p} - p_{wf}$, а не $p_e - p_{wf}$. Чтобы переписать уравнение через $\bar{p} - p_{wf}$, необходимо определить $\bar{p}$. Очевидно, что для этого можно воспользоваться следующим выражением:

$$\bar{p} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} p \partial V}{\int_{r_w}^{r_e} \partial V}. \quad (1.14)$$

Поровый объем цилиндра толщиной ∂r есть $\partial V = 2\pi r h \phi \partial r$. Подставляя это выражение в уравнение (1.14), получаем

$$\bar{p} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} p 2\pi h \phi r \partial r}{\int_{r_w}^{r_e} 2\pi h \phi r \partial r}. \quad (1.15)$$

Интегрируя знаменатель уравнения (1.15) и упрощая полученное выражение, находим

$$\bar{p} = \frac{2\pi h \phi \int_{r_w}^{r_e} p r \partial r}{\pi h \phi (r_e^2 - r_w^2)} = \frac{2 \int_{r_w}^{r_e} p r \partial r}{(r_e^2 - r_w^2)}. \quad (1.16)$$

Поскольку $r_e^2 \gg r_w^2$, уравнение (1.16) упрощается до следующего вида:

$$\bar{p} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} p r \partial r. \quad (1.17)$$

Подставляя выражение для p как функции r из (1.13) в формулу (1.17) для перепада давления $\bar{p} - p_{wf}$, получаем

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{q\mu}{\pi k h r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) dr. \quad (1.18)$$

Интеграл, входящий в выражение (1.18), является табличным вида

$$\int x \log x dx = \frac{x^2}{2} \log x - \frac{x^2}{4}.$$

Его интегрирование в нашем случае дает

$$\left(\frac{r^2}{2} \ln \frac{r}{r_w} \right)_{r_w}^{r_e} - \left(\frac{r^2}{4} \right)_{r_w}^{r_e}.$$

И вновь, поскольку $r_e \gg r_w$, только параметр r_e имеет значимую величину, что позволяет привести уравнение (1.18) к следующему виду:

$$\bar{p} - p_{wf} = 2 \frac{q\mu}{\pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right). \quad (1.19)$$

Преобразуя его относительно q и включая 2π в константу C , получаем

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C_{\mu B} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right)}. \quad (1.20)$$

Следует обратить внимание на то, что уравнение (1.20) не что иное, как уравнение (1.07). В России p измеряется в атм, h в метрах, а константа $C = 18,41$. В США приняты следующие единицы измерения: p – в фунтах на квадратный дюйм, h – в футах, $C = 141,2$.

1.2. ОБЗОР СВОЙСТВ ПОРОД И ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ

Знание основных свойств пород и флюидов, контролирующих потоки в поровом пространстве, является необходимым условием для понимания того, как протекает процесс заводнения и как он должен быть запланирован и организован.

1.2.1. Смачиваемость

Значение смачиваемости

Ход процесса заводнения в большой степени зависит от смачиваемости пород. Это объясняется следующим:

1. Смачиваемость системы порода–флюид является основным фактором, контролирующим местоположение, направление движения и распределение флюидов в резервуаре.
2. Смачиваемость влияет на капиллярное давление и относительную проницаемость, данные по которым используют при описании конкретной системы заводнения (пропитывание – дренирования).

Определение

В системе порода–нефть–рассол смачиваемость может быть определена как стремление флюида предпочтительно прилипать к поверхности породы или смачивать ее в присутствии других несмешивающихся жидкостей. В процессе заводнения смачивающими фазами могут быть либо вода, либо нефть. Газ часто присутствует, но он не является смачивающей фазой.

В любом образце породы смачиваемость может быть как однородной, так и неоднородной [6]. В первом случае смачиваемость стенок пор и каналов всегда одинакова (100% гидрофобная, 100% гидрофильная или 100% промежуточная смачиваемость), а краевые углы смачивающей и несмачивающей фаз существенно не меняются (рис. 1.03).

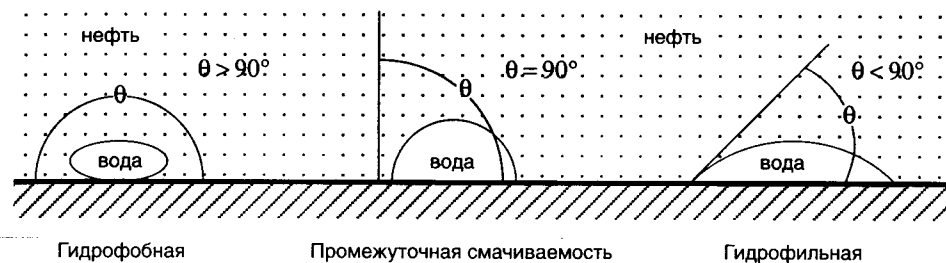


Рис. 1.03. Краевые углы смачивающей и несмачивающей фаз.

Более реалистичным, однако, является случай неравномерной смачиваемости, когда порода характеризуется гетерогенной смачиваемостью с изменением смачиваемости от поры к поре. Порода, являющаяся примером неравномерной смачиваемости, может иметь 60% гидрофобных и 40% гидрофильных пор. Неравномерная смачиваемость может быть дальше разделена на два подкласса: избирательная смачиваемость и смешанная смачиваемость (рис. 1.04). Понятие избирательной смачиваемости относится главным образом к скелету породы и является результатом различий в химизме поверхностей минеральных составляющих. Смешанная смачиваемость характеризует систему, в которой нефть мигрирует в гидрофильный коллектор, занимает преимущественно большие пустоты и может не заполнять самые мелкие. В результате смачиваемость может измениться благодаря адсорбции полярных компонентов и/или разложению органического вещества, что превращает поверхность поры в гидрофобную.

В гидрофильной породе вода занимает поры малого размера и контактирует с поверхностью пород в больших порах. Нефть в такой системе находится внутри крупных пор. В гидрофобной системе вода также занимает мелкие поры, а нефть смачивает большую поверхность крупных пор. Вода, которая находится в больших порах гидрофобных систем,

Подставляя выражение для p как функции r из (1.13) в формулу (1.17) для перепада давления $\bar{p} - p_{wf}$, получаем

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{q\mu}{\pi k h r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) dr. \quad (1.18)$$

Интеграл, входящий в выражение (1.18), является табличным вида

$$\int x \log x dx = \frac{x^2}{2} \log x - \frac{x^2}{4}.$$

Его интегрирование в нашем случае дает

$$\left(\frac{r^2}{2} \ln \frac{r}{r_w} \right)_{r_w}^{r_e} - \left(\frac{r^2}{4} \right)_{r_w}^{r_e}.$$

И вновь, поскольку $r_e \gg r_w$, только параметр r_e имеет значимую величину, что позволяет привести уравнение (1.18) к следующему виду:

$$\bar{p} - p_{wf} = 2 \frac{q\mu}{\pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right). \quad (1.19)$$

Преобразуя его относительно q и включая 2π в константу C , получаем

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right)}. \quad (1.20)$$

Следует обратить внимание на то, что уравнение (1.20) не что иное, как уравнение (1.07). В России p измеряется в атм, h в метрах, а константа $C = 18,41$. В США приняты следующие единицы измерения: p – в фунтах на квадратный дюйм, h – в футах, $C = 141,2$.

1.2. ОБЗОР СВОЙСТВ ПОРОД И ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ

Знание основных свойств пород и флюидов, контролирующих потоки в поровом пространстве, является необходимым условием для понимания того, как протекает процесс заводнения и как он должен быть запланирован и организован.

1.2.1. Смачиваемость

Значение смачиваемости

Ход процесса заводнения в большой степени зависит от смачиваемости пород. Это объясняется следующим:

1. Смачиваемость системы порода–флюид является основным фактором, контролирующим местоположение, направление движения и распределение флюидов в резервуаре.
2. Смачиваемость влияет на капиллярное давление и относительную проницаемость, данные по которым используют при описании конкретной системы заводнения (пропитывание – дренирования).

Определение

В системе порода–нефть–рассол смачиваемость может быть определена как стремление флюида предпочтительно прилипать к поверхности породы или смачивать ее в присутствии других несмешивающихся жидкостей. В процессе заводнения смачивающими фазами могут быть либо вода, либо нефть. Газ часто присутствует, но он не является смачивающей фазой.

В любом образце породы смачиваемость может быть как однородной, так и неоднородной [6]. В первом случае смачиваемость стенок пор и каналов всегда одинакова (100% гидрофобная, 100% гидрофильная или 100% промежуточная смачиваемость), а краевые углы смачивающей и несмачивающей фаз существенно не меняются (рис. 1.03).

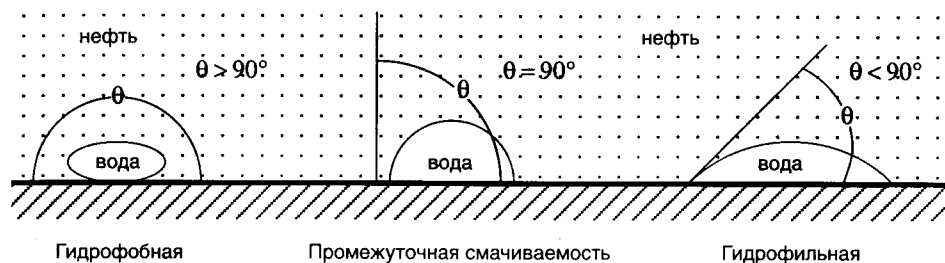
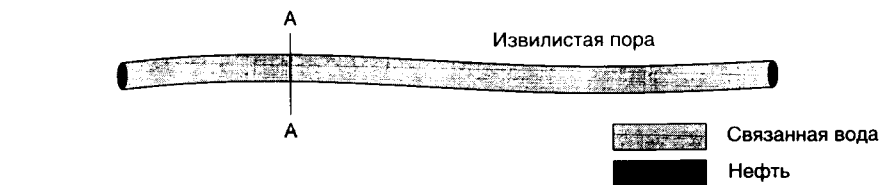


Рис. 1.03. Краевые углы смачивающей и несмачивающей фаз.

Более реалистичным, однако, является случай неравномерной смачиваемости, когда порода характеризуется гетерогенной смачиваемостью с изменением смачиваемости от поры к поре. Порода, являющаяся примером неравномерной смачиваемости, может иметь 60% гидрофобных и 40% гидрофильных пор. Неравномерная смачиваемость может быть далее разделена на два подкласса: избирательная смачиваемость и смешанная смачиваемость (рис. 1.04). Понятие избирательной смачиваемости относится главным образом к скелету породы и является результатом различий в химизме поверхностей минеральных составляющих. Смешанная смачиваемость характеризует систему, в которой нефть мигрирует в гидрофильный коллектор, занимает преимущественно большие пустоты и может не заполнять самые мелкие. В результате смачиваемость может измениться благодаря адсорбции полярных компонентов и/или разложению органического вещества, что превращает поверхность поры в гидрофобную.

В гидрофильной породе вода занимает поры малого размера и контактирует с поверхностью пород в больших порах. Нефть в такой системе находится внутри крупных пор. В гидрофобной системе вода также занимает мелкие поры, а нефть смачивает большую поверхность крупных пор. Вода, которая находится в больших порах гидрофобных систем,



Разрез по А – А



Рис. 1.04.

Вид в плане, в разрезе, а также распределение флюидов в гипотетических порах с различным характером смачиваемости: гидрофильной, гидрофобной и избирательной

располагается внутри их, но при этом не контактирует с их поверхностью и обычно присутствует в небольших количествах. Она занимает самые маленькие поры даже в гидрофобных системах, так как ввиду действия капиллярных сил нефть никогда не занимает поры мелкого размера и соответственно смачиваемость мелких пор не должна меняться.

Определение смачиваемости

Полагают, что все коллекторы после седиментации были явно выражены гидрофильными по двум причинам. Во-первых, большинство чистых осадочных пород в высокой степени гидрофильны. Во-вторых, большинство пород-коллекторов сформировались в водной обстановке, а нефть мигрировала в них впоследствии. Порода-коллектор может изменить свое первоначальное явно выраженное гидрофильное состояние путем адсорбирования полярных компонентов и/или ввиду изначального поступления органического вещества в сырую нефть. Некоторые нефти превращают породу в гидрофобную, оставляя толстую органическую пленку на ее минеральной поверхности. В состав других входят полярные компоненты, которые могут быть адсорбированы и тем самым сделать породу более гидрофобной. Обнаружение того факта, что смачиваемость может быть изменена адсорбированными компонентами нефти, привело к идее, согласно которой в породе-коллекторе возникают гетерогенные формы смачиваемости.

Существует несколько способов определения типа смачиваемости коллектора. Они подробно описаны в литературе и в этой работе будут лишь перечислены:

- измерение краевого угла смачиваемости,
- метод впитывания – вытеснения,
- капиллярный метод исследования,
- метод относительных проницаемостей,
- другие методы.

1.2.2 Капиллярное давление

Определение

Количественно капиллярное давление может быть выражено как разность давлений между двумя несмешивающимися жидкостями, отделенными поверхностью раздела. Мысленно капиллярное давление можно представить как способность породы впитывать смачивающую или отталкивать несмачивающую фазы. Его величина P_c равна разности давлений в несмачивающей (P_o) и смачивающей (P_w) фазах:

$$P_c = P_o - P_w. \quad (1.21)$$

Значение капиллярного давления

1. Капиллярные силы вместе с гравитационными силами контролируют распределение флюидов в пласте-коллекторе по вертикали. Данные о капиллярном давлении могут применяться для прогноза распространения связанной воды гидрофильной системы по вертикали.
2. Данные о капиллярном давлении нужны для описания хода процесса заводнения в сложных, в частности трещинноватых, коллекторах.
3. Капиллярные силы влияют на продвижение фронта заводнения и соответственно на конечную нефтеотдачу.
4. Данные о капиллярном давлении применяют для определения остаточной водонасыщенности.
5. Данные о капиллярном давлении служат индикатором распределения размеров пор по пласту-коллектору.

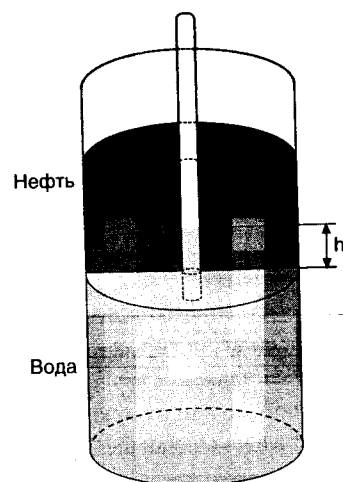
Описание капиллярных эффектов

Концепция смачиваемости для общего случая, когда нефть и связанная вода находятся в поровом пространстве пласта, может быть проиллюстрирована простой диаграммой. Представьте себе «большую» пору с рис. 1.04, которая содержит как нефть, так и воду. Способность смачивающей фазы прилипать, или смачивать, и распространяться по твердой поверхности есть функция величины напряжения адгезии (прилипания). Напряжение адгезии A_T определяется как

$$A_T = \sigma_{wo} \cos \theta. \quad (1.22)$$

Вообразим капиллярную трубку, помещенную в сосуд, в котором нефть находится над водой (рис. 1.05). Наблюдения показывают, что уровень воды в капиллярной трубке поднимается выше, чем в сосуде.

Рис. 1.05.
Капиллярная
трубка
в стеклянном
цилиндрическом
сосуде,
показывающая,
что капиллярное
давление
удерживает воду
в трубке над
водонефтяным
контактом



Это явление подтверждает, что капиллярное давление может быть определено по формуле (1.21).

Давление на границе фаз внутри капилляра является функцией разности плотностей и высоты подъема воды:

$$p_c = (p_w - p_o)gh. \quad (1.23)$$

В западных единицах измерения

$$p_c = 0,433 (\gamma_w - \gamma_o) gh.$$

Исследование баланса сил в капилляре показывает, что сила адгезии равна потенциальной энергии, обусловленной давлением внутри капилляра. Приравняв уравнения (1.22) и (1.23), получаем

$$2\pi r \sigma_{wo} \cos \theta = \pi r^2 \Delta \rho gh, \quad (1.2)$$

где $2\pi r$ есть длина окружности капилляра, а πr^2 – площадь сечения.

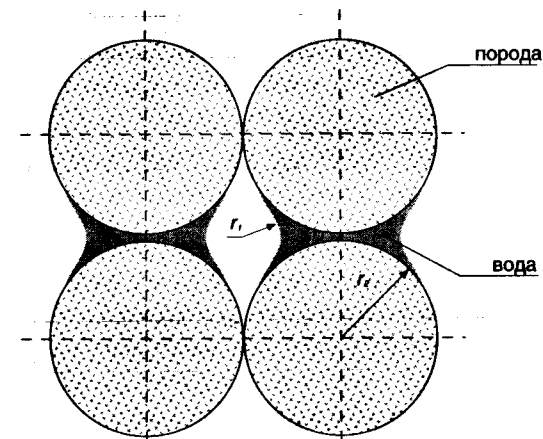
Согласно (1.23), $p_c = \Delta \rho gh$. Следовательно,

$$p_c = \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta}{r}. \quad (1.2)$$

Представим теперь пласт-коллектор со сферическими зернами одинакового размера, а вода зажата между зернами песчаника благодаря действию силы адгезии (рис 1.06).

Рис. 1.06.

Вода
удерживается
двумя
сферическими
зернами
гидрофильной
системы



Принимая во внимание рис. 1.06, общее уравнение, учитывающее межфазное натяжение и главные радиусы кривизны поверхности раздела (уравнение Plateau), выглядит так:

$$p_c = \sigma_{wo} \left[\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right]. \quad (1.26)$$

Заметим, что r_1 и r_2 являются главными радиусами кривизны поверхности раздела для воды и породы. В вышеприведенном примере смачивающей фазы недостаточно для того, чтобы она контактировала со всей твердой поверхностью. Она занимает более мелкие каналы. Уравнение Plateau позволяет объяснить результаты экспериментальных и практических наблюдений.

1. Капиллярное давление растет со снижением водонасыщенности, поскольку r_1 уменьшается.
2. Породы с меньшей проницаемостью отличаются большим капиллярным давлением, а породы с большей – характеризуются меньшим капиллярным давлением (r_2 увеличивается в породах с большей проницаемостью).

Источники данных

Данные по капиллярному давлению имеются не всегда, особенно по старым месторождениям, заводнение которых планировалось осуществлять на поздних стадиях разработки. Надежный источник данных по конкретному пласту-коллектору – лабораторные измерения, проведенные на образцах керна из этого пласта. Исследования не претерпевших изменения образцов керна наиболее надежны, но получение таких образцов обходится очень дорого. Поэтому большинство керновых исследований проводят с использованием образцов из кернохранилищ с применением двух систем: воздух-рассол или воздух-ртуть. Ниже перечислены наиболее часто используемые методы керновых анализов:

- метод восстановленного состояния (пористая диафрагма),
- метод центрифугирования,
- методы закачки ртути.

Конечные данные должны быть приведены к пластовым условиям. Такое приведение учитывает разницу между межфазными натяжениями лабораторных и пластовых флюидов, а также разницу в эффектах смачиваемости, оказываемых флюидами. Приведение можно осуществить, используя следующее уравнение:

$$p_{c\text{пл}} = p_{c\text{лаб}} \frac{(\sigma \cos \theta)_{\text{пл}}}{(\sigma \cos \theta)_{\text{лаб}}}, \quad (1.27)$$

где $p_{c\text{пл}}$ – капиллярное давление в пластовых условиях, psi; $p_{c\text{лаб}}$ – капиллярное давление, замеренное в лаборатории, psi; σ – межфазное натяжение; θ – угол смачивания. Угол смачивания в пласте-коллекторе обычно не известен, поэтому используют следующее уравнение:

$$p_{c\text{пл}} = p_{c\text{лаб}} \frac{\sigma_{\text{пл}}}{\sigma_{\text{лаб}}}, \quad (1.28)$$

Также могут быть использованы данные о капиллярном давлении, полученные по другому пласту-коллектору, имеющему близкие фильтрационно-емкостные свойства. При необходимости можно применять корреляционную функцию, например так называемую «J-функцию», которая будет рассмотрена ниже.

Распределение первоначальной насыщенности по данным капиллярного давления

Используя кривую капиллярного давления для пласта-коллектора, распределение первоначальной насыщенности может быть получено путем преобразования уравнения (1.23):

$$h = p_c / (0,433 \Delta p). \quad (1.29)$$

По нему видно, что $h = 0$, если $p_c = 0$. Уровень несвязанной воды определяется как уровень, или глубина, в пласте-коллекторе, где $p_c = 0$. Параметр h в уравнении (1.29) измеряется на этой глубине.

Верхний уровень стопроцентной водонасыщенности может быть определен по данным ГИС (трубного пластоиспытателя и RFT). Он будет характеризоваться положительной величиной капиллярного давления, которое в этом случае называется пороговым. Уровень свободной воды ниже уровня стопроцентной насыщенности на расстояние, равное высоте капиллярного подъема в самой большой поре пласта-коллектора. Если пласт-коллектор характеризуется большими порами, то уровни свободной воды и стопроцентной водонасыщенности будут в значительной степени совпадать. Напротив, для низкопроницаемых, мелкозернистых пластов разница может быть существенной.

Например, уравнение для уровня свободной воды, основанное на уровне водонасыщенности в 100%, полученное по данным ГИС, может быть представлено в следующем виде

$$\text{Уровень свободной воды} = \text{ФВГС}_{100\%} + p_t / (0,433 \Delta p), \quad (1.30)$$

где ФВГС_{100%} – максимальная глубина стопроцентной водонасыщенности по каротажной кривой; ФВГС – фактическая вертикальная глубина скважины; p_t – пороговое давление.

1.2.3. Естественный, очищенный и искусственный керны

Для изучения свойств пород используют керны трех видов сохранности. Андерсон указывает [2,3], что наилучшие результаты при исследованиях многофазных потоков получают с использованием естественных кернов, в которых изменения смачиваемости в ненарушенном образце породы-коллектора минимальны. В работах Андерсона термином «естественный керн» определен керн, который был получен и сохранен способами, сохраняющими пластовую смачиваемость. В принципе, никакого различия между кернами, полученными при промывке буровым раствором на нефтяной и водной основах, не имеется, если естественная смачиваемость сохраняется. Следует отметить, однако, что в некоторых работах такое разделение все же имеет место. Далее Андерсон определяет естественный керн как полученный преимущественно при использовании ПЖ на нефтяной основе. Введен также термин «свежий», относящийся к керну с неизменной смачиваемостью, если он был получен при использовании ПЖ на водной основе, не содержащей компонентов, которые могли бы изменить естественную смачиваемость. Второй тип – это очищенный керн, из которого путем прокачки растворителей удалены все флюиды и адсорбированные органические компоненты. Очищенный керн обычно сильно гидрофилен, поэтому его следует использовать только для измерения таких параметров, как пористость и проницаемость по воздуху, поскольку в этом случае смачиваемость не повлияет на результаты исследований. Третий тип – восстановленный керн, в котором смачиваемость восстанавливается до исходной в три этапа. Керн очищается (первый этап), затем насыщается сначала пластовой водой, а потом нефтью из того же пласта-коллектора (второй этап), после чего керн подвергается искусственному старению при пластовой температуре на протяжении 1000 часов. Более подробно ознакомиться с методами, которые используются для получения трех описанных типов керна, можно в работах Андерсона [2,3].

1.2.4. Влияние типа смачиваемости пород на процесс заводнения

Этот раздел посвящен рассмотрению процесса заводнения в условиях разных смачиваемостей – гидрофильной, гидрофобной и смешанной. Кривые, приведенные на рис 1.07, являются примерами типичных фронтов заводнения и распыливания волн, указывающих на тот или иной тип смачиваемости. Термин «распыливание волны» описывает часть кривой вытеснения от точки начала снижения водонасыщенности (координата 0.0 на рис. 1.07) до фронта заводнения. Распыливание волны возникает, когда имеет место разница между высотой начального фронта заводнения и окончательной водонасыщенностью $(1 - S_{or})$. Кривая гидрофильности характеризуется большим фронтом заводнения и малым или нулевым распыливанием волны. Породы со смешанной смачи-

ваемостью имеют большой фронт заводнения и значительное расплывание волны. Кривая, описывающая гидрофобные породы, в основном состоит из первой составляющей т.е. из расплывания волны. Фронт заводнения в этом случае мал или отсутствует вообще. Кривые капиллярного давления для гидрофильных, гидрофобных и смешанно-смоченных пород приведены на рис. 1.08. За капиллярное давление в поровом канале принимают разность давлений в несмачивающей и смачивающей фазе.

Когда в пласте-коллекторе имеют место как гидрофильные, так и гидрофобные поры, процесс заводнения идет первоначально как пропитка. Однако впоследствии вода под действием напора внедряется в гидрофобные поры, и вытеснение принимает характер дренирования. Кривая капиллярного давления для гидрофильной породы характеризуется максимальными значениями при исходной водонасыщенности и близкими к нулевым при увеличении насыщенности. В начале заводнения, когда капиллярное давление максимально, пропитка дает максимальный эффект. Она ведет себя подобно молекулярной дисперсии, способствуя эффективному распределению нагнетаемой воды по пласту. Кривые смешанной смачиваемости, подобно гидрофильной системе, имеют максимально положительное капиллярное давление при низкой водонасыщенности. При увеличении водонасыщенности капиллярное давление становится отрицательным. Типичная кривая капиллярного давления гидрофобной среды характеризуется низкими значениями при низкой водонасыщенности и отрицательными – при более высокой водонасыщенности. Отрицательное капиллярное давление возникает, когда давление вытесняющей фазы больше давления вытесняемой ($p_w > p_o$), стимулируя тем самым продвижение потока воды по уже ставшим предпочтительными направлениям или по языкам обводнения.

Рис. 1.07.
Фронты вытеснения и их «расплывания» для гидрофильных, смешанных и гидрофобных типов пород при коэффициенте подвижности, равном единице ($M = 1$) (по Buckley-Leverett)

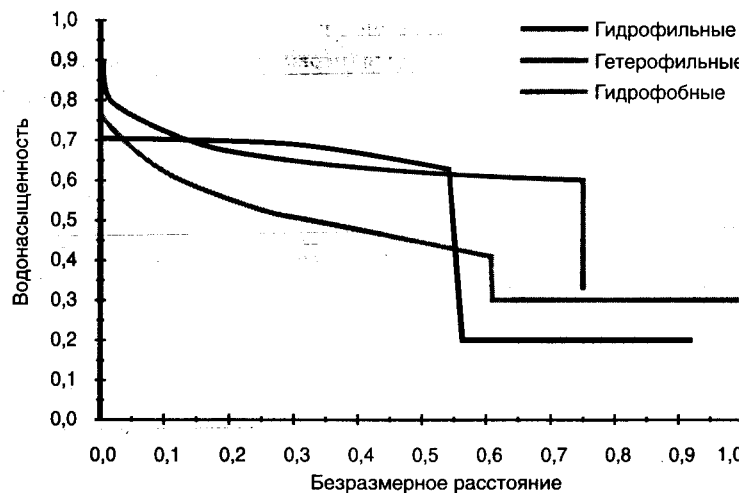
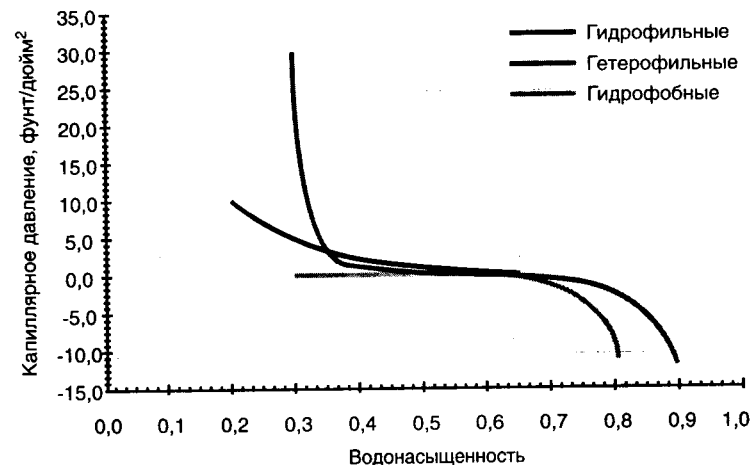


Рис. 1.08.

Кривые капиллярного давления при заводнении для гидрофильных, смешанно-смоченных и гидрофобных пород



1.3.

ПОДГОТОВКА К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ХОДА ЗАВОДНЕНИЯ

1.3.1. Относительная проницаемость

Проницаемость – свойство породы, а не флюида, который течет через нее. Когда флюид насыщает породу на 100%, измеряемая проницаемость будет абсолютной. Когда присутствует сразу несколько флюидов, эффективная проницаемость для каждой отдельной фазы будет меньше, чем абсолютная проницаемость. Практически сумма фазовых проницаемостей меньше, чем абсолютная проницаемость.

Основные определения

Прежде чем переходить к дальнейшему обсуждению относительной проницаемости, следует дать краткие определения используемых в нефтегазовой промышленности терминов, связанных с проницаемостью:

- проницаемость по воздуху, мД ($1 \text{ мД} = 10^{-4} \text{ мкм}^2$),
- абсолютная проницаемость, мД,
- эффективная проницаемость, мД,
- относительная проницаемость, мД.

1. Проницаемость по воздуху – стандартный способ измерений на образцах керна. Обычно используют азот или природный газ. Эффект Клинкенберга – явление роста проницаемости по газу при снижении давления – обычно не учитывают. При высоких давлениях проницаемость по воздуху равна проницаемости по жидкости. Проницаемость по воздуху часто используют для оценки абсолютной проницаемости. Однако без учета эффекта Клинкенберга значения проницаемости по воздуху могут превышать значения абсолютной проницаемости на 50 и более процентов.

- Абсолютная проницаемость (k) – проницаемость образца керна, заполненного одним флюидом, например водой или нефтью. Она зависит от размера поровых каналов, но не зависит от насыщающего флюида. Лучше всего подходит для исследований артезианских бассейнов, коллектора которых обычно насыщены одним флюидом – водой.
- Эффективная проницаемость – проницаемость отдельно взятого флюида (воды, нефти или газа – k_w , k_o , k_g соответственно), когда число присутствующих в породе фаз больше единицы. Эффективная (фазовая, в отечественной литературе) проницаемость зависит от флюидонасыщенности. При применении закона Дарси для расчета дебитов (q_o или q_w) или закачки (q_{inj}) применяют эффективную проницаемость. Эффективную проницаемость по нефти или воде наиболее часто используют при анализе заводнения.
- Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости к некоторой базовой проницаемости, обычно – эффективной нефтепроницаемости, замеренной в породе, насыщенной только связанной водой: $(k_o)_{Swirr}$, $k_{ro} = k_o / (k_o)_{Swirr}$. Поскольку эффективная проницаемость породы зависит от флюидонасыщения, относительная проницаемость также является функцией флюидонасыщенности. Когда за базовую проницаемость берут значение $(k_o)_{Swirr}$ (эффективная нефтепроницаемость в условиях насыщенности только связанной водой), относительная нефтепроницаемость $(k_{ro})_{Swirr}$ равна 1,0. В лабораторных расчетах относительных проницаемостей, выполненных до 1975 г., часто пользовались проницаемостью по воздуху (без учета эффекта Клинкенберга), что приводило к занижению значений $(k_{ro})_{Swirr}$ до 0,6 – 0,8.

Значение относительной проницаемости

Как подразумевает сам термин, данные по относительной проницаемости указывают на способность нефти и воды одновременно течь в пористой среде. Эти данные отражают влияние смачиваемости, флюидонасыщенности, истории насыщения, поровой геометрии и распределения флюидов на поведение коллектора. Соответственно относительная проницаемость, вероятно, наиболее важное свойство, воздействующее на ход процесса заводнения. Когда параметр $(k_o)_{Swirr}$ используют в качестве базовой проницаемости, относительные проницаемости нефти и воды изменяются на графике от 0,0 до 1,0 в зависимости от водонасыщенности. Такая зависимость позволяет легко сравнивать данные по относительным проницаемостям, полученные на разных образцах керна. Сравнение проводят простым наложением одной кривой на другую.

Пример 1.1. Определение абсолютной и эффективной проницаемостей

Предположим, что керн заполнен и промывается на 100% водой. Данные по керну следующие:

$$A = 0,00215 \text{ ft}^2 \quad L = 0,1 \text{ ft} \quad \mu_w = 1,0 \text{ cP} \quad B_w = 1,0 \text{ bbl/stb} \\ q_w = 0,30 \text{ stb/day} \quad \Delta p = 30 \text{ psi}$$

$$k = \frac{q_w B_w \mu_w L}{0,001127 A \Delta p} = \frac{0,3 * 1,0 * 1,0 * 0,1}{0,001127 * 0,00215 * 30} = 413 \text{ mD}$$

Тот же керн насыщен нефтью

$$\mu_o = 3,0 \text{ cP} \quad B_o = 1,2 \text{ bbl/stb} \quad q_o = 0,0834 \text{ stb/day}$$

$$k = \frac{q_o B_o \mu_o L}{0,001127 A \Delta p} = \frac{0,0834 * 1,2 * 3,0 * 0,1}{0,001127 * 0,00215 * 30} = 413 \text{ mD}$$

Тот же керн с водонасыщенностью 70% и нефтенасыщенностью в 30%; $q_o = 0,01 \text{ stb/day}$ и $q_w = 0,18 \text{ stb/day}$.

$$k_w = 248 \text{ mD}$$

$$k_o = 50 \text{ mD}$$

Общая проницаемость нефти и воды составляет 298 mD, что меньше абсолютной проницаемости $k_{absolute} = 413 \text{ mD}$.

Рассмотрим тот же керн, насыщенный нефтью и водой на 70% и 30% соответственно, причем $q_o = 0,0667 \text{ stb/day}$ и $q_w = 0,0 \text{ stb/day}$. Отсюда $k_w = 0,0 \text{ mD}$ и $k_o = 330 \text{ mD}$.

Поскольку такие условия имели место на момент открытия месторождения и последующего начала процесса заводнения, K_{eff} определен как 330 mD. Относительные проницаемости лучше всего определяются относительно этого значения, и k_{ro} при этом изменяется от 0 до 1.

Источники данных о проницаемости

Данные о проницаемости могут быть получены из следующих источников:

- Лабораторные исследования, сделанные на образцах представительного керна, характеризующегося пластовой смачиваемостью. Методы установившихся и неуставившихся притоков.
- Использование данных о схожем пласте.
- Математические модели (например, (1.31) и (1.32)).
- Сопоставление с данными прошлых лет.
- Расчеты, проводимые по данным капиллярного давления.

Анализ результатов применительно к конечному этапу заводнения

Итоговые измерения относительных проницаемостей системы вода-нефть часто проводятся на образцах керна. Такие измерения рассматривают как окончательные испытания, характеризующие конечный этап заводнения, поскольку они отражают S_{wir} , S_{or} , $(k_o)_{Swirr}$ и $(k_w)_{Sor}$. Эти исследования обходятся дешевле вышеперечисленных исследований относительной проницаемости, однако они могут дать полезную информацию о характеристиках резервуара. Ниже представлены данные таких измерений для трех образцов песчаника.

Табл. 1.01. Последние замеренные значения относительных проницаемостей системы вода–нефть *

Начальные условия				Конечные условия			
k_a (mD)	f (%)	S_{wir} %	k_o (mD)	S_{or} (%)	k_w (mD)	k_{ro}	k_{rw}
9,4	14,5	27,5	6,4	35,0	1,8	1,0	0,28
3,7	15,8	37,6	2,4	34,2	0,8	1,0	0,33
18,0	13,8	24,7	13,0	38,3	4,6	1,0	0,35

* Испытания проводились с ограничением горного давления

Усреднение данных

Часто для одного и того же пласта получают несколько разных кривых проницаемости. Желательно выбрать набор тех кривых, которые относятся к средней проницаемости пласта.

Определите водонасыщенность при разных значениях k_{ro} и k_{rw}/k_{ro} для каждого набора данных. Значения насыщенности, полученные при разных значениях относительных проницаемостей, усредните арифметически. В результате получите данные о средних значениях проницаемости. Повторите это же упражнение для k_{rw} .

Популярные сегодня лабораторные методы измерения, а также методы установившихся и неуставившихся притоков не отражают особенностей течения потока с низкой подвижностью. В методе неуставившихся притоков используется нефть вязкостью 17 сП, а в методе установившихся притоков заданы процентные содержания каждой фазы. Поэтому следует быть осторожным при использовании средних данных по проницаемости для расчетов хода процесса при низком коэффициенте подвижности. Подробнее этот вопрос будет обсуждаться ниже в этой главе.

Приведение средних данных с учетом различных S_{wir}

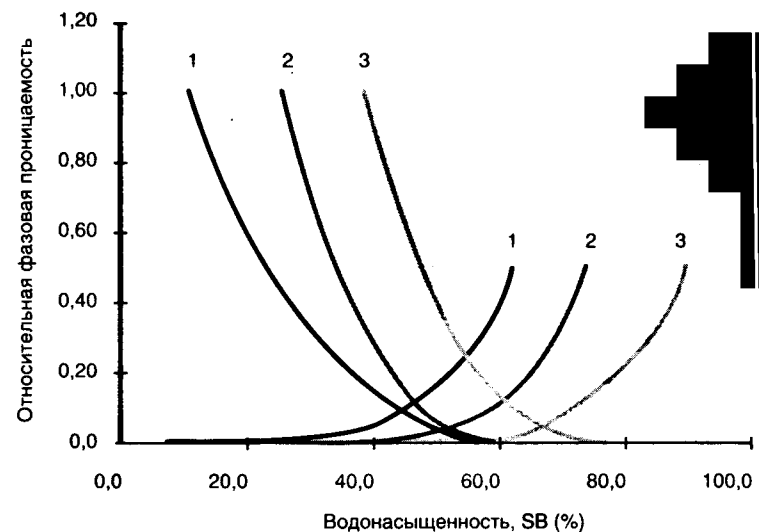
В гидрофильных системах часто возникают ситуации, когда принятые значения насыщенности для связанной воды не согласуются с наиболее характерными для пласта данными по относительной проницаемости. Процедура преобразования этих данных к значениям насыщенности для связанной воды следующая:

1. С кривых средних относительных проницаемостей снимите значения k_{ro} и k_{rw} при разных величинах водонасыщенности.
2. Перемножьте полученные в пункте (1) значения насыщенности на $(1-S_w)/(1-S_{wir})$, что даст нормализованные значения насыщенности.
3. Используя нормализованные данные, полученные в пункте (2), можно вновь привести данные по относительной проницаемости к полному объему пор и сместить их к любому желаемому начальному значению S_{wir} путем умножения на $(1-S_{wir})$; это действие позволяет получить новое значение S_o , которое при вычитании из единицы дает величину S_w (8-й столбец).
4. Можно также нормализовать данные по относительной проницаемости до проведения усреднения.

Пример 1.2.

Для относительных проницаемостей, показанных на рис. 1.04, предположим, что предполагаемая изначальная средняя водонасыщенность составляет 15%. Постройте кривые средних значений нефте- и водопроницаемостей пласта и сопоставьте их со средними значениями водонасыщенности.

Рис. 1.09. Данные об относительной проницаемости, полученные по разным кернам



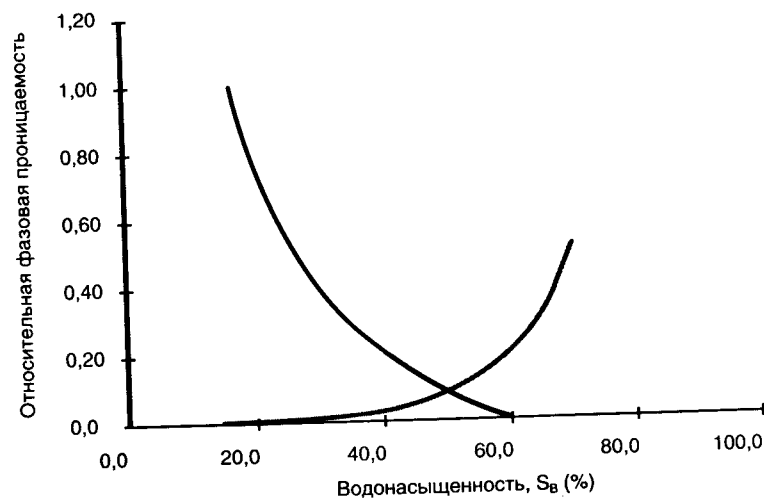
Решение:

Табл. 1.02. Нормализация и сопоставление данных нефтепроницаемости

1	2	3	4	5	6	7	8
k_{oH}	S_{w1}	S_{w2}	S_{w3}	$S_{w\text{ ср}}$	$S_H/(1,0-S_{w\text{ нач}})$	$6^*(1,0-0,15)$	$(S_w)_{\text{нов}}$
1,00	8,0	25,0	37,0	23,3	100,0	85,0	15,0
0,90	11,0	27,5	39,0	25,8	96,7	82,2	17,8
0,80	13,5	30,0	41,0	28,2	93,7	79,6	20,4
0,70	16,5	32,5	44,0	31,0	90,0	76,5	23,5
0,60	20,0	35,0	46,0	33,7	86,5	73,5	26,5
0,50	23,0	37,5	48,5	36,3	83,0	70,6	29,4
0,40	26,5	40,5	51,0	39,3	79,1	67,2	32,8
0,30	30,5	44,0	54,5	43,0	74,3	63,2	36,8
0,20	35,0	47,2	58,0	46,7	69,4	59,0	41,0
0,10	41,1	51,0	63,2	51,8	62,9	53,5	46,5
0,05	46,0	54,0	67,0	55,7	57,8	49,1	50,9
0,01	52,5	58,0	72,5	61,0	50,8	43,2	56,8
0,00	56,0	60,5	76,0	64,2	46,7	39,7	60,3

Табл. 1.03. Нормализация и сопоставление данных по водопроницаемости

$k_{ов}$	$S_{в1}$	$S_{в2}$	$S_{в3}$	$S_{в\text{ср}}$	$S_w/(1,0-S_{в\text{нач}})$	$6^*(1,0-0,15)$	$(S_w)_{нов}$
0,5	62	73	86,5	73,83333	34,1	29,0	71,0
0,4	59	70	83,5	70,83333	38,0	32,3	67,7
0,3	56	67	80,5	67,83333	41,9	35,6	64,4
0,2	52	63,5	76,5	67	46,9	39,9	60,1
0,1	46,5	58,5	71	58,66667	53,9	45,8	54,2
0,05	42,5	55	67	54,83333	58,9	50,1	49,9
0,01	36	48	62	48,66667	66,9	56,9	43,1
0	8	25	37	23,33333	100,0	85,0	15,0

Рис. 1.10.
Кривые
нормализован-
ных и сопостав-
ленных значений
относительных
фазовых
проницаемостей**Эмпирические зависимости для относительной проницаемости**

Часто данные об относительной проницаемости по исследуемому пласту недоступны. В таких случаях применяют эмпирические зависимости, из которых можно получить данные об относительной проницаемости для одновременного продвижения нефти, воды и газа. Эти соотношения применимы только для тех пластов, в которых поток идет через матрицу породы. Для пород кавернового или трещинного типа они неприменимы.

Corey [6] предложил использовать для описания процесса дренирования (заводнения гидрофобной породы) зависимость, не являющуюся линейной функцией S_w и S_{wir} . Позже Smith [7] предложил усовершенствованный вариант этой зависимости, учитывающий S_{or}

Недавно Hirasaki [8] обобщил некоторые данные, собранные Национальным нефтяным советом (ННС) к 1984 г. [9]. В рамках национального проекта по изучению добычи нефти за счет вторичных методов было необходимо предсказать дополнительную нефтеотдачу за счет заводнения по всем месторождениям Соединенных Штатов. Во многих слу-

чаях такие данные, как смачиваемость и относительная проницаемость, отсутствовали. Соответственно для их получения ННС порекомендовал использовать эмпирические зависимости для относительных проницаемостей, представленные в работе Molina [10]. Ниже приведены эти зависимости:

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_{or}} \left(\frac{\bar{S}_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{EXO}, \quad (1.31)$$

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wir}} \left(\frac{1 - S_{or} - \bar{S}_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{EXW}. \quad (1.32)$$

Кроме уравнений (1.31) и (1.32) ННС приводит следующие стандартные данные, сведенные в табл. 1.04.

Табл. 1.04. Конечные и экспоненциальные данные для уравнений Corey

Параметр	Песчаник Карбонатная порода	
Конечное значение относительной нефтепроницаемости	1,0	1,0
Конечное значение относительной водопроницаемости	0,25	0,40
Экспоненциальное значение относительной нефтепроницаемости (EXO)	2,0	2,0
Экспоненциальное значение относительной водопроницаемости (EXW)	2,0	2,0
Остаточная водонасыщенность (%)	25	37

Более полный обзор можно найти в работе Nonagrou [11]. В ней представлены эмпирические зависимости, используемые для расчетов относительных проницаемостей для двухфазного (нефть-вода или газ-вода) и трехфазного (газ-вода-нефть) течений.

Задача 1.**Обзор свойств породы и потока.**

Результаты серии лабораторных измерений представлены в следующей таблице средних значений проницаемостей для нефтяного месторождения. Поскольку данные были получены давно, за базовую проницаемость принята проницаемость по воздуху.

Эти данные показывают, что водонасыщенность пласта для связанной воды составляет 25%. Геофизические исследования скважин и анализ керна дали другой результат: 15%. Трансформируйте данные по проницаемости так, чтобы они соответствовали водонасыщенности в 15%, и нормализуйте их в интервале от 0,0 до 1,0.

S_w (%)	$K_{ов}$	$K_{он}$
25	0,000	0,565
30	0,002	0,418
35	0,015	0,300

40	0,025	0,218
45	0,040	0,144
50	0,060	0,092
55	0,082	0,052
60	0,118	0,027
65	0,153	0,009
70	0,200	0,000

1.3.2. Коэффициент подвижности и движение отдельных фаз в многофазовом потоке

Подвижность данного флюида определяется отношением k/μ . Чем больше подвижность, тем легче флюид течет через пласт-коллектор. Для определения подвижности одного флюида относительно другого был введен коэффициент подвижности. Когда мы имеем дело с двумя флюидами, их относительная подвижность определяется соотношением двух подвижностей, которое называется коэффициентом подвижности. Коэффициент подвижности является эквивалентом водонефтяного фактора пласта-коллектора. Водонефтяной фактор может быть получен решением уравнения закона Дарси для q_w и q_o , как показано в уравнении (1.33). Видно, что все члены уравнения, за исключением k и μ , сокращаются:

$$\frac{q_w B_w}{q_o B_o} = \frac{\frac{0,001127 k_w A \Delta p}{\mu_w L}}{\frac{0,001127 k_o A \Delta p}{\mu_o L}} = \frac{k_w}{k_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = M. \quad (1.33)$$

Ниже приведен пример определения коэффициента подвижности.

Пример 1.3. Определение коэффициента подвижности (M).

Отношение расходов нефти и воды в пласте зависит от отношений их вязкостей и эффективных проницаемостей.

Для нашего примера

$$\frac{q_w B_w}{q_o B_o} = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{248/1,0}{50/3,0} = 14,9.$$

Результат показывает, что подвижность воды в данном пласте в 14,9 раз выше, чем подвижность нефти.

Значения относительных проницаемостей для условий, обозначенных в примере 1.1, могут быть определены следующим методом:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{eff}} = \frac{248}{413} = 0,60, \quad k_{ro} = \frac{k_o}{k_{eff}} = \frac{50}{413} = 0,12,$$

В примере 1.2 отношение k_w/k_o может быть заменено отношением k_{rw}/k_{ro} , поскольку k_r есть функция k_{eff} :

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{k_w}{k_o}.$$

Коэффициент подвижности определяется как

$$M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}. \quad (1.34)$$

Коэффициент подвижности, полученный по уравнению (1.31) с использованием подсчитанных выше значений относительных значений проницаемости, такой же, как и в примере 1.2.

Вышеприведенный коэффициент подвижности может рассматриваться как водонефтяной фактор пласта-коллектора. Его значения больше единицы указывают на то, что вода в данном пласте имеет преимущество в потоке, тогда как при M меньше единицы в потоке доминирует нефть. Когда нефть является доминирующей фазой, фронт заводнения характеризуется устойчивым состоянием и распространяется в радиальных направлениях на большие расстояния. Когда подвижность больше единицы, поток неустойчив и вода образует языки обводнения в направлении добывающих скважин. Чем больше значение M , тем значительней эффект образования языков обводнения в результате разности вязкостей.

Итак, при $M \leq 1$ потоки характеризуются устойчивым режимом. При $M > 1$ режим неустойчивый.

По эмпирическому правилу $M \approx 0,333\mu_o$.

Преимущество свободного газа

Установлено, что если в пласте-коллекторе присутствуют и свободный газ, и нефть, остаточная насыщенность углеводородами будет снижена. Этот эффект проявляется с большей вероятностью в гидрофильных породах, поскольку газ (несмачивающая фаза) сначала вытеснит нефть из малых пор. Вытеснение продолжается до достижения критической газонасыщенности S_{gc} , поскольку в условиях критической газонасыщенности свободного газа достаточно для образования непрерывной фазы в мелких порах. Это является условием передвижения газа. Критической газонасыщенность становится в диапазоне 5–10%.

Выше критической газонасыщенности газосодержание в любом заданном объеме породы зависит от относительных проницаемостей газа и нефти. Для пластов с малыми или

средними значениями газового фактора газонасыщенность не превышает значительно S_{gc} , что связано с более высокой относительной подвижностью газа. После начала заводнения в условиях $S_g > S_{gc}$ избыточный газ будет вытеснен нефтяным фронтом. Процесс вытеснения подвижного газа нефтью весьма эффективен, поскольку отношение коэффициентов подвижностей газа и нефти является очень благоприятным, то есть намного меньше единицы.

Например, если заводняемый пласт-коллектор имел первоначальную нефтенасыщенность (S_{oi}) 0,75 и остаточную нефтенасыщенность (S_{orw}) 0,3, то конечная нефтеотдача (КИН) при вытеснении водой и 100% охвате по площади и вертикали составит

$$КИН = \frac{\text{начальная-конечная}}{\text{начальная}} = \frac{S_{oi} - S_{orw}}{S_{oi}} = \frac{0,75 - 0,3}{0,75} = 0,60$$

В присутствии свободного газа остаточные газо- и нефтенасыщенность будут примерно одинаковыми. Если, например, первоначальная насыщенность свободным газом составляла 10%, нефтеотдача увеличивается до 73,3%:

$$КИН = \frac{\text{начальная-конечная}}{\text{начальная}} = \frac{S_{oi} - S_{orw}}{S_{oi}} = \frac{0,75 - 0,2}{0,75} = 0,733.$$

Эти 13,3% нефтеотдачи являются потенциалом увеличения КИНа за счет свободного газа. Однако на практике довольно сложно поддерживать баланс закачки и отбора, сохраняя высокие дебиты и в то же время удерживая пластовое давление чуть ниже давления насыщения, как это необходимо, чтобы воспользоваться преимуществом такого подхода.

Развитие обводненности, или фракционирование потока

Понятие обводненности, определяемое как процентное содержание воды в отбираемой жидкости, хорошо известно специалистам как технического, так и делового профиля – инженерам и бизнесменам-нефтяникам. При заводнении вопрос об обводненности переносится в пласт-коллектор, где он основан на теории движения отдельных фаз. Обводненность в пласте-коллекторе f_w , а значит, и соотношения отдельных фаз в потоке определяют как

$$f_w = \frac{q_w B_w}{q_w B_w + q_o B_o} \quad (1.35)$$

Расчеты дебитов воды и нефти по закону Дарси с учетом (влияния) гравитации приведены в уравнениях (1.36) и (1.37) соответственно:

$$q_w = \frac{k_w A}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\rho_w g \sin \theta}{1,0133 \times 10^{-6}} \right) \quad (1.36)$$

$$q_o = \frac{k_o A}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\rho_o g \sin \theta}{1,0133 \times 10^{-6}} \right) \quad (1.37)$$

Известны следующие взаимосвязи:

$$p_c = p_o - p_w$$

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x}$$

Подставляя уравнения (1.36) и (1.37) в (1.35), получим уравнение изменения доли воды в многофазном потоке с учетом гравитационных и капиллярных сил:

$$f_w = \frac{1 + 0,001127 \frac{k k_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0,4335 \Delta \gamma \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} \quad (1.38)$$

Упрощая это уравнение для месторождений с плоско залегающими пластами и отсутствием капиллярного давления, получаем

$$f_w = \frac{k_w / \mu_w}{k_w / \mu_w + k_o / \mu_o} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} \quad (1.39)$$

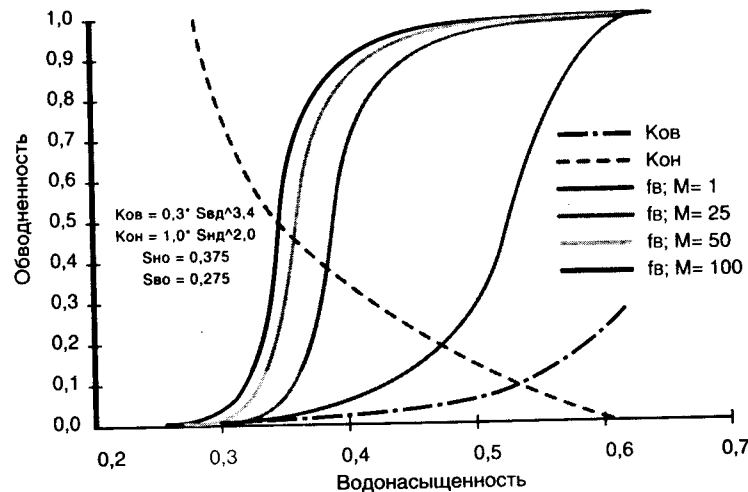
Приведенное к поверхностным условиям уравнение изменения доли воды в многофазном потоке принимает следующий вид:

$$f_w = \frac{k_w / \mu_w}{k_w / \mu_w + k_o / \mu_o} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w B_w}{k_{rw} \mu_o B_o}} \quad (1.40)$$

Для получения кривой обводненности определите значения k_{ro} и k_{rw} при различных S_w и постройте кривую в координатах f_w по оси X и S_w по оси Y. Такая кривая получила название «Кривая зависимости обводненности от водонасыщенности».

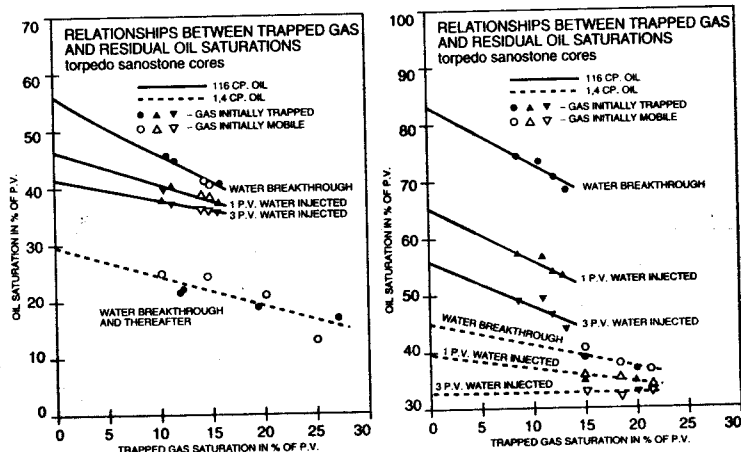
На рис. 1.11 изображен набор кривых относительных проницаемостей вместе с кривыми обводненности для различных значений коэффициентов подвижности. Кривые относительных проницаемостей были построены с использованием уравнений (1.31) и (1.32) и граничных значений, приведенных на рисунке.

Рис. 1.11.
Кривая зависимости обводненности от водонасыщенности смещается влево при увеличении подвижности, что свидетельствует о необходимости прокачки большего объема воды



Благодаря выделению газа в свободную фазу, потенциал увеличения коэффициента извлечения (КИН) составляет 13.3%. На практике, тем не менее, трудно сохранять высокие дебиты добычи и закачки, сохраняя пластовое давление чуть ниже давления насыщения для того, чтобы получить такое преимущество.

Рис. 1.12а.
Взаимосвязи между содержанием газа и остаточной нефтенасыщенностью. Чем выше содержание газа, тем ниже остаточная нефтенасыщенность (по KYTE)

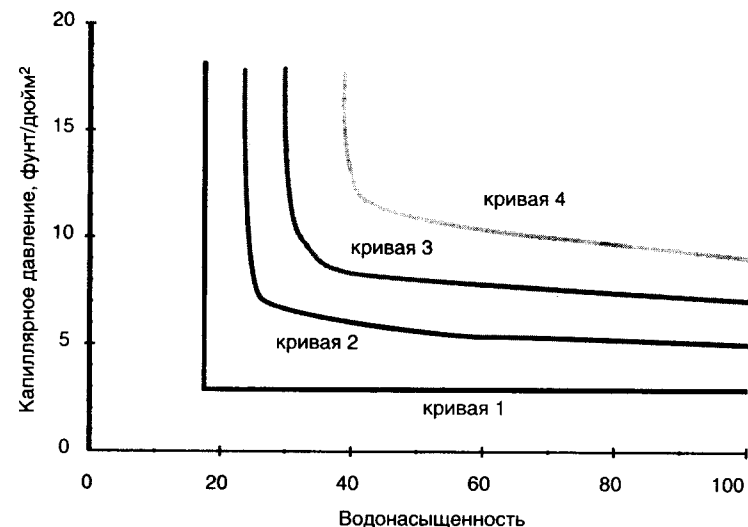


1.3.3. Влияние размера пор

При прочих равных условиях капиллярное давление обратно пропорционально радиусу пор, содержащих флюиды. Если бы все поры определенной породы имели одинаковый размер, кривая 1, приведенная на рис. 1.08, идеально описывала бы капиллярное давление. В действительности же породы обладают порами различных размеров, что служит причиной вариаций капиллярного давления с изменением флюидонасыщенности. В общем случае наклон кривой капиллярного давления растет с увеличением неоднородности пор по размерам. Например, кривая 4 на рис. 1.12 характеризует неод-

нородный пласт-коллектор, а кривая 3 – более выдержанный пласт.

Рис. 1.12b.
Изменение капиллярного давления в зависимости от неоднородности коллектора по размеру пор (наклон кривой капиллярного давления растет с увеличением неоднородности коллектора по размеру пор)



Усреднение данных

Для каждого образца керна из одного и того же пласта-коллектора получают в общем случае разные кривые капиллярного давления. Таким образом, возникает вопрос: как выбирать наиболее представительную для данного резервуара кривую, отражающую влияние параметров коллектора на процесс заводнения? Для решения этой задачи обычно используют один из двух методов: 1) метод J -функции; 2) метод корреляции капиллярного давления с проницаемостью.

1. Метод J -функции

Эта функция (функциональная зависимость) была выведена М.С. Leverett [12] при попытках построения универсальной кривой капиллярного давления. Безразмерная J -функция связывает капиллярное давление со свойствами пород и флюидов коллектора согласно следующему соотношению:

$$J(S_w) = \frac{p_c}{\sigma f(\theta)} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (1.41)$$

где $J(S_w)$ – J -функция определенной насыщенности (безразмерная величина); p_c – капиллярное давление, дин/см²; σ – межфазное натяжение, дин/см; ϕ – пористость, включая трещиноватость; $f(\theta)$ – функция смачиваемости (безразмерная величина).

Это уравнение было выведено на том основании, что при заданной насыщенности значение $J(S_w)$ остается одинаковым для всех пород независимо от их индивидуальных характеристик. Предположим, например, что капиллярное давление определяют для породы с проницаемостью k , пористостью ϕ , межфазное натяжение используемых при замерах флюидов равно σ и функция смачиваемости $f(\theta) = \text{const} = 1,0$. Капиллярное давление для данной породы при водонасыщенности S_w будет равно некоторому значению p_{c1} . Во

многих случаях J -функция для кернов 1 и 2 и при водонасыщенности S_w^* будет одинаковой, даже если значения капиллярных давлений разные. Например:

$$J_1(S_w^*) = J_2(S_w^*) = \frac{P_{c1}}{\sigma_1 f(\theta)} \left(\frac{k}{\phi} \right)_1^{\frac{1}{2}} = \frac{P_{c2}}{\sigma_2 f(\theta)} \left(\frac{k}{\phi} \right)_2^{\frac{1}{2}}. \quad (1.42)$$

Это уравнение будет верным для любых значений насыщенности, поэтому график зависимости J от S_w будет одинаковым для всех пород.

В идеальном случае, для получения кривой капиллярного давления по любому пласту-коллектору, необходимо знать межповерхностное натяжение и средние значения пористости и проницаемости пласта-коллектора, который будет заводняться.

Ввиду различия в распределении размера пор и смачиваемости породы от керна к керну этот метод не является универсальным.

Когда отсутствуют данные по изменению капиллярного давления в процессе впитывания, можно применять простое уравнение, приведенное ниже:

$$P_c(s_w) = \sigma \cos \phi \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} (1 - S_{wD})^2, \quad (1.43)$$

где $S_{wD} = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi} - S_{orw})$.

2. Метод корреляции капиллярного давления с проницаемостью

Этот метод основан на следующем эмпирическом наблюдении. Если капиллярное давление определяют по разным образцам керна для одного и того же пласта-коллектора (т.е. σ и $f(\theta)$ остаются относительно постоянными) и строят график зависимости логарифма проницаемости от проницаемости для фиксированных значений капиллярного давления, то в результате получают набор линейных зависимостей. Такой набор приведен на рис. 1.13. Если среднее значение эффективной проницаемости пласта-коллектора известно, то средняя кривая капиллярного давления может быть получена путем сопоставления капиллярного давления как функции насыщенности для точек пересечения графика $\bar{k}$ и графиков $P_{c1} - P_{c2}$.

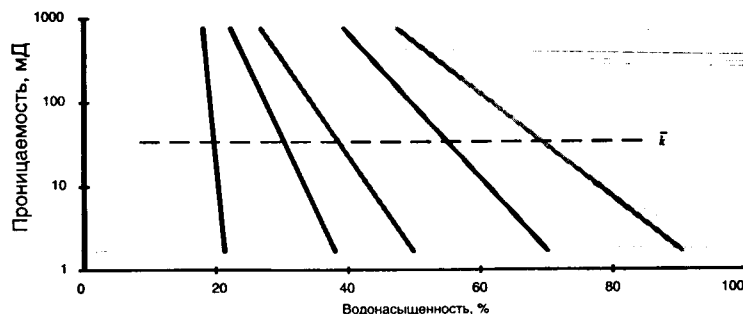


Рис. 1.13.

По этому графику зависимости проницаемости от капиллярного давления, полученного из разных керновых измерений, зная средние значения эффективной проницаемости, можно получить кривую среднего капиллярного давления

1.4. МЕТОД BUCKLEY-LEVERETT

Метод Buckley-Leverett лежит в основе теории заводнения, на которой основываются все вычисления в этой области независимо от того, используются аналитические или численные методы моделирования. Buckley и Leverett [13] задались целью получить выражение скорости продвижения плоского фронта фильтруемой через образец керна воды при постоянной водонасыщенности. Этот опыт они проводили, основываясь на принципе сохранения масс для вытеснения при постоянном давлении. Метод Buckley-Leverett показывает, что теория фронтального вытеснения может применяться для расчетов распределения насыщенности как функция времени в линейной системе заводнения.

Согласно уравнению (1.44), расстояние x , на которое продвигается фронт заводнения за интервал времени t , пропорционально наклону графика зависимости обводненности от водонасыщенности:

$$x = \frac{5,6145qt}{\phi A} \frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{5,6145W_i}{\phi A} \frac{\partial f_w}{\partial S_w}, \quad (1.44)$$

или

$$x_D = \frac{PV_{inj}}{PV} \frac{\partial f_w}{\partial S_w}. \quad (1.45)$$

Одномерное решение Buckley-Leverett для кривых смешанной смачиваемости при $M = 1$ и $M = 25$ показано на рис. 1.14. Придерживаясь определений смачиваемости, данных в этой книге, заключаем, что относительные проницаемости на рис. 1.14 характеризуют переход от гидрофильных систем к смешанным.

Для определения насыщенности при фронтальном вытеснении, или ее среднего значения при прорыве воды к скважине, проводится касательная к кривой обводненности, как показано на рис. 1.15. Средняя насыщенность за фронтом заводнения есть значение насыщенности при $f_w = 1$. В этом примере среднее значение при прорыве составляет 0,55. Насыщенность в зоне фронта заводнения, расположенного перед касательной, составляет 0,45. Объем добытой нефти на момент прорыва воды к скважине, как функция порового объема, равен

$$Np_d = \bar{S}_w - S_{ws}. \quad (1.46)$$

Объем закачиваемой воды к моменту прорыва равен объему добываемой нефти. После прорыва объем нагнетаемой воды может быть рассчитан по следующему соотношению:

$$W_{id} = \frac{1}{\partial f_w / \partial S_w}. \quad (1.47)$$

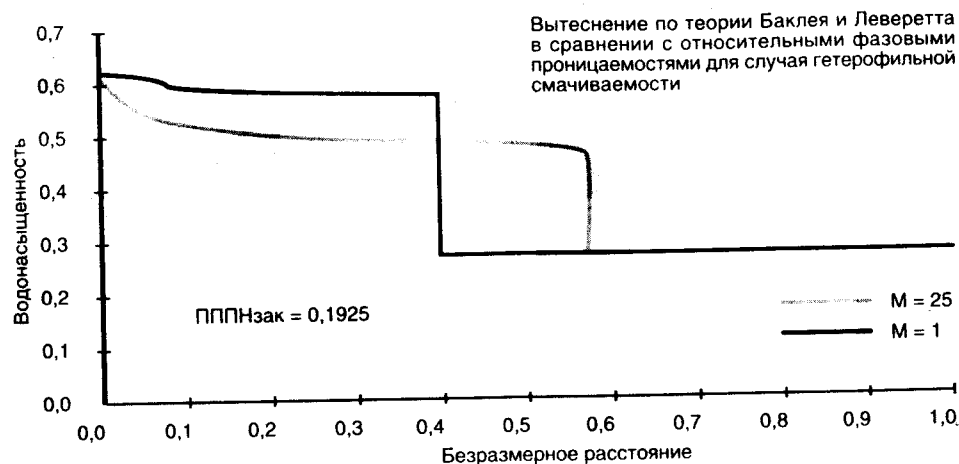
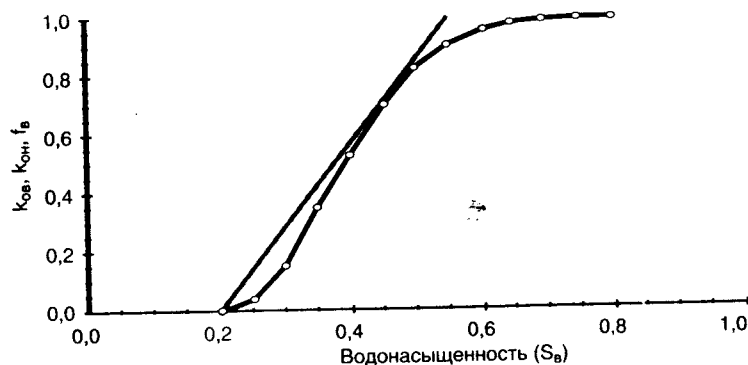


Рис. 1.14. Рассчитанные на основе теории Баклея–Леверетта фронты вытеснения и их расщепления при благоприятном и неблагоприятном коэффициентах подвижности ($M = 1$ и $M = 25$ соответственно). Вытеснение в условиях неблагоприятного коэффициента подвижности характеризуется меньшим фронтом заводнения, ранним прорывом воды в скважину и требует прокачки больших объемов воды для достижения такого же КИНа, как в случае благоприятного коэффициента подвижности

Рис. 1.15. Метод Баклея–Леверетта определения средней водонасыщенности на момент прорыва за фронтом заводнения и в зоне фронта заводнения



1.4.1. Движение отдельных фаз с учетом капиллярного давления и дисперсии

Величина дисперсии, связанной капиллярному давлению, является функцией наклона кривой капиллярного давления. Дисперсия D капиллярного давления является функцией $\partial p_c / \partial S_w$, как показано в уравнении (1.48):

$$D = 0,0063265(1 - f_w) \lambda_w \frac{k}{\phi} \frac{\partial p_c}{\partial S_w} \quad (1.48)$$

Негативный наклон кривой капиллярного давления (гидрофобные поры) приводит к возникновению отрицательной дисперсии (рис. 1.08). Положительный наклон кривой капиллярного давления (гидрофильные поры) дает позитивную дисперсию. В целом увеличение дисперсии приводит, как и обычно, к раскалыванию фронта, а уменьшение – к его обострению.

Как следует из уравнения (1.45), дисперсия капиллярного давления включена в выражение Buckley–Leverett:

$$-U \frac{\partial f_w}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) = \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (1.49)$$

1.5.

МЕТОД WELGE

Статья Welge [14], опубликованная в 1959 г., была посвящена компьютеризации метода Buckley–Leverett. Заслуга Welge заключалась в том, что он получил способ расчета средних значений водонасыщенности ($\bar{S}_w$) потока по мере его продвижения. Основой для этого послужило то, что разница между S_{wcp} и изначальной насыщенностью равна добытой нефти. Этот факт отражен в уравнении (1.50):

$$N = \bar{S}_w - S_{wi}(PV). \quad (1.50)$$

С начала процесса заводнения и к моменту прорыва воды в скважину объемы нагнетаемой воды (W_{id}) и добываемой нефти (N_{pd}) равны, как видно из уравнения (1.51)

$$N_{pd} = W_{id} = \bar{S}_w - S_{wi}(PV). \quad (1.51)$$

После прорыва процедура сводится к следующему: кривая обводненности в зависимости от водонасыщенности перемещается вверх от $S_w = S_{wbt}$ до $S_w = 1 - S_{or}$, при этом подбираются значения S_{we} и считаются соответствующие величины f_{we} . Применяя уравнение Welge (1.52) и определяя f_{we} численно, можно определить параметр N_{pd} при прогрессивно растущих значениях S_{wcp} следующим образом:

$$N_{pd} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we}) W_{id}(PV). \quad (1.52)$$

Для пояснения укажем на следующее соотношение:

$$\bar{S}_w - S_{wc} = (1 - f_{we}) W_{id}(PV).$$

Все параметры, находящиеся в правой части уравнения (1.52), могут быть определены численно по данным движения отдельных фаз в многофазном потоке. Суммарный приток воды $W_{id}(PV)$, полученный по формуле Баклея–Леверетта, определяется уравнением (1.47).

Пример 1.4.

Определить коэффициент извлечения нефти (КИН), накопленную закачку воды и обводненность для ячейки, описанной в примере 1.3, используя методику Welge.

Рис. 1.17.
Взаимосвязь
коэффициента
извлечения нефти
(КИН)
и количества
нагнетаемой
воды по методике
Welge

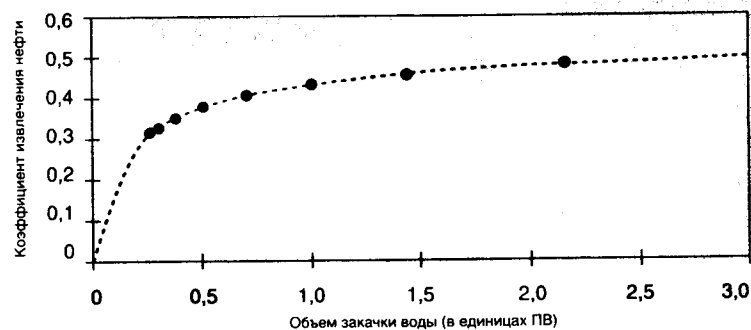


Рис. 1.18.
График
взаимосвязи
обводненности и
коэффициента
извлечения нефти
по методике
Welge

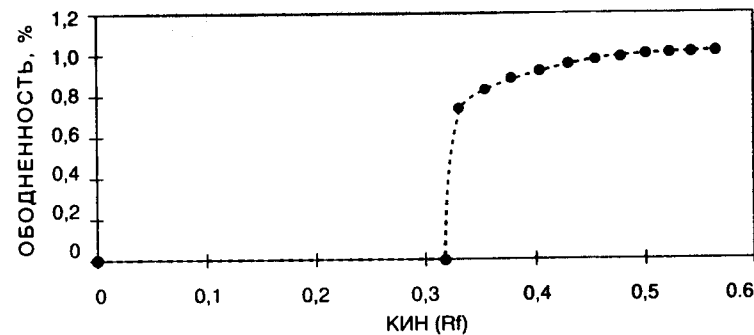


Рис. 1.19.
Зависимость
дебита
от времени
по методике
Welge

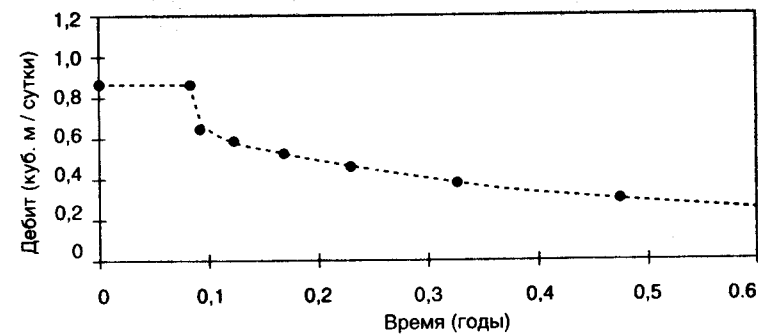


Таблица 1.05. Решение по Welge для ячейки, описанной в примере 1.3

Swe	fwe	ΔS_{we}	Δf_{we}	$\Delta f_{we}/\Delta S_{we}$	S_{we}^*	f_{we}^*	$S_{we}^* - S_{wc}$	$1 - F_{we}^*$	$W_{id}(PV)$	$N_{pd}(PV)$	R_f	Time(yrs)	qo(rm3/day)	WOR
0,300	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,0	150	0,0
0,475	0,175	0,175	0,690	3,944	0,388	0,345	0,088	0,655	0,254	0,254	0,317	4,2	150	0,0
0,500	0,025	0,089		3,545	0,488	0,734	0,188	0,266	0,282	0,262	0,328	4,6	40	2,8
0,525	0,025	0,067		2,696	0,513	0,812	0,213	0,188	0,371	0,282	0,353	6,1	28	4,3
0,550	0,025	0,050		1,984	0,538	0,871	0,238	0,129	0,504	0,303	0,378	8,3	19	6,7
0,575	0,025	0,036		1,426	0,563	0,914	0,263	0,086	0,701	0,323	0,404	11,5	13	10,6
0,600	0,025	0,025		1,004	0,588	0,944	0,288	0,056	0,996	0,343	0,429	16,4	8	16,8
0,625	0,025	0,017		0,691	0,613	0,965	0,313	0,035	1,446	0,363	0,454	23,8	5	27,7
0,650	0,025	0,012		0,463	0,638	0,980	0,338	0,020	2,161	0,382	0,477	35,5	3	48,0
0,675	0,025	0,007		0,296	0,663	0,989	0,363	0,011	3,376	0,399	0,499	55,5	2	90,6
0,700	0,025	0,004		0,175	0,688	0,995	0,388	0,005	5,698	0,416	0,520	93,7	1	197,9
0,725	0,025	0,002		0,088	0,713	0,998	0,413	0,002	11,342	0,432	0,540	186,4	0	576,8
0,750	0,025	0,001		0,025	0,738	1,000	0,438	0,000	39,762	0,450	0,563	653,6	0	3180,0

1.6. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 1

1. Willhite G.P. Waterflooding, Textbook Series, SPE, Dallas (1986) 3.
2. Anderson W.G. «Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of core Handling on Wettability», JPT (Oct. 1986) pp. 1125-44.
3. Anderson W.G. «Wettability Literature Survey – Part 6: The effects of Wettability on Waterflooding», JPT (Dec. 1987), pp. 1605–20.
4. Craig F.F., Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE Dallas, Texas (1971) 3.
5. Wolcott D.S., Kazemi, H. & Dean R.H. «Minimizing Grid Orientation in Reservoir Simulation», Presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE Paper 37623.
6. Corey A.T. «The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities», Producers Monthly, (November 1954).
7. Smith C.R. Mechanics of Secondary Oil Recovery, Reinhold Publishing Corporation, New York (1966).
8. Hirasaki G.J., Morrow F., Willhite G.P. «Estimation of Reservoir Heterogeneity from Waterflood Performance», SPE Paper 13415.
9. National Petroleum council: Enhanced Oil Recovery (June 21, 1984).
10. Molina N.M. «A Systematic Approach to the Relative Permeability in reservoir Simulation», SPE Paper 9234 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas.
11. Honarpour, M., Koederitz L. and Harvey A.H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press, Boca Raton, FL (1986).
12. Leverett M.C. «Capillary Behavior in Porous Solids», Trans., AIME (1941).
13. Buckley S.E. and Leverett M.C. «Mechanism of Fluid Displacement in Sands», Trans. AIME, 1942, Vol. 146: 107.
14. Welge H.J. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive», Trans AIME, 1959, Vol. 216:271.

Проектирование заводнения

2.

Задачи этой главы – использование кривых эффективности вытеснения и простых вычислений для оценки охвата по площади и мощности в элементах систем разработки различных типов с учетом характеристик пласта и флюида.

2.1. ЦЕЛЬ ЗАВОДНЕНИЯ

Зачем заводняют месторождения?

Месторождения заводняют для того, чтобы увеличить уровень добычи и КИН с целью оптимизации экономических показателей разработки месторождения.

Что важнее всего помнить о заводнении?

Важнее всего помнить, зачем осуществляют заводнение.

2.2. ОБЗОР НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ

Первый шаг при расчете заводнения – анализ основных характеристик пласта. Режим разработки большинства пластов можно отнести к одной (или более) из категорий, представленных в табл. 2.01.

Табл. 2.01.

Среднее значение первичной добычи для режимов извлечения нефти

Методы разработки	Средняя первичная добыча (% от ПППН)
Режим расширения флюида	3–10
Гравитационный режим	5–15
Режим растворенного газа	10–15
Режим газовой шапки	18–30
Водонапорный режим (законтурная зона)	70–80

Знание основных характеристик пласта очень важно, т.к. позволяет решить следующие задачи:

- более точно оценить эффект от закачки пластовой воды;
- оценить выдержанность пласта;

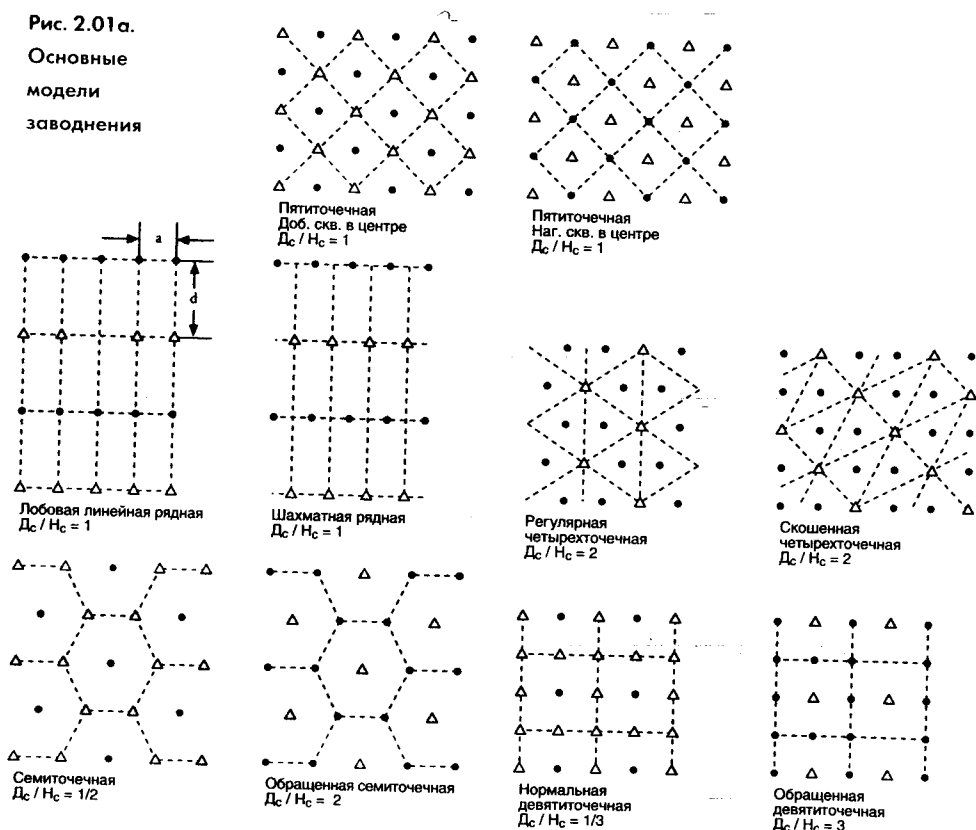
- оценить начальную насыщенность и насыщенность на начало заводнения;
- оценить проницаемость пласта и анизотропию;
- оценить изменение проницаемости и слоистость;
- проверить данные по относительной проницаемости и флюидам.

2.3.

ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

После того как проанализированы начальные характеристики месторождения и получены данные по керну, необходимые для расчета заводнения, приступают к анализу модели заводнения. На рис. 2.1 продемонстрированы некоторые из наиболее распространенных моделей.

Рис. 2.01а.
Основные
модели
заводнения



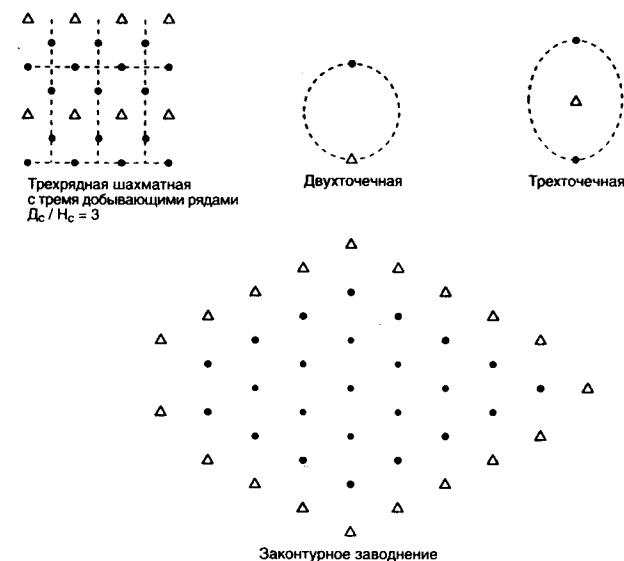
Некоторые пункты, которые должны быть учтены в процессе выбора модели, перечислены ниже:

- согласование выдержанности пласта и расстояния между скважинами;
- анизотропия пласта;

- абсолютная и относительная фазовая проницаемости;
- свойства флюида;
- угол падения пласта;
- начальная газонасыщенность;
- владелец прилегающих к выработке территорий / положения договора об аренде;
- ситуация с ценой на нефть.

Иногда ограничения по площади или ограничения, связанные с договором об аренде, определяют выбор той или иной модели. Но в большинстве случаев выбор модели выполняется методом исключений. Для усовершенствования процесса выбора модели предпочтительно опираться на прогноз, сделанный на основе анализа рабочих характеристик, позволяющий оценить коэффициент охвата для различных моделей заводнения.

Рис. 2.01б.
Некоторые
дополнительные
модели
заводнения



2.4.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ СКВАЖИНЫ И ПЛОЩАДИ ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

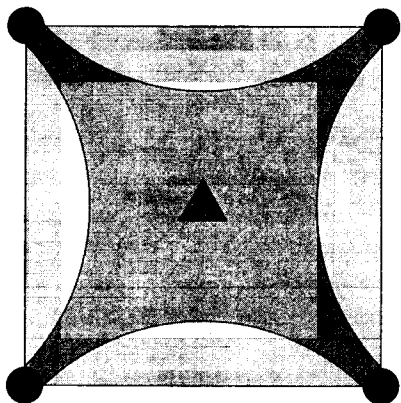
Термин «территория скважины» в соответствии с определением относится к расстоянию между скважинами. Территория скважины и элементов системы разработки выражается через площадь. Для скважин, пробуренных в залежи, находящейся на стадии первичной разработки, территория скважины и дренируемая площадь равны. Значение корня квадратного из величины территории скважины есть расстояние между скважинами. В случае заводнения площадь дренирования должна также включать область нагнетательной (нагнетательных) скважины. Следовательно, размеры эле-

мента системы разработки будут в два раза, а в случае девятиточечной системы в четыре раза больше, чем площадь, приходящаяся на одну скважину.

2.5. ВЫБОР МОДЕЛИ И КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ПО ПЛОЩАДИ

С 1950 по 1970 г. был проведен ряд экспериментов для определения коэффициента охвата по площади (E_a) при различных моделях заводнения. Рис. 2.02 иллюстрирует, как был рассчитан E_a для пятиточечной схемы размещения скважин. Область вокруг нагнетательной скважины (светло-серый тон) представляет собой водяной вал или охваченную воздействием зону, в то время как темный тон представляет собой неохваченную зону. E_a – это отношение площади охваченной зоны к площади всего элемента, а остаток ($1 - E_a$) – это нефтяная зона или неохваченная область.

Рис. 2.02.
Коэффициент охвата по площади в элементе пятиточечной системы



В опытах на керлах, проведенных Caudle и Witt [2, 3], для определения E_a использовался шадограф (рентгенографическая аппаратура). Результаты этого эксперимента могут быть использованы для подсчета коэффициента охвата в различное время и для различных пластовых условий.

В приложении А (рис. А1 – А4) вошли копии графиков коэффициентов охвата по площади из монографии Крега [2]. Как было показано, большинство распространенных систем заводнения было проанализировано с целью определения E_a на момент прорыва воды и при различных значениях обводненности. Напомним, что обводненность (f_w) и коэффициент подвижности (ВНФ – водонефтяной фактор) определяют следующим образом:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o}, \quad (2.01)$$

$$\text{ВНФ} = q_w / q_o. \quad (2.02)$$

Коэффициент подвижности будет изменяться до и после прорыва воды. До прорыва при-

меняют выражение вида

$$M = \frac{\left[\frac{k_{rw}}{\mu_w} \right] @ \bar{S}_{orw}}{\left[\frac{k_o}{\mu_o} \right] @ S_{wi}}. \quad (2.03)$$

Подвижность после прорыва теоретически определяется как

$$M = \frac{\left[\frac{k_{rw}}{\mu_w} \right] @ \bar{S}_w}{\left[\frac{k_o}{\mu_o} \right] @ S_{wi}}. \quad (2.04)$$

Подвижность после прорыва всегда будет меньше, поэтому на этой стадии расчетов рекомендуется использовать более консервативные конечные значения коэффициента подвижности, рассчитываемые по уравнению (2.03).

Задача 2.1. Используя графики приложения А, определите значения E_a на момент прорыва воды в скважину для некоторых распространенных систем при коэффициенте подвижности, равном 1.

Табл. 2.02. Коэффициент охвата по площади на момент прорыва для разных элементов

Схема размещения скважин	E_a при прорыве, $M=1$
Трехрядная шахматная система ($d/a = 1$)	0,75
Пятиточечная	0,70
Линейная рядная	0,55
Девятиточечная (боковая скважина)	0,50

Как показано в приведенном примере, E_a существенно различается в зависимости от выбора системы.

Пример 2.1. Нефтяное месторождение с нижеперечисленными свойствами изучается на предмет заводнения.

S_{cw}	=	0,24
S_{orw}	=	0,28
B_{oi}	=	1,1
Толщина	=	20 ft
Пористость	=	0,16
Расстояние между скважинами	=	40 Acres
K_o при S_{cw}	=	40 md

K_w при S_{orw}	=	27 md
K_w при 100% S_w	=	58 md
K_{air}	=	60 md
μ_o	=	1,5 ср
Анализ воды	=	100,000 ppm
T_f	=	157 °F

Определите следующее:

1. E_a при прорыве для пятиточечной, лобовой линейной рядной и девятиточечной систем.
2. E_a при ВНФ = 10 для элементов трех систем, пункта 1.
3. Сколько поровых объемов, занятых подвижной нефтью (ПППН), было закачано в элемент каждой системы пункта 1 при ВНФ = 10.
4. Объем закачанной воды (в баррелях) при ВНФ = 10 для всех элементов, перечисленных в пункте 1 систем.
5. Неохваченные запасы на момент прорыва и при ВНФ = 10 в элементе каждой системы пункта 1.
6. Балансовые запасы при ВНФ = 10.
7. Время до прорыва (в днях) при равных объемах закачки и отбора.

Решение:

Пункты 1–3

$$M = \frac{\left[\frac{k_{rw}}{\mu_w} \right] @ \bar{S}_w}{\left[\frac{k_o}{\mu_o} \right] @ S_{wi}} = \frac{[27/0.5]}{[40/1.5]} = 2.0.$$

Обратите внимание, что на графиках приложения А вместо f_w применяют ψ_{iw} . Напомним, что $f_w = \text{ВНФ}/(\text{ВНФ}+1)$; поэтому для ВНФ = 10 $f_w = 0,909$. Кроме того, значения по осям X на графиках 5-точечной и линейной рядной систем представляют собой величины, обратные подвижности ($1/M$), тогда как график 9-точечной системы построен в виде функции M .

Табл. 2.03.

Коэффициенты по площади и закачка в единицах объема порового пространства, занятого подвижной нефтью (ПППН)

Тип системы	E_a на момент прорыва	E_a при ВНФ = 10	Закачанных ПППН (V_d) при ВНФ=10
5-точ.	0,60	0,93	1,75
Линейная рядная	0,50	0,95	2,00
9-точ.	0,40	0,77	1,15

Значения E_a для 5-точечной и линейной рядной систем рассчитайте напрямую. Для 9-точечной системы пользуйтесь графиком, построенным для боковой скважины при ВНФ = 10.

Пункты 4–7:

$$\begin{aligned} \text{ПППН} &= 7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{cw} - S_{or}) \\ 5\text{-точ.} &= 7758 \cdot 80 \cdot 20 \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,24 - 0,28) = 953 \text{ M Rvb} \\ \text{Лин. рядная} &= 7758 \cdot 80 \cdot 20 \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,24 - 0,28) = 953 \text{ M Rvb} \\ 9\text{-точ.} &= 7758 \cdot 160 \cdot 20 \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,24 - 0,28) = 1907 \text{ M Rvb} \end{aligned}$$

Объем неохваченной нефти при заданном значении E_a

и в предположении, что $E_i = 1,0$:

$$\begin{aligned} N &= 7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - E_a) \cdot (1 - S_{cw}) / B_o \\ 5\text{-точ.} &= 7758 \cdot 80 \cdot 20 \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,6) \cdot (1 - 0,24) / 1,1 = 549 \text{ M STB} \\ \text{Линейная рядная} &= 7758 \cdot 80 \cdot 20 \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,5) \cdot (1 - 0,24) / 1,1 = 686 \text{ M STB} \\ 9\text{-точ.} &= 7758 \cdot 160 \cdot 20 \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,4) \cdot (1 - 0,24) / 1,1 = 1646 \text{ M STB} \end{aligned}$$

Время к моменту прорыва воды в скважину:

$$\begin{aligned} 5\text{-точ.} & 953 \text{ MRvb} \cdot 0,6 = 572 \text{ MRvb закачанной воды} \\ & \text{или } 572 \text{ MRvb деленное на } 800 \text{ Rvb/сут} = 715 \text{ дней;} \\ \text{линейная рядная:} & 953 \text{ MRvb} \cdot 0,5 / 800 = 596 \text{ дней;} \\ 9\text{-точ.} & 1907 \text{ MRvb} \cdot 0,4 / 800 = 954 \text{ дней.} \end{aligned}$$

Табл. 2.04.

Рабочие характеристики при прорыве и ВНФ = 10

Тип системы	Накопленная добыча на момент прорыва, тыс. бар	Запасы на момент прорыва, тыс. бар	Wнаг при ВНФ=10 тыс. бар	Запасы при ВНФ=10 тыс. бар	Время до прорыва, дни
5-точ.	572	549	1668	96	715
Линейная рядная	477	686	1906	69	596
9-точ.	763	1646	2193	631	954

Для 9-точечной системы ВНФ в процессе вытеснения находится путем суммирования добычи воды из боковых и угловых скважин. В полностью развитом элементе 9-точечной системы в чистом виде на каждую нагнетательную скважину приходится три добывающих. Поскольку на каждую угловую скважину мы имеем две боковые, доля воды с элемента рассчитывается следующим образом:

$$f_{w_p} = (q_c f_{w_c} + 2q_s f_{w_s}) / (q_c + 2q_s),$$

где q_c – дебит угловой скважины, q_s – дебит боковой скважины, f_{w_c} –

доля воды в притоке из угловой скважины, f_{ws} – доля воды в притоке из боковой скважины.

По условию $q_c = q_s$. Таким образом, $q_i = 3q_s$, и тогда доля воды в притоке со всего элемента есть

$$f_p = (f_{cw} + 2f_{sw})/3.$$

Уровень добычи определяется уровнем закачки и обводненностью как в боковых, так и в угловых скважинах. Обычно последние останавливают при 95% обводненности.

2.6. ВЫДЕРЖАННОСТЬ ПЛАСТА И ПЛОТНОСТЬ СЕТКИ СКВАЖИН

Степень выдержанности пласта играет важную роль во всех типах моделей заводнения. Если она контролируется стратиграфическими изменениями или есть выклинивания, то увеличение плотности сетки скважин может оказаться необходимым для оптимизации экономических показателей. Это значит, что выбранную в начале модель заводнения необходимо будет поменять или трансформировать после уплотнения сетки скважин. В этом случае одна из площадных систем разбуривания, такая как лобовая линейная рядная, 5-точечная или обратная 9-точечная схема, будет предпочтительней.

В случае когда степень выдержанности пласта контролируется разрывным нарушением, система разработки должна быть гибкой, с тем чтобы можно было пробурить дополнительные скважины или перевести добывающие в нагнетательные после установления границ нарушения. В этом случае предпочтительно применить обратную 9-точечную схему, обеспечивающую максимальную гибкость схемы размещения скважин.

Система разработки, выбранная без учета неоднородности пласта, является наиболее сложной проблемой заводнения с точки зрения диагностики, а меры по исправлению ситуации в этом случае очень сложны. Это происходит из-за трудностей изменения первоначальной схемы разбуривания за счет уплотняющего бурения, если плотность скважин оказалась неоптимальной. Кроме того, дополнительная неопределенность в коэффициенте охвата усложняет экономическую ситуацию за счет снижения коэффициента успешности. Рис. 2.03 иллюстрирует соотношение между расстоянием скважина-скважина и коэффициентом нефтеизвлечения.

Степень выдержанности должна быть изучена самым детальным образом с помощью каротажных диаграмм, полученных в открытом стволе (корреляция глин) и во время эксплуатации, методами гидродинамического каротажа, а также по испытаниям скважин методом индикаторных диаграмм во время разработки первичными методами. Если опытно-промышленное заводнение планируется проводить в условиях нерешенного вопроса о выдержанности пласта, то на опытном участке рекомендуется применить более плотную сетку скважин. Эта мера позволит выявить невыдержанность пласта путем сравнения описания пласта, полученного после уплотнения сетки на опытном участке, с первоначальным.

Рис. 2.03.
КИН как функция
расстояния между
скважинами



2.7. АНИЗОТРОПИЯ ПЛАСТА

Анизотропия, или направленная проницаемость, может значительно улучшить коэффициент охвата. На рис. 2.04 показано, какое влияние оказывает выбор системы заводнения на коэффициент охвата при различных соотношениях проницаемостей по осям X и Y. Для демонстрации этого эффекта приведена табл. 2.05 (k_x/k_y принято равным 2), составленная с использованием рис. 2.04 и кривых, приведенных в приложении А (рис. А.3). Свойства пласта и флюида взяты из предыдущего примера. Для условий рис. 2.04 подвижность принята равной 1. Для определения E_a после прорыва воды в скважину снимите значение E_a с рис. 2.04, найдите такое же значение E_a на кривой рис. А.3 и перейдите к нужному значению f_w , чтобы определить E_a при новом f_w .

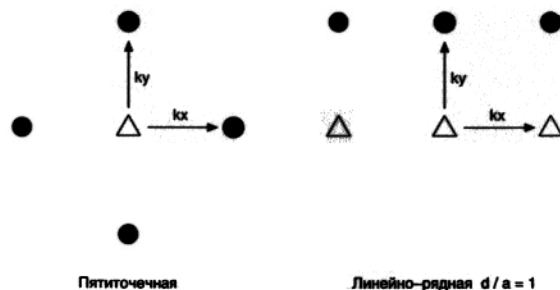
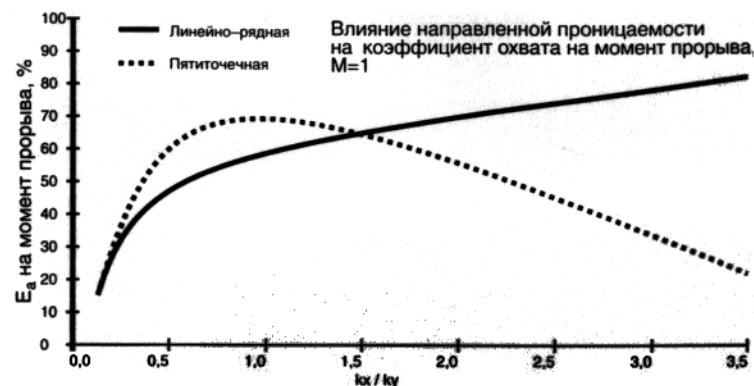
Табл. 2.05. Влияние анизотропии на коэффициент охвата по площади

Тип системы	E_a на момент прорыва	Время до прорыва, дни	E_a при ВНФ = 10	Закачка в единицах ПППН при ВНФ=10
5-точ.	52,5	625	88	2,0
Линейная рядная	67,5	804	98	1,4

Понятно, что правильная ориентация играет решающую роль в случаях с большими значениями анизотропии. Следует применять квадратную сетку размещения скважин (линейный режим), позволяющую проводить простую ротацию, а при выборе начальной системы ориентироваться на лобовую или шахматную рядную с тем, чтобы нагнетательные скважины были размещены по направлению максимальной проницаемости. Важно установить причину направленной проницаемости, если исследования указывают на ее наличие. Если причина в естественной трещиноватости, то до начала заводнения

следует попытаться получить точные значения k_h для всех пропластков, что даст время для необходимых профильных изменений. Если же направления анизотропии проницаемости связаны с направлениями движения водных потоков во время осадконакопления, то ключевым моментом при выборе системы заводнения будет выдержанность осадочных линз между скважинами.

Рис. 2.04.
Влияние анизотропии на коэффициент охвата на момент прорыва при $M = 1$



2.8. НАЧАЛЬНАЯ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ

В большинстве случаев начальная насыщенность свободным газом оказывает положительный эффект на коэффициент охвата. Существуют три механизма этого явления:

1. Продвигаясь перед нефтяным фронтом, свободный газ понижает коэффициент подвижности. Газовый фронт способствует перемещению нефтяного и водного фронтов в радиальном направлении в течение более длительного времени благодаря более низкой подвижности системы, что увеличивает коэффициент охвата на момент прорыва [подвижность газового фронта $M = (k_{ro}\mu_g) / (k_{rg}\mu_o)$].
2. Какое-то количество газа будет защемлено в порах, что заставляет воду продвигаться через поровое пространство, занятое нефтью, увеличивая тем самым коэффициент охвата.
3. Часть газа будет растворена в нефтяном фронте, что снизит вязкость нефти, понижая тем самым коэффициент подвижности M .

Большинство лабораторий изучали эффекты, описанные в 1-м и 2-м пунктах. Рис. А.8 приложения демонстрирует эффект, который оказывает начальная насыщенность свободным газом на коэффициент охвата к моменту прорыва воды для 5-точечной и лобовой линейной рядной систем. После прорыва рабочие характеристики прогнозируются с помощью графиков зависимости E_a от M с наложенной на них линией, соединяющей точку прорыва (при меньшем значении M) с точкой прекращения эксплуатации при начальном значении M . Это положение иллюстрирует приведенная ниже табл. 2.06. Значение S_{ax} принимается равным 20%.

Табл. 2.06. Влияние, оказываемое начальной насыщенностью свободным газом на коэффициент охвата по площади

Система	E_a при прорыве, $A=0$	Время до прорыва, дни, $A=0$	E_a при прорыве, $A=0,4$	Время до прорыва, $A=0,4$
5-точ.	0,60 рис. А.8	715	72,0 рис. А.8	858
Линейно-рядная	0,50 рис. А.8	596	67,0 рис. А.8	798

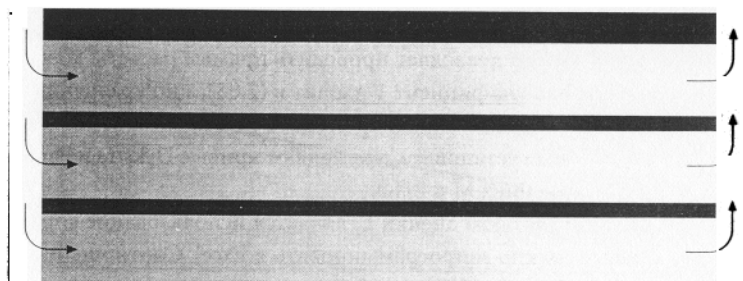
Табл. 2.07. Влияние, оказываемое начальной насыщенностью свободным газом на коэффициент охвата по площади при ВНФ=4

Система	E_a при $A=0$, рис. А.3	E_a при $A = 20\%$, $A=0,4$
5-точ.	86,0	89,0
Линейно-рядная	84,0	88,0

2.9. КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ПО МОЩНОСТИ

Коэффициент охвата по мощности (E_v) является аналогом охвата по площади в том смысле, что он представляет часть всей зоны, затронутой закачанным флюидом (рис. 2.02). E_v есть частное от деления значения площади поперечного сечения, охваченного закачиваемым флюидом, на площадь поперечного сечения за фронтом вытесняющего агента. Затененная область на рис. 2.02 — это охваченная нефтяная зона, или $1 - E_v$.

Рис. 2.05.
Пример коэффициента охвата по мощности



В литературе предложено несколько методов оценки E_v . В данной работе представлено только два. Первый – метод Dykstra–Parsons [8], который наиболее распространен, хотя дает лучшие результаты, когда перетоки между пластами отсутствуют. Второй – метод Welge вкпе с методом псевдофазовой проницаемости (Welge-PRP).

Последовательность оценки коэффициента охвата по мощности в неоднородных пластах

Независимо от природы вертикальной неоднородности ниже приведенный способ может применяться для определения коэффициента охвата в пластах-коллекторах, заводняемых в режиме вытеснения краевой водой (по Dake [9]).

- Разделите участок пласта на N пропластков, каждый из которых характеризуется следующими параметрами: $h_i, k_i, f_i, S_{wc}, S_{org}, K_{rwi}, k_{ro}$, где индекс « i » присваивается каждому пропластку.
- Определите, имеется ли вертикальная гидродинамическая связь между пропластками.
- Если такая связь отсутствует, можно применять метод Dykstra–Parsons. В противном случае применим метод Welge-PRP.
- Для применения метода Dykstra–Parsons рассчитайте E_v, f_w (ВНФ) и КИН, как показано ниже.
- Следуя методу Welge-PRP, определите порядок заводнения N пластов и получите псевдоотносительные проницаемости с целью сведения описания вытеснения к одному измерению (как показано в разделе 2.8.2).
- Используйте псевдозначения для получения фракционного соотношения для потока, которое применено в уравнении Welge для расчета нефтеизвлечения.
- Постройте графики зависимости нефтеотдачи от обводненности, дебита нефти во времени и т.д.

2.9.1. Метод Dykstra–Parsons

Метод Dykstra–Parsons основан на том факте, что проницаемость многих пластов характеризуется логнормальным распределением. В этом методе используется график проницаемости, построенный по ядерным данным на палетке логарифмической вероятности, что позволяет проводить прямые расчеты коэффициента изменения проницаемости V . Коэффициент V входит в (2.05), а по уравнению (2.06) рассчитывается доля образцов с более высокой проницаемостью. После того как V был установлен, применяют кривые Dykstra и Parsons для оценки E_v при определенных значениях M и ВНФ. Альтернативным методом оценки E_v является использование корреляционного соотношения, которое можно запрограммировать в Excel. Соотношение (2.06) рекомендуется применять, если $M < 10$ и $0,3 < V < 0,8$:

где

$$Y = 3,3341(E_v^{0,7737})(1 - E_v)^{-1,2258}, \tag{2.06}$$

$$Y = \frac{(WOR + 0,4)(18,948 - 2,499V)}{(M + 1,137 - 0,809V)10^{f(V)}}, \tag{2.07}$$

$$f(V) = -0.6891 + 0.9735V + 1.6453V^2. \tag{2.08}$$

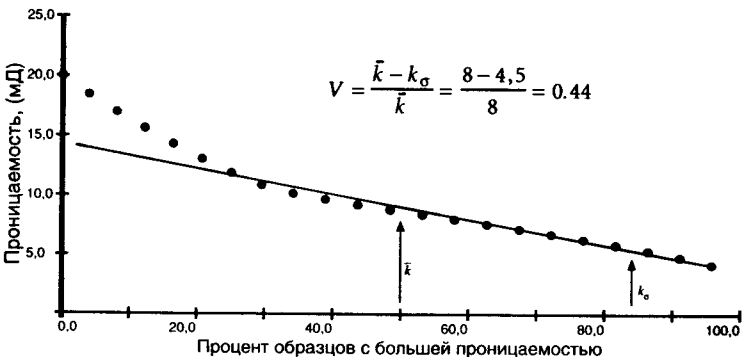
Для освоения этого метода воспользуйтесь данными, приведенными в табл. 2.08, и кривыми Dykstra–Parsons приложения.

Табл. 2.08.

С учетом приведенных данных для нефтяного пласта с $M=2$, определите E_v на момент прорыва и при ВНФ = 10, а также проницаемость по методу КВД

i	Проницаемость	$100 \cdot (N-i)/(N-1)$
1	4,5	88,2
2	5,1	82,4
3	5,6	76,5
4	6,1	70,6
5	6,6	64,7
6	7,2	58,8
7	7,7	52,9
8	8,2	47,1
9	8,9	41,2
10	9,6	35,3
11	10,4	29,4
12	11,4	23,5
13	12,7	17,6
14	14,3	11,8
15	17,0	5,9
16	20,0	0,0

Рис. 2.06.
График вероятности Dykstra–Parson



По графикам приложения, для $V=0,44$, определенному по графику на рис. 2.06, E_v на момент прорыва составляет 29%. Метод КВД теоретически дает значение $\bar{k}$, равное 9,7 мД.

2.9.2. Оценка коэффициента охвата по мощности по методу Welge-PRP (Welge – псевдоотносительная проницаемость)

Как обсуждалось выше, определение коэффициента охвата начинать нужно с разбивки пласта на пропластки. Поскольку различие по проницаемости является определяющим фактором, разбивку обычно проводят исключительно по этому параметру. Граничные значения остаточной нефтенасыщенности и проницаемости по отдельным пропласткам часто отсутствуют, поэтому необходима некоторая инженерная и геологическая оценка.

Часто сложно установить степень гидродинамической связи между пропластками. Наиболее надежные способы ее оценки – методы испытателей пластов многократного действия (RFT – ИПМД) или испытатель пласта на кабеле (MDT – ИПК). Оба метода выполняют одну и ту же функцию, хотя ИПК более современен и позволяет получить представительные образцы скважинных флюидов. С помощью этих методов определение изменения давления с глубиной проводится до ввода скважины в эксплуатацию и по прошествии значительного периода эксплуатации. Если вертикальное равновесие (ВР) имеет место как до, так и после эксплуатации, тогда график градиента давления будет плавным, а его значение будет равно градиенту нефти. Если ВР отсутствует, давление между пропластками будет изменяться и его градиент будет отличным от нефтяного. Высокопроницаемые пропластки, например, будут характеризоваться более низкими значениями давления за счет их повышенного истощения в сравнении с низкопроницаемыми. На нижеприведенном рис. 2.07 представлен пример зон с вертикальным равновесием (а) давления и без него (б)

Рис. 2.07. Исследования пластов, показывающие: а) гидродинамическую связь и перетоки и б) отсутствие гидродинамической связи и перетоков

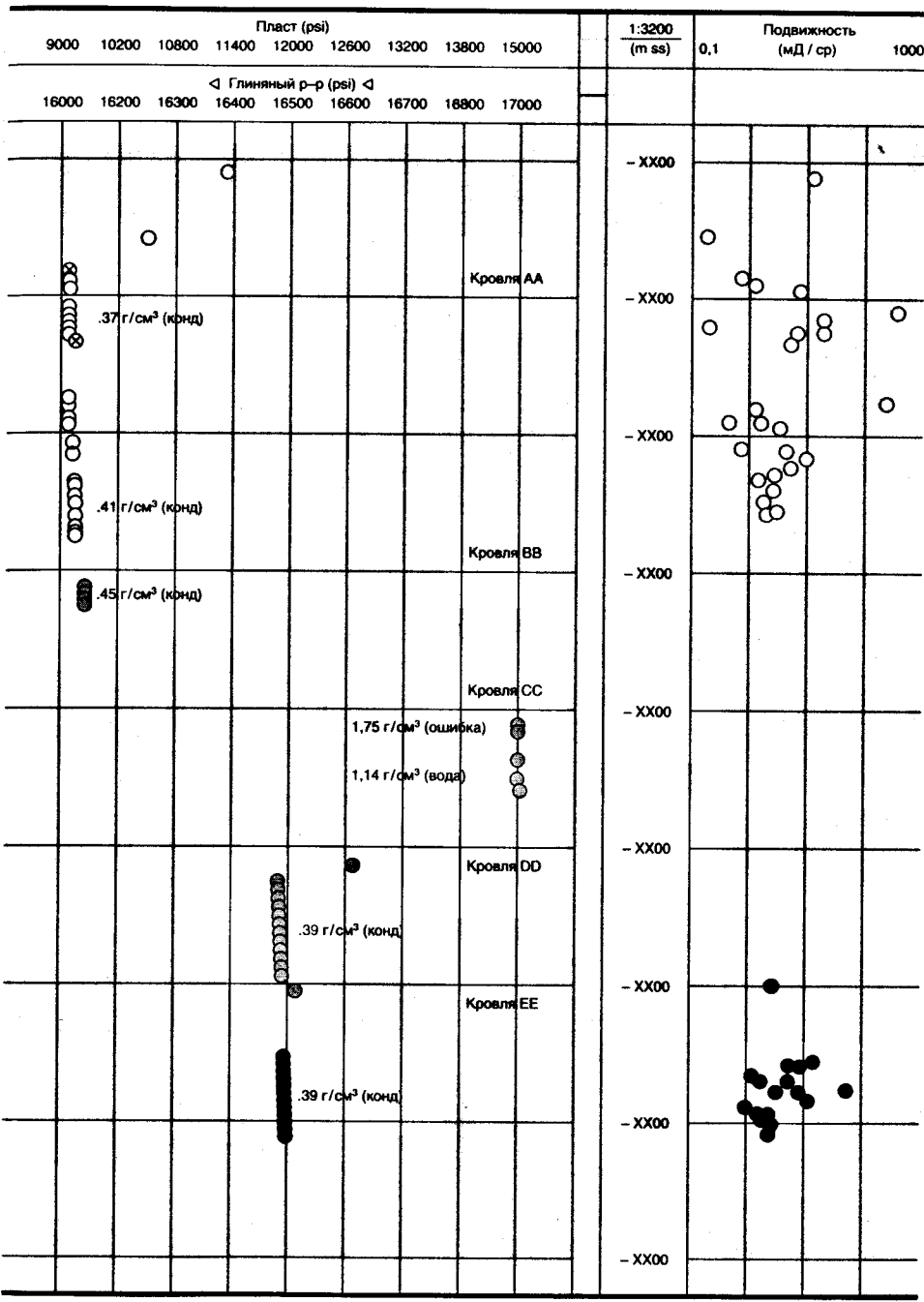
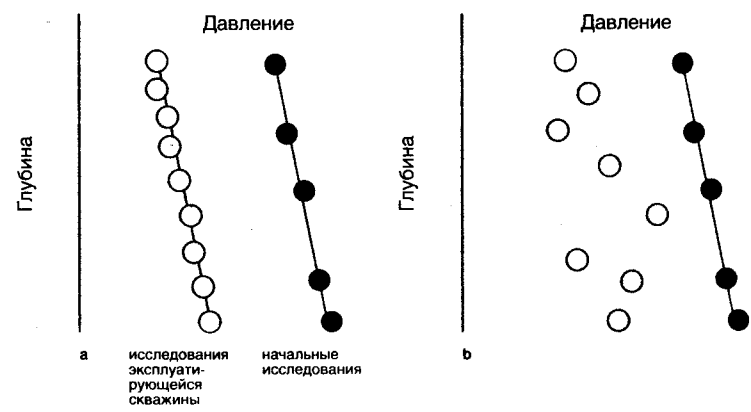


Рис. 2.08. Пластовые исследования, показывающие наличие вертикального равновесия внутри каждого пропластка и его отсутствие между ними

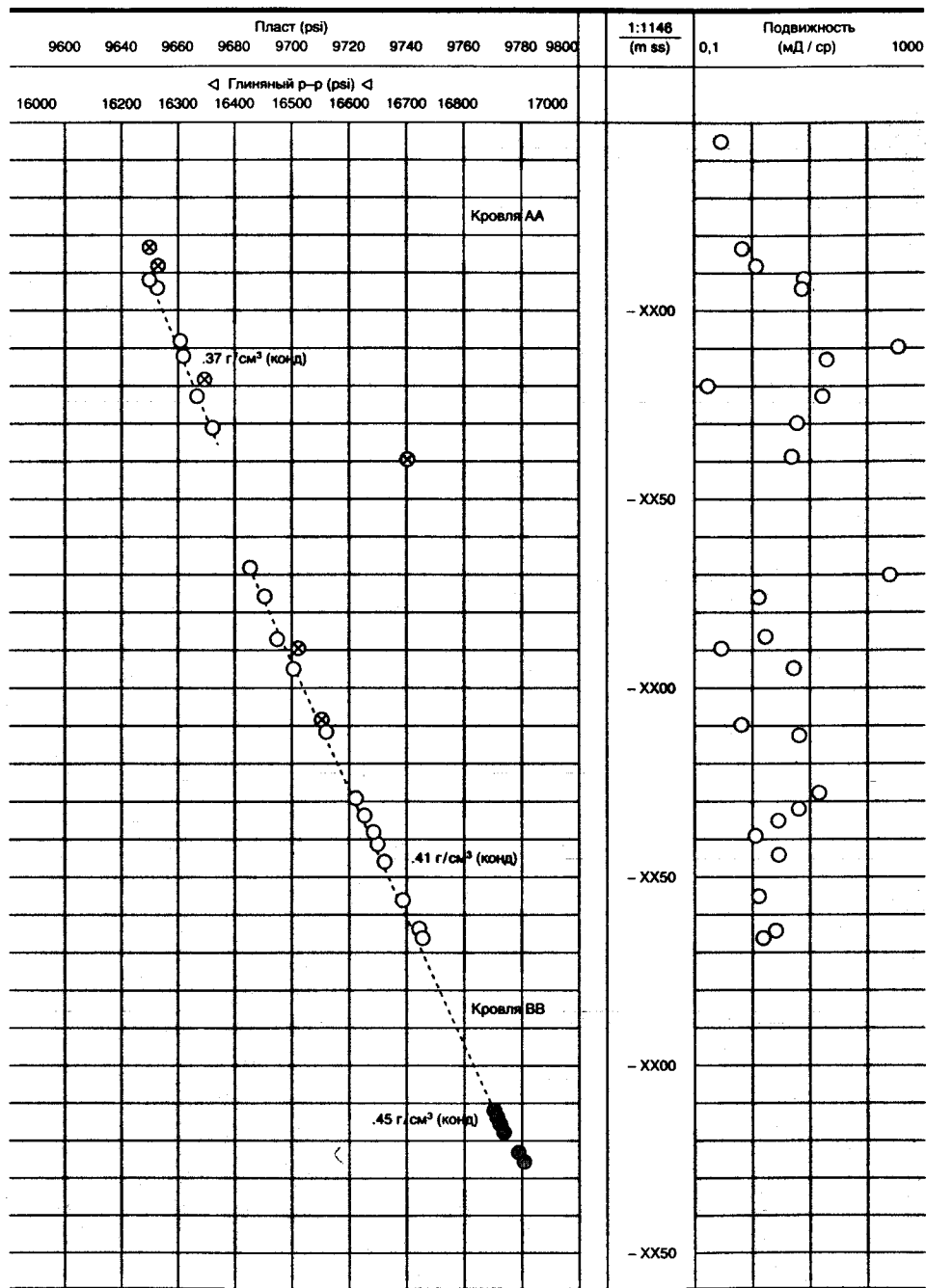


Рис. 2.09.

Исследования зоны AA, показывающие наличие гидродинамической связи внутри пласта

Основываясь на степени установленной связи, инженер должен определить порядок обводнения пропластков. Поскольку существует N -е число вариантов, лучший – рассмотрение только крайних ситуаций, то есть случаев полной связи и ее отсутствия. Для первого случая, называемого вертикальным равновесием, вода под действием силы тяжести будет стремиться стекать в нижние пропластки. Следовательно, порядок обводнения пойдет снизу вверх. Если выбранные пропластки изолированы друг от друга так, что мы имеем дело с полным отсутствием перетоков, порядок обводнения определяется фактической скоростью продвижения фронта воды в каждом из пропластков.

Пример пласта-коллектора без гидродинамической связи между пропластками показан на рис. 2.07. Пласт-коллектор принадлежит одному из месторождений СНГ и состоит из пяти основных зон, промаркированных от AA до EE. Зона CC имеет среднее давление примерно в 16 900 psi, тогда как зоны AA и BB характеризуются давлением примерно на 800 psi меньше и отстоят друг от друга на 50 м. Нижние зоны DD и EE характеризуются давлением, меньшим еще на 400 psi. Это ясно показывает отсутствие связи зон AA и BB с зоной CC, а также ее отсутствие с зонами DD и EE. Внутри зоны AA, например, имеет место полная гидродинамическая связь, как показано на рис. 2.09. На правой части этого рисунка показаны значения подвижности для каждой точки давления. Эта зона характеризуется значительной неоднородностью в горизонтальных направлениях, хотя имеет место вертикальная связь.

Обзор других зон, с BB по EE, представлен в приложении.

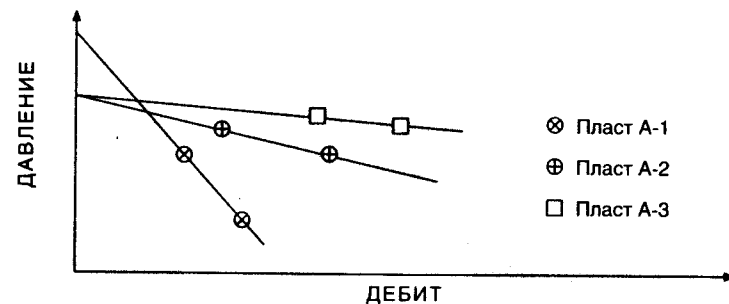


Рис. 2.08а.

Индикаторная кривая, полученная по результатам двухточечного исследования. Экстраполяция установившихся давлений в процессе добычи показывает, что среднее пластовое давление в пласте А-1 несколько выше при невысоком kh

После продолжительной добычи пласты, составляющие продуктивную зону, могут и не сохранять установившееся вертикальное равновесие. Причиной этого является низкая вертикальная проницаемость, недостаточная для поддержания вертикального равновесия на период эксплуатации скважины. Геофизические исследования, проводимые с помощью расходомера (вертушечный расходомер, оптический датчик, и т.д.) и манометра, помогают определить долю добычи из каждого пласта и среднее пластовое давление в каждом пласте продуктивной зоны. Это можно сделать с помощью двухточечного исследования. Добыча из скважины осуществляется при двух различных дебитах, и при каж-

дом дебите проводятся геофизические исследования методом неоднократного спуска и подъема прибора. Таким образом измеряется профиль добычи для дающего интервала и определяется нефтеотдача из основных продуктивных пластов. Среднее пластовое давление определяется с помощью нанесения значений гидродинамического давления и дебита для каждой зоны на график зависимости дебита от давления, а затем экстраполяции к нулевому дебиту. Пример такого подхода представлен на рис. 2.08а.

Пластовая скорость и порядок обводнения

Для отдельных, не имеющих связи пропластков необходимо определить, в каком порядке они будут обводняться. Порядок зависит от скорости продвижения фронта заводнения. Эту зависимость можно получить, применив принцип материального баланса и закон Дарси. Накопленный объем закачанной воды для любого данного пропластка есть

$$W_i = q_i t = A \phi L (1 - S_{orw} - S_{wc}). \quad (2.09)$$

Скорость V_i в пласте можно определить так:

$$V_i = L/t = q_i / A \phi (1 - S_{orw} - S_{wc}). \quad (2.10)$$

Параметр V_i есть «поровая» скорость, или скорость продвижения воды через поровое пространство. Стоит обратить внимание, что «поровая» скорость пропорциональна скорости в законе Дарси, хотя последняя определяется как q/A .

Подставляя в уравнение (2.10) объемный дебит в соответствии с законом Дарси для линейного потока, получаем

$$V_i = L/t = \frac{k k'_{rw} A \Delta p}{\mu_w \Delta L} / A \phi (1 - S_{orw} - S_{wc}), \quad (2.11)$$

или после упрощения

$$V_i = L/t = \frac{k k'_{rw} \frac{\Delta p}{\Delta L}}{\mu_w \phi (1 - S_{orw} - S_{wc})}. \quad (2.12)$$

Обычно принимается, что падение давления для каждого пропластка между добывающей и нагнетательной скважинами одинаково, поэтому параметр $\Delta p / \Delta L$ из уравнения можно убрать, и скорость будет пропорциональна величине

$$V_i \propto \frac{k k'_{rw}}{\mu_w \phi (1 - S_{orw} - S_{wc})}. \quad (2.13)$$

Заменяя в последнем выражении параметр насыщенности $(1 - S_{orw} - S_{wc})$ на ΔS_w и тем самым принимая во внимание подвижную нефть, получим

$$V_i \propto \frac{k k'_{rw}}{\mu_w \phi \Delta S_w}. \quad (2.14)$$

Дальнейшие упрощения можно провести, учитывая, что k'_{rw} и ΔS_w изменяются в меньшей степени, чем k , а вязкость закачиваемой воды одинакова для всех пропластков. В результате выражение (2.14) принимает следующий вид:

$$V_i \propto \frac{k_i}{\phi_i}. \quad (2.15)$$

Пока сделанные выше упрощения справедливы, порядок обводнения пропластков обычно определяется значениям их проницаемости.

Получение псевдоотносительных проницаемостей

Следующим шагом после установления очередности обводнения является определение псевдоотносительных проницаемостей для всех пропластков пласта. После обводнения энного пропластка усредненное значение водонасыщенности увеличивается мощности, занятой водой, рассчитывается по приведенному ниже выражению. Оно представляет собой средневзвешенную по толщине и пористости водонасыщенность, причем первый член в числителе указывает число обводнившихся пропластков, а второй – число необводнившихся пропластков, насыщенных остаточной или связанной водой:

$$\bar{S}_{w_n} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \phi_i (1 - S_{or_i}) + \sum_{i=n+1}^N h_i \phi_i S_{w_e}}{\sum_{i=1}^N h_i \phi_i}. \quad (2.16)$$

Осредненные по толщине относительные проницаемости – это средневзвешенные произведения граничных значений проницаемости и толщины. Для воды суммируются значения по обводненным пропласткам – уравнение (2.17), тогда как для нефти по необводнившимся – уравнение (2.18):

$$k'_{rw_n} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i k_i k'_{rw_i}}{\sum_{i=1}^N h_i k_i}, \quad (2.17)$$

$$\bar{k}_{ro_n} = \frac{\sum_{i=n+1}^N h_i k_i k'_{ro_i}}{\sum_{i=1}^N h_i k_i}, \quad (2.18)$$

где n – число обводнившихся пропластков, N – общее число пропластков. Значимость процедуры осреднения заключается в эффективном переходе от сложного 2-мерного описания вытеснения нефти водой к одномерному, к которому можно применять теорию Баклея–Левретта.

После получения псевдозначений их используют в уравнении фракционного состава, т.е. в уравнении для расчета долей флюидов в многофазном потоке (1.36) и в одномерном выражении Weldge (1.48). Применение уравнения Weldge облегчает расчет добытой нефти, закачанной воды, развития обводненности и нефтеизвлечения для вертикального разреза.

Пример 2.2.

Характеристики заводнения случайно неоднородного пласта в условиях вертикального равновесия (по Dake)

Этот пример показывает, что пласт-коллектор, распределение проницаемости которого по вертикали носит случайный характер, может рассматриваться как однородный при условии наличия вертикального равновесия.

Распределение проницаемости в песчаном пласте с эффективной толщиной в 35 м показано на рис. 2.08. Следует отметить, что оно лишено каких-либо закономерностей, т.е. имеет случайный характер. Заводнение охарактеризовано одним набором кривых нормализованных относительных фазовых проницаемостей с граничными значениями $k'_{rw}=0.3$ и $k'_{ro}=1.0$ и остаточной нефтенасыщенностью $S_{orgw}=0.27$. Пласт разбит на одиннадцать пропластков, обводнение которых будет происходить снизу вверх, поскольку имеет место вертикальное равновесие.

Рис. 2.10.
Случайное
распределение
проницаемости
по разрезу
пласта-
коллектора



Другие необходимые для задачи данные содержатся в табл. 2.09 и некоторые из них приведены ниже:

$$B_o = B_{oi} = 1,475 \text{ м}^3/\text{см}^3 \text{ при } 300 \text{ атм.}$$

$$B_w = 1,03 \text{ м}^3/\text{см}^3$$

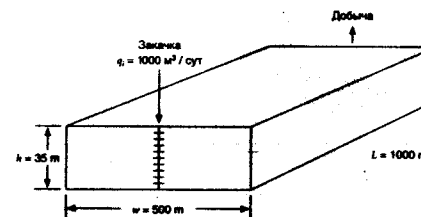
$$\Delta\gamma = 0,32 \text{ (разница удельных плотностей нефти и воды в пластовых условиях)}$$

$$\mu_w = 0,5 \text{ сП}$$

Табл. 2.09.

Пластовые характеристики и характеристики усредненные по толщине

№ пропластка	h	k	ϕ	$S_{вп}$
11	4,5	350	0,21	0,25
10	3,5	250	0,2	0,28
9	1,0	500	0,23	0,24
8	3,0	450	0,23	0,24
7	7,0	150	0,18	0,27
6	1,0	1000	0,24	0,24
5	1,5	300	0,21	0,27
4	3,0	600	0,23	0,24
3	2,5	250	0,2	0,27
2	6,0	150	0,19	0,28
1	2,0	650	0,24	0,25



$$\begin{aligned} \Sigma h &= 35,0 \text{ м} \\ \Sigma hk &= 11425,0 \text{ мД*м} & K_{ср} &= 326 \\ \Sigma h\phi &= 7,2 \text{ м} & \phi_{ср} &= 0,205 \\ \Sigma h\phi S_{вп} &= 1,9 \text{ м} & S_{вп ср} &= 0,261 V_{пор} \\ \text{ПППН} & (1-S_{но}-S_{вп}) = 0,468 V_{пор} \end{aligned}$$

Задача:

Постройте кривые псевдоотносительных проницаемостей и получите величину доли воды в потоке при вязкости нефти 5 сП. Рассчитайте КИНЫ как функцию времени и накопленной закачки и определите взаимосвязь между обводненностью в поверхностных условиях и нефтеотдачей.

Решение:

С помощью уравнений (2.16) – (2.18) рассчитайте промежуточные значения характеристик пласта, как показано в табл. 2.10, а затем определите зависимости псевдоотносительных проницаемостей, как показано в табл. 2.11.

Табл. 2.10.

Промежуточные значения для расчетов псевдоданных

h_k	$h\phi$	$h\phi S_{вп}$	$h\phi(1-S_{вп})$
1575	0,945	0,236	0,690
875	0,700	0,196	0,511
500	0,230	0,055	0,168
1350	0,690	0,166	0,504
1050	1,260	0,340	0,920
1000	0,240	0,058	0,175
450	0,315	0,085	0,230
1800	0,690	0,166	0,504
625	0,500	0,135	0,365
900	1,140	0,319	0,832
1300	0,480	0,120	0,350

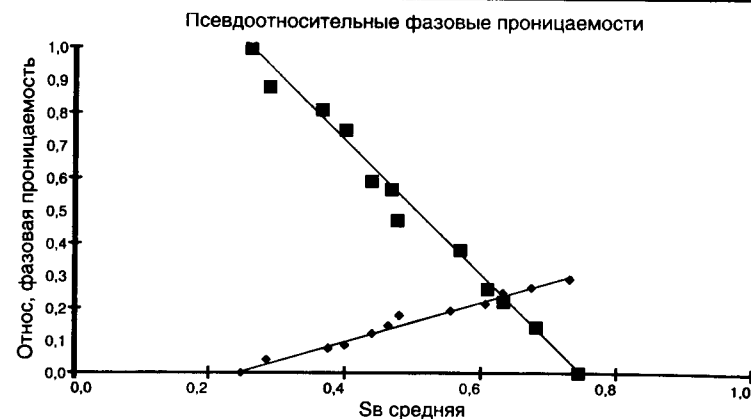
Табл. 2.11.

Соотношения для псевдоотносительных проницаемостей

№ пропластка	$S_{в\text{ ср}}$	$k_{ов\text{ ср}}$	$k_{он\text{ ср}}$
11	0,730	0,300	0,000
10	0,667	0,259	0,138
9	0,623	0,236	0,214
8	0,607	0,223	0,258
7	0,560	0,187	0,376
6	0,480	0,160	0,468
5	0,463	0,133	0,556
4	0,443	0,121	0,595
3	0,396	0,074	0,753
2	0,364	0,058	0,807
1	0,293	0,034	0,886
0	0,261	0	1,000

Рис. 2.11.

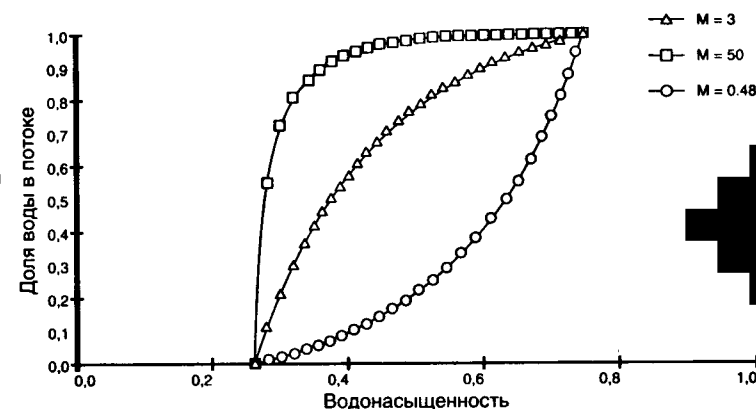
Линейная псевдо-относительная проницаемость для воды и нефти гомогенного пласта, действующего при вертикальном равновесии



Функции псевдоотносительной проницаемости, показанные на вышеприведенном рисунке, в основном линейны. Как обсуждалось в первой главе, линейные функции относительных проницаемостей описывают вытеснение в макроскопически гомогенных пластах. Это подтверждает справедливость сделанного выше утверждения о том, что пласт-коллектор, характеризующийся случайным разбросом проницаемости, может быть описан как однородный пласт.

Рис. 2.12.

Кривые зависимости обводненности от водонасыщенности для трех значений подвижности



Изучив приведенные выше кривые изменения доли воды в потоке, видно, что для случаев с высокой подвижностью ($M=50$ и $M=3$) нельзя провести касательную Баклея-Левретта. Это говорит о том, что устойчивый фронт заводнения не возникнет. Закачиваемая вода имеет большую чем нефть подвижность и под действием гравитационных сил будет стекать к подошве пласта. При этом в эксплуатационной скважине за ранним прорывом воды последует продолжительный период добычи нефти из верхней части пласта на фоне медленного роста доли воды в притоке.

При благоприятной подвижности ($M=0,48$) кривая роста доли воды в потоке вогнута, что отвечает поршневому вытеснению (устойчивый фронт заводнения). Эксплуатационная скважина будет давать только нефть, а после прорыва воды обводнится за короткий период, указывая тем самым на эффективное вытеснение.

Рис. 2.13.

Зависимость обводненности продукции от коэффициента нефтеизвлечения

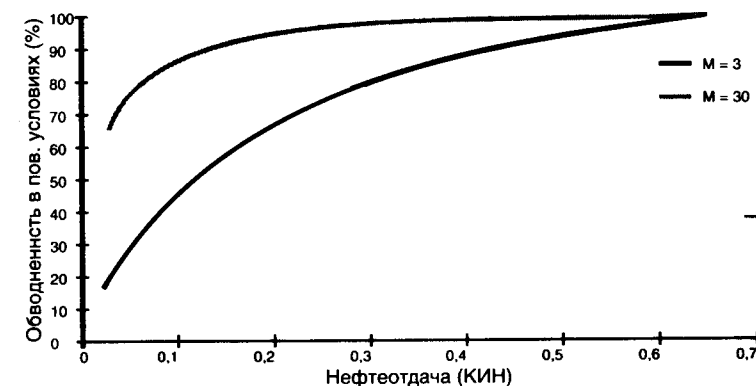
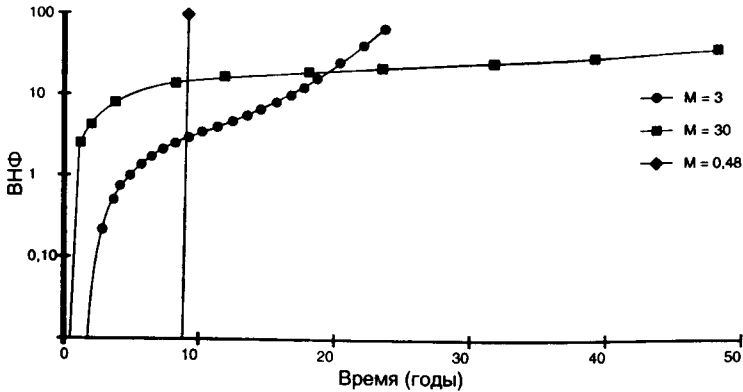


Рис. 2.14.
Изменение
водонефтяного
фактора
во времени



Пример 2.3

Рабочие характеристики заводнения продуктивного коллектора с возрастающей вниз проницаемостью (по Дэйке).

Вопрос:

На рис. 2.12 представлен состоящий из десяти пропластков пласт-коллектор с увеличением проницаемости от кровли к подошве. Эффективная толщина песчаника составляет 30 м, и пропластки имеют между собой гидродинамическую связь (условие ВР). Граничные значения для кривых относительных фазовых проницаемостей таковы: $k'_{rw} = 0,330$; $k'_{ro} = 1,0$ и остаточная нефтенасыщенность $S_{or} = 0,330$.

- Постройте кривые псевдоотносительных проницаемостей для песчаника с растущей к подошве проницаемостью, затем измените направленность неоднородности и постройте кривые для этого случая.
- Постройте кривые изменения доли воды в потоке и сравните два случая: рост проницаемости вниз и вверх. $M=1$; $\mu_o = 1,24$ сП.
- Рассчитайте обводненность продукции значения в зависимости от КИНа для обоих случаев и сравните их.

Решение:

Рис. 2.15.
Профиль
проницаемости
пласта-коллектора
с возрастающей
к подошве
проницаемостью

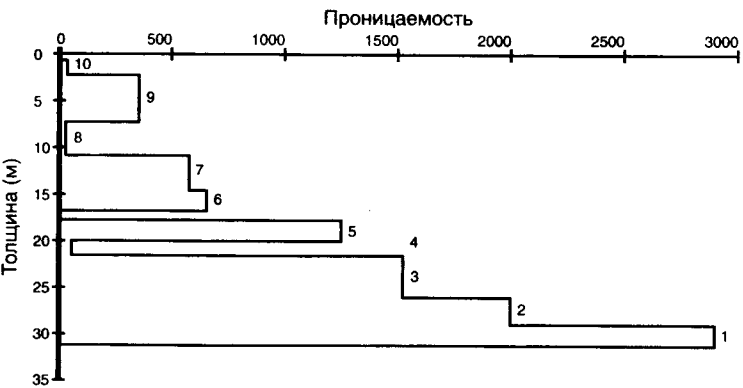


Рис. 2.16.
Профиль
проницаемости
пласта-коллектора
с возрастающей
к кровле
проницаемостью

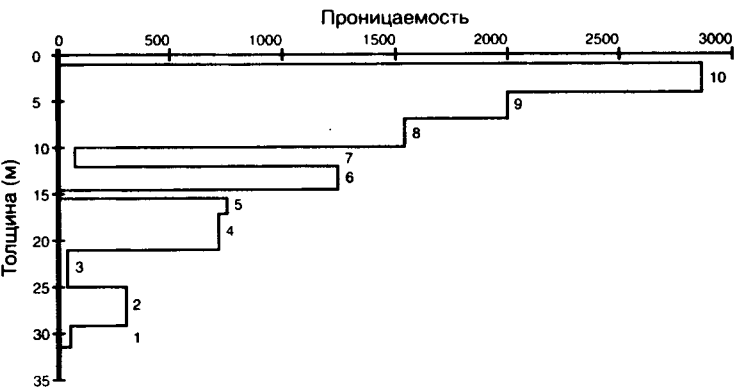


Табл. 2.12.

Свойства пласта-коллектора с возрастающей к подошве проницаемостью

№ пропластка	h	k	φ	S _{вп}
10	2	34	0,213	0,21
9	4	320	0,22	0,196
8	4	32	0,215	0,205
7	3,5	650	0,227	0,195
6	2	718	0,228	0,187
5	2,5	1244	0,235	0,18
4	1,5	74	0,22	0,192
3	4	1560	0,253	0,175
2	3	2000	0,25	0,165
1	2,5	2840	0,259	0,168

Табл. 2.13.

Кривые псевдоотносительных проницаемостей пласта-коллектора с возрастающей к подошве проницаемостью

S _{в,ср}	k _{ов,ср}	k _{он,ср}
0,670	0,330	0,000
0,641	0,329	0,002
0,579	0,314	0,049
0,520	0,312	0,053
0,464	0,285	0,135
0,431	0,268	0,187
0,388	0,231	0,299
0,365	0,230	0,303
0,291	0,156	0,528
0,235	0,084	0,744
0,186	0	1,000

Рис. 2.17.

Псевдоотносительные проницаемости пласта-коллектора с возрастающей к подошве неоднородностью проницаемостью

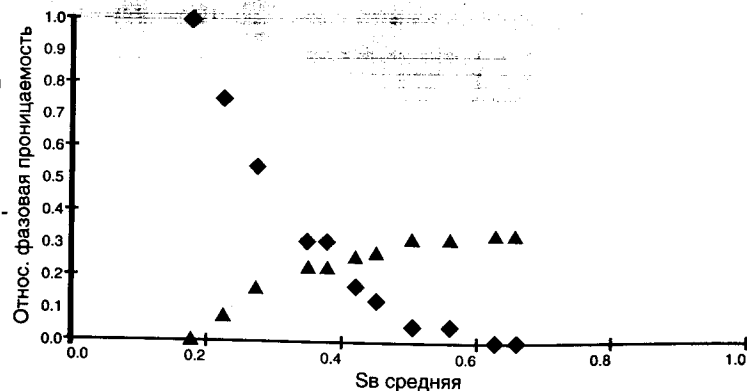


Табл. 2.14.

Свойства пласта-коллектора с возрастающей к кровле проницаемостью

№ пропластка	h	k	ϕ	$S_{вп}$
10	2,5	2840	0,259	0,168
9	3,0	2000	0,250	0,165
8	4,0	1560	0,253	0,175
7	1,5	74	0,220	0,192
6	2,5	1244	0,235	0,180
5	2,0	718	0,228	0,187
4	3,5	650	0,227	0,195
3	4,0	32	0,215	0,205
2	4,0	320	0,220	0,196
1	2,0	34	0,213	0,210

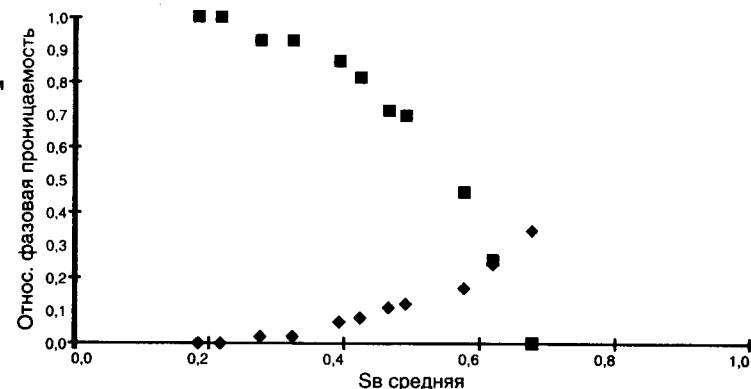
Табл. 2.15.

Кривые псевдоотносительных проницаемостей пласта-коллектора с возрастающей к кровле проницаемостью

$S_{в\text{ ср}}$	$k_{ов\text{ ср}}$	$k_{он\text{ ср}}$
0,670	0,330	0,000
0,622	0,246	0,256
0,566	0,174	0,472
0,491	0,100	0,697
0,468	0,099	0,701
0,425	0,062	0,813
0,393	0,045	0,865
0,337	0,018	0,947
0,277	0,016	0,951
0,215	0,001	0,998
0,186	0	1,000

Рис. 2.18.

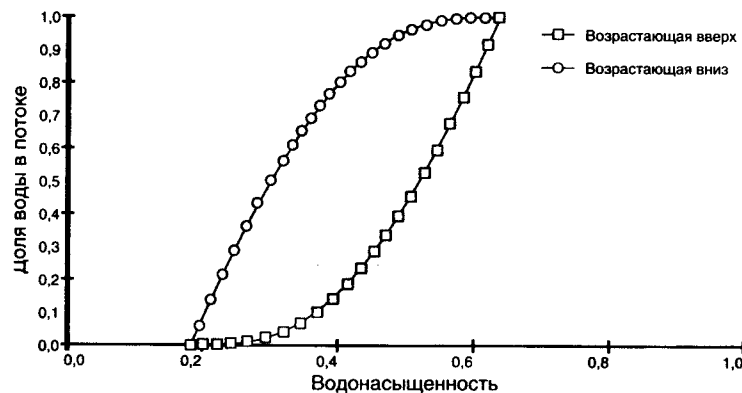
Псевдоотносительные проницаемости пласта-коллектора с возрастающей к кровле проницаемостью



Кривая относительной фазовой проницаемости для воды в случае возрастающей к кровле неоднородностью вогнута, что свидетельствует о снижении подвижности воды и соответствующем повышении вероятности устойчивости фронта заводнения. Для рассматриваемого примера это объясняется тем, что кривая доли воды в потоке вогнута, свидетельствуя о поршневом характере вытеснения.

Рис. 2.19.

Зависимости долей воды в потоке для возрастающей к кровле и подошве проницаемости



Кривая относительной фазовой проницаемости для воды в случае возрастающей к подошве проницаемости вогнута, а поскольку к ней нельзя провести касательную Баклея-Лeverетта, можно заключить, что фронт заводнения неустойчив. Ввиду действия гравитационных сил и высокой проницаемости в подошвенной части пласта, вода продвигается в первую очередь по нижним пропласткам и охватывает верхние только после прокачки многих и многих объемов воды в единицах порового объема.

В случае с возрастанием проницаемости в направлении кровли гравитация, неоднородность и подвижность вместе работают на повышение нефтеотдачи. Вода, в соответствии с законом Дарси, проникает в первую очередь в высокопроницаемые пропластки верхней части пласта, затем, под действием гравитационных сил, она попадает в нижележащие, создавая поршневой эффект вытеснения по всему пласту.

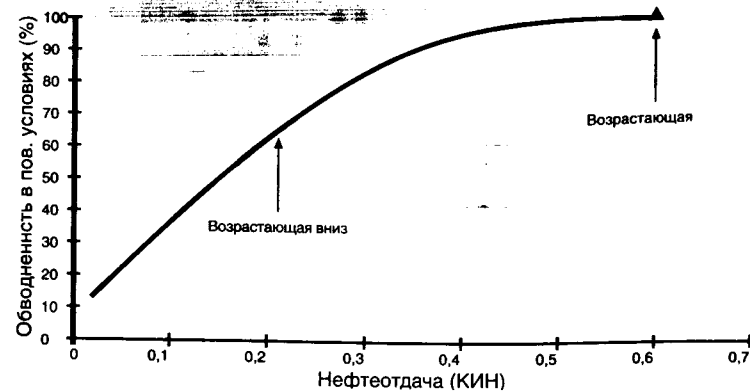


Рис. 2.20.

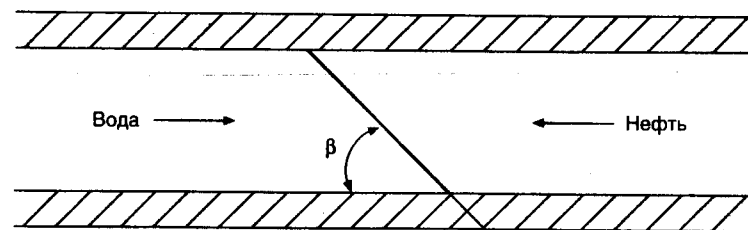
Нефтеотдача в зависимости от замеренной в поверхностных условиях обводненности для случаев возрастания неоднородности вниз и вверх. Зависимость обводненности от КИНа для случаев возрастания проницаемости к кровле и подошве

При заводнении пластов относительно больших толщин возникает вопрос гравитационного стекания воды. С помощью метода Dietz [9, 10] можно определить угол β , под которым вода будет входить в нефтеносный песчаник (рис. 2.20). Метод применим к процессам заводнения в условиях благоприятной подвижности в горизонтальных или с относительно малыми углами наклона пластах. Согласно Dietz, тангенс угла β между подошвой пласта и плоскостью фронта будет равен

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{2045 i_w \left(\frac{\mu_w}{k_{rw}} - \frac{\mu_o}{k_{ro}} \right)}{Ak(\gamma_w - \gamma_o)}. \quad (2.19)$$

Рис. 2.21.

Гравитационное стекание воды



В уравнении (2.19) используются определяемые на практике промысловые единицы. Относительная фазовая проницаемость по нефти определена при начальной нефтенасыщенности, а относительная фазовая проницаемость по воде – при средней водонасыщенности за фронтом заводнения. Отмечено, что по мере роста i_w фронт выравнивается, т.е. β приближается к 90° .

2.10.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 2

1. Willhite G.P. Waterflooding, Textbook Series, SPE, Dallas (1986) 3, 1–2.
2. Craig F.C. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Dallas (1971) 3, 49.
3. Slobod R.L. and Caudle B.H. «X-Ray Shadowgraph Studies of Areal Sweep-out Efficiencies» Trans., AIME 195, 265–270.
4. Landrum B.L. and Crawford P.B. «Effect of Directional Permeability on Sweep Efficiency and Production Capacity», Trans., AIME 219, 407–411.
5. Dyes A.B., Kemp C.E., Caudle B.H. «Effects of Fractures on Sweep Out Pattern», Trans., AIME 213 (1958), 245–249.
6. Matthews C.S. and Fischer M.J. «Effect of Dip on Five-Spot Sweep Pattern», Trans., AIME 207, 111–117.
7. Kyte J.R., Standliff R.J., Stephan S.C., Rapoport L.A. «Mechanisms of Waterflooding in the presence of Free Gas», Trans. AIME 207, 215–221.
8. Dykstra H. and Parsons R.L. «The Prediction of Oil Recovery by Water Flood», Secondary Recovery of Oil in the United States, 2nd ed., API (1950) 160–174.
9. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Science B.V., Amsterdam (1978) 372.
10. Cronquist C. «Waterflooding by Linear Displacement in Little Creek Field, Mississippi», AIME (1968) 243, pp. 525–533.
11. Wolcott D.S., Chopra Anil «Incorporating Reservoir Heterogeneity Using Geostatistics to Investigate Waterflood Recoveries for the Kuparuk River Field, Alaska», SPE 22164, SPEFE August 1992.

3. Наблюдение за процессом заводнения

Успех процесса заводнения зависит от программы детального мониторинга и наблюдения. Хорошо продуманная и должным образом осуществленная программа должна обращать особое внимание на три основных аспекта:

1. Процессы, происходящие в пласте (положение фронта, материальный баланс...).
2. Состояние нагнетательных и добывающих скважин.
3. Состояние наземного оборудования.

В этом разделе речь пойдет прежде всего о наблюдении за пластом-коллектором. Раздел 4.0 посвящен наблюдению за скважинами. Что касается наземного оборудования, то для изучения этого вопроса можно рекомендовать работу [1].

3.1. ЭЛЕМЕНТЫ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Анализ процесса заводнения следует упрощать, разделяя площадь заводнения на участки с дробностью, требуемой в данном исследовании. Для большинства периодических систем следует выделять элементы так, чтобы нагнетательная скважина находилась в центре, а добывающие – по углам элемента. Некоторые возможные варианты выделения элементов показаны на рис. 3.01. Это лишь часть возможных способов выделения элементов. В случае несимметричных или непериодических систем элементы обычно выделяют так, чтобы максимально облегчить учет и анализ.

Границы элемента для каждой системы есть такие контуры каждого элемента, на которых отсутствует течение. Во многих случаях теоретически определить границы сложно, кроме того, они могут меняться в процессе заводнения. Иногда невозможно определить «настоящие» границы для краевых элементов в районах с частичным развитием заводнения. Между тем обоснованное определение границ посредством разумной инженерной оценки позволяет успешно анализировать ход процесса заводнения.

3.2. РАЗМЕЩЕНИЕ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

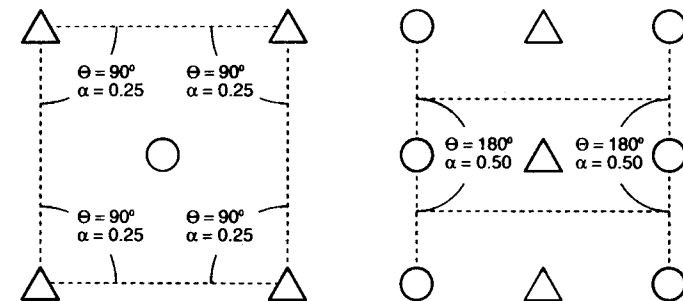
3.2.1. Распределение добываемых и закачиваемых флюидов по площади

После выделения элементов для каждой системы необходимо предложить схему определения дренируемого или обводняемого объемов для пограничных скважин, общих для двух граничащих элементов. Два простых метода, позволяющих осуществить это, основаны на геометрии элементов.

Первый, простейший, способ состоит в том, что объемы определяются пропорционально углам притоков в каждый элемент, имеющий общую скважину. Два простейших примера этого метода показаны на рис. 3.01. Фактор, определяющий долю каждого i -го элемента α_i , можно рассчитать по формуле (3.01), где ϕ_i – угол притока:

$$\alpha_i = \frac{\phi_i}{360^\circ}. \quad (3.01)$$

Рис. 3.01.
Оценка
распределения
флюидов
по площади,
основанная
на углах притока



Альтернативный подход представляет собой видоизменение первого метода, при котором учитываются градиенты давления, изменения эффективной толщины пласта и расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами. Уравнение, учитывающее эти характеристики, имеет следующий вид:

$$\alpha_i = \frac{\left[\frac{\phi_i (p_{wf} - p_e)}{\ln \left(\frac{hr_e}{h_e r_w} \right)} \right]}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{\phi_i (p_{wf} - p_e)}{\ln \left(\frac{hr_e}{h_e r_w} \right)} \right]_i}, \quad (3.02)$$

где, $r'_w = r_w e^{-s}$.

3.2.2. Кольцевое картирование

Карты «колец» вода–нефть, построенные для отдельных элементов системы разработки, можно использовать для нахождения соответствующего положения фронта заводнения относительно нагнетательных скважин. Такие карты не являются истинно аналитическим инструментом, но они позволяют быстро оценить расположение контура воды.

Обычно данные, на основе которых составляется карта «кольца», не учитывают неравномерности охвата по площади, вызванной гетерогенностью пласта и тем, что фронт заводнения имеет тенденцию вытягиваться в направлении добывающих скважин. При этом оценка степени отклонения контура от кольцевой формы зависит от искусства инженера. Если картируют многопластовые зоны, флюид следует рассматривать по отдельным пластам.

Радиус фронта заводнения вокруг нагнетательной скважины можно определить через объем воды, размещенной в элементе. Радиус фронта заводнения определяется формулой (3.03):

$$r_{\text{water bank}} = \sqrt{\frac{5,6145(\alpha W_i - \alpha \Delta W_p) E_{inj}}{E_v \pi \left(\frac{\theta}{360} \right) \phi h (1 - S_{cw} - S_{or})}} \quad (3.03)$$

Некоторые члены этой формулы охарактеризованы ниже, чтобы облегчить ее понимание. Разность $(\alpha W_i - \alpha \Delta W_p)$ обозначает весь объем воды, закачанной в продуктивный пласт со времени начала заводнения. Таким образом, ΔW_p – объем воды, добытой скважиной после прорыва. Константы α_i и α_p используются для установления общего объема воды, закачанной и отобранной скважинами, относящимися к данному элементу. E_{inj} – коэффициент, выражающий отношение общего объема закачанной воды к эффективному объему воды, вытесняющей нефть. Например, E_{inj} можно использовать для учета воды, оказавшейся вне зоны или вне данного элемента. E_v – коэффициент охвата по объему за фронтом заводнения. Другими словами, E_v учитывает для данного пласта вытесняющее действие воды, вводимой в нагнетательную скважину, «открывающуюся» в картируемый элемент.

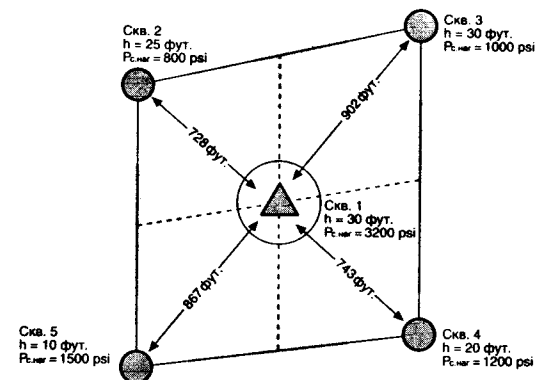
Радиус фронта нефти можно определить по формуле (3.04):

$$r_{\text{oil bank}} = \frac{r_{\text{water bank}}}{\sqrt{\frac{\Delta S_g}{1 - S_{cw} - S_{or}}}} \quad (3.04)$$

Пример 3.1.

Задача оценки распределения добываемого/закачиваемого объема по площади и кольцевого картирования.

Дано:



Рассчитайте распределение закачиваемого объема относительно каждой добывающей скважины и радиус фронта воды.

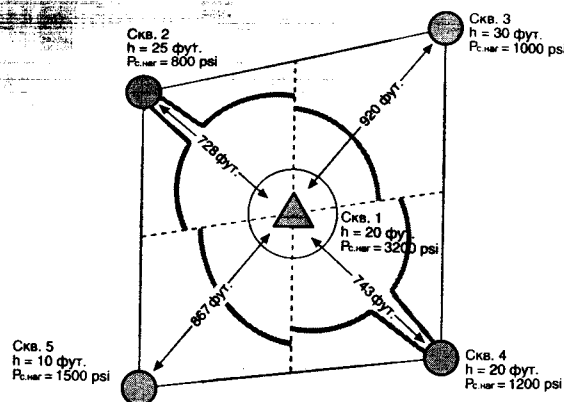
Решение:

Сква.	W _{наг} (с.у.)	W _{доб} (с.у.)	α_p	h	S _{еп}	S _{но}	ϕ
1	250000	0		20	0,15	0,26	0,23
2	0	10000	0,25	25			
3	0	0		30			
4	0	12000	0,25	20			
5	0	0		10			

Сква.	θ	P _{с наг}	P _{е = P_з}	h	h _н	r _с	r _е
1-2	100	3200	800	20	25	728	0,333
1-3	76	3200	1000	20	30	902	0,333
1-4	106	3200	1200	20	20	743	0,333
1-5	78	3200	1500	20	10	867	0,333

Сква.	(P _{с наг} - P _е)	h/h _н	r _с /r _е	ln(h _с /h _е r _с)	$\theta(P_{с наг} - P_e) / \ln(h_{с}/h_{е} r_{с})$	Модифицированный коэффициент распыления
2	2400	0,80	2186	7,47	32142	0,330
3	2200	0,67	2709	7,50	22297	0,229
4	2000	1,00	2231	7,71	27496	0,282
5	1700	2,00	2604	8,56	15495	0,159
Σ					97430	1,000

Скв.	Мод. Распр.	$\alpha_i C_n - \alpha_i C_d$	ϕ	h ср	Евпр	Еv(1-Σеп-Σно)	θ	θ/360	Радиус фронта воды
1-2	0,33	80000	0,23	22,5	0,9	0,75 0,59	100	0,277777778	450
1-3	0,229	57250	0,23	25	0,9	0,75 0,59	76	0,211111111	414
1-4	0,282	67500	0,23	20	0,9	0,75 0,59	106	0,294444444	426
1-5	0,159	39750	0,23	15	0,9	0,75 0,59	78	0,216666667	440



пласте, его части

Сначала определим каждую составляющую, а затем объединим их в уравнение.

$$\text{Расширение нефти} - N(B_o - B_{oi}) \quad (3.01)$$

$$\text{Расширение породы и флюидов} - NB_{oi}\Delta p(C_w S_w + C_f)/(1 - S_{wi}) \quad (3.02)$$

$$\text{Отбор} - N_p B_o \quad (3.03)$$

$$\text{Закачанная или подтянутая вода} - W_e + (W_{inj} - W_p)B_w \quad (3.04)$$

Объединяя полученные уравнения, мы можем выразить отбор следующим образом:

$$N_p B_o = N(B_o - B_{oi}) + NB_{oi}\Delta p(C_w S_w + C_f)/(1 - S_{wi}) + W_e + (W_{inj} - W_p)B_w \quad (3.05)$$

Уравнение (3.05) может быть упрощено путем объединения члена, отвечающего за расширение нефти, с членами расширения породы и воды. Для пласта с постоянной температурой сжимаемость нефти может быть определена так:

$$C_o = \left(\frac{1}{B_{oi}} \frac{\Delta B_o}{\Delta p} \right)_T = \left(\frac{1}{B_{oi}} \frac{B_o - B_{oi}}{\Delta p} \right)_T \quad (3.06)$$

Решая уравнение (3.06) для $(B_o - B_{oi})$ и подставляя полученный результат в (3.01) и, объединив с уравнением (3.02) получим:

$$NB_{oi} C_e \Delta p$$

Где $= (C_o S_o + C_w S_w + C_f)/(1 - S_{wc})$; параметр C_e , называемый в литературе эффективной сжимаемостью (однако не является полной сжимаемостью), входит нижеследующее уравнение (3.07).

Ур. 3.05 далее упрощается до вида:

$$N_p B_o = NB_{oi}\Delta p C_e + W_e + (W_{inj} - W_p)B_w \quad (3.07)$$

Это полезное уравнение, и разработано много методов его применения в целях контроля. Некоторые из них представлены в настоящем разделе книги.

3.3.2 Ниже давления насыщения

Ниже давления насыщения необходимо учитывать расширение свободного газа. Наличие свободного газа может быть связано с газовой шапкой или его выделением из нефти.

Общий вид уравнения материального баланса выглядит так:

$$N_p B_o + G_p B_g - N_p R_s B_g = N(B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g) + NB_{oi}\Delta p(C_w S_w + C_f)/(1 - S_{wi}) + W_e + (W_{inj} - W_p)B_w + G_{inj} B_g$$

3.3. УРАВНЕНИЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Материальный баланс – простая концепция, подчиняющаяся закону сохранения масс, согласно которому привнесенная масса равна извлеченной плюс то, что накопилось или осталось (в пласте, например). Для заводнения данная концепция имеет большое значение, поскольку для любого контроля объемов, таких, как объем элемента системы разработки, применим закон сохранения масс. Мы можем применять этот закон в различных приложениях для оценки характеристик процессов заводнения. Зачастую инженеры пренебрегают возможностями применения концепции материального баланса, поскольку считают области применения слишком сложными, а имеющиеся данные ненадежными. Однако на практике систематическое применение метода, основанное на принципе материального баланса, является надежным и оперативным способом оценки процессов заводнения. Поэтому предлагаемый метод является основной составляющей любой программы по контролю за заводнением. Материальный баланс – это один из первых инструментов, используемых для характеристики процессов заводнения в отдельно взятом элементе системы заводнения, и предшествует применению более сложных методов, включая моделирование. Моделирование, к примеру, есть не что иное, как контроль потока в каждом гриде с помощью материального баланса и закона Дарси. Поэтому проблемы, связанные с расчетами материального баланса, должны быть рассмотрены до начала реального моделирования.

3.3.1 Выше давления насыщения

Выше давления насыщения необходимо учитывать четыре компоненты:

1. Расширение нефти
2. Расширение породы и флюидов (только вода и порода в данном случае)
3. Отбор
4. Закачанная или подтянутая вода, оставшаяся в рассматриваемом

Уравнение материального баланса ниже точки давления насыщения выглядит следующим образом:

$$N = \frac{N_p [B_i + (R_p - R_{soi}) B_g] - W_e + B_w W_p}{B_i - B_{hi} + \frac{m B_{hi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}$$

При разработке пласта существуют три основных вида пластовых режимов: режим естественного истощения, режим газовой шапки и водонапорный режим.

Практический интерес представляет определение относительного значения каждого из данных механизмов, влияющих на добычу. Преобразуя уравнение материального баланса, как показано ниже, получаем три отношения, сумма которых равна 1. Эти отношения называются: индекс режима истощения (DDI), индекс газовой шапки (SDI) и индекс водонапорного режима (WDI).

$$\frac{N(B_i - B_{hi})}{N_p [B_i + (R_p - R_{soi}) B_g]} + \frac{\frac{N m B_{hi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}{N_p [B_i + (R_p - R_{soi}) B_g]} + \frac{(W_e - B_w W_p)}{N_p [B_i + (R_p - R_{soi}) B_g]} = 1.$$

3.3.3. Распределение жидкости при материальном балансе

Использование метода материального баланса особенно удобно при определении факторов распределения объемов жидкости по площади. Метод распределения объемов, описанный в работе Чапмена и др., заключается в тщательном изучении каждой ячейки и использовании метода материального баланса для уточнения факторов распределения объемов жидкости. В предлагаемой программе мониторинга заводнения начальные запасы нефти в пласте ячейки определяются объемным способом, а затем объемы добываемой и закачиваемой жидкости распределяются по ячейкам. Далее, для расчета давления используются уравнения материального баланса при известном пластовом объеме, зависимости пластовых свойств, объеме и распределении добываемой и закачиваемой жидкостей. Результаты расчетов давления сравниваются затем с замеренными значениями для проверки факторов распределения. Давление определяется на основе замеров давления на месторождении. Такие замеры обычно не требуют больших средств, особенно если исследования падения давления проводятся в нагнетательных скважинах на поверхности. Начальная оценка факторов распределения по площади основывалась на скорректированном значении угла, открытого для притока. В случае расхождения расчетного давления с данными, полученными на месторождении, факторы распределения по площади могут быть изменены для получения оптимальных результатов соответствия, что приводит к наиболее правильному распределению объемов жидкости по площади.

3.3.4. Использование материального баланса для управления элементами системы разработки

Уравнение материального баланса может использоваться для оценки результатов каждого элемента заводнения. Удовлетворительный анализ может быть получен на основе упрощенного предположения, что поток в пластовых условиях является несжимаемым. Каждому элементу приписывается фиксированный объем. Жидкость входит в этот объем через нагнетательные скважины и покидает его через добывающие. Материальный баланс в начале заводнения можно определить по значению газонасыщенности и среднему давлению в элементе. Конечные точки определяются по коэффициенту нефтеизвлечения. Материальный баланс элемента можно проанализировать по мере продвижения фронта воды, построив график доли накопленной добычи как функции коэффициента охвата по объему.

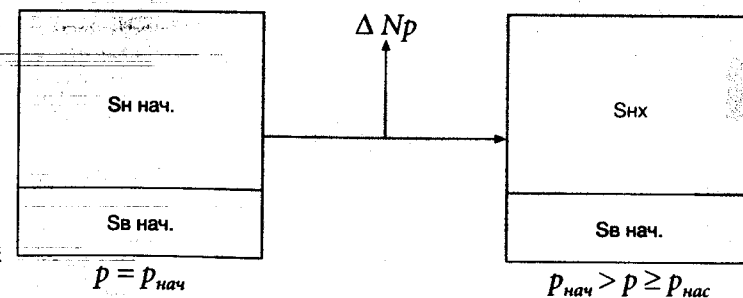
3.3.5. Начальный этап разработки при пластовом давлении, превышающем давление насыщения

Емкостная модель недонасыщенного (пластовое давление выше давления насыщения) нефтеносного пласта при первичных методах разработки представлена на рис. 3.02. Расчет материального баланса (баланса объемов) упрощается предположением, что сжатие пор и расширение жидкой фазы (нефти и воды) пренебрежимо малы. Для коллектора, показанного на рис. 3.02, в режиме растворенного газа, т.е. при давлениях выше давления насыщения, можно вывести объемные соотношения исходя из уравнений (3.05) – (3.10).

Первичный коэффициент нефтеизвлечения (E_p) есть отношение объема добытой в поверхностных условиях нефти ΔN_p к балансовым запасам нефти в пластовых условиях N :

$$E_p = \frac{\Delta N_p}{N} = \frac{(N - N_x)}{N}. \quad (3.05)$$

Рис. 3.02.
Упрощенная модель баланса объемов недонасыщенного нефтеносного пласта при первичных методах разработки



Балансовые запасы нефти в поверхностных условиях в начале добычи:

$$N = \frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}}. \quad (3.06)$$

Балансовые запасы нефти в конце первичной разработки (начало заводнения):

$$N_x = \frac{V_p S_{ox}}{B_{ox}}. \quad (3.07)$$

Объединяя уравнения (3.05) – (3.07), получаем формулу (3.08):

$$E_r = \frac{\left(\frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}} - \frac{V_p S_{ox}}{B_{ox}} \right)}{\frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}}}. \quad (3.08)$$

Пока давление в пласте выше давления насыщения, нефть добывается исключительно за счет расширения жидкости. Следовательно,

$$S_{ox} = S_{oi}. \quad (3.09)$$

Заменив S_{oi} на S_{ox} в формуле (3.08) и упростив, получим

$$E_r = 1 - \frac{B_{oi}}{B_{ox}}. \quad (3.10)$$

Формула (3.10) позволяет рассчитать первичный коэффициент нефтеизвлечения для недонасыщенного коллектора через коэффициент объемного расширения нефти в начале и в конце первичной разработки. Главное, что следует помнить об этом процессе, – это что давление в пласте не падает ниже давления насыщения. Поэтому добыча осуществляется исключительно за счет энергии расширения жидкости. Заводнение начинают прежде, чем в пласте начнется насыщение свободным газом.

3.3.6. Вторичная разработка при давлении в пласте выше давления насыщения

На рис. 3.03 показана емкостная модель вторичной разработки в случае, когда условия на момент окончания первичной разработки соответствуют представленным выше.

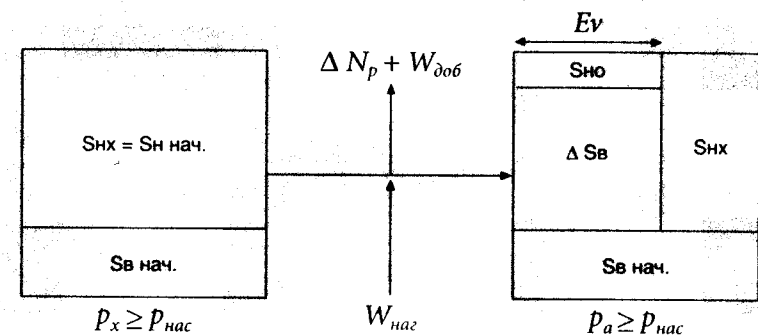


Рис. 3.03.

Упрощенная модель баланса объемов недонасыщенного нефтеносного пласта при заводнении, начатом до падения давления ниже давления насыщения

Для данного случая формулу коэффициента вторичного нефтеизвлечения можно вывести, преобразуя формулы (3.11) – (3.18).

Коэффициент нефтеизвлечения при разработке вторичными методами (E_{rs}) выражается как отношение объема нефти в поверхностных условиях, добытой в ходе вторичной разработки, к балансовым запасам нефти в пластовых условиях (3.11):

$$E_{rs} = \frac{\Delta N_p}{N} = \frac{(N_x - N_a)}{N}. \quad (3.11)$$

Нефть в поверхностных условиях в начале добычи:

$$N = \frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}}. \quad (3.12)$$

Нефть в поверхностных условиях в конце разработки первичными методами (в начале заводнения):

$$N_x = \frac{V_p S_{ox}}{B_{ox}}. \quad (3.13)$$

Объем нефти N_a в поверхностных условиях в конце вторичной разработки (заводнение окончено или остановлено) есть сумма объема нефти, остающейся в зоне охвата,

и объема нефти вне зоны охвата:

$$N_a = \frac{V_p E_a E_i S_{or}}{B_{ox}} + \frac{V_p (1 - E_a E_i) S_{oi}}{B_{ox}} \quad (3.14)$$

Первичная разработка при давлении выше давления насыщения производится за счет расширения нефти. Нефтенасыщенность при давлении насыщения и при более высоком давлении постоянна. Таким образом,

$$S_{ox} = S_{oi} \quad (3.15)$$

Коэффициент охвата по объему определяется как произведение коэффициента вытеснения по площади на коэффициент охвата по мощности, что эквивалентно эффективно-му объему воды, закачанной в пласт:

$$E_v = E_a E_i = \frac{(W_i - W_p) B_w}{MOPV} \quad (3.16)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой в породе-коллекторе

$$E_d = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad (3.17)$$

Объединяя уравнения (3.11) – (3.17) и упрощая, получаем коэффициент вторичного нефтеизвлечения:

$$E_{rs} = \frac{E_a E_i E_d B_{oi}}{B_{ox}} \quad (3.18)$$

Формула (3.18) выражает коэффициент вторичного извлечения для недонасыщенного нефтеносного пласта через коэффициенты охвата, коэффициент вытеснения и коэффициенты объемного расширения нефти. Предполагается, что в ходе заводнения жидкая формация несжимаема. Другими словами, на кубометр закачанной воды добывается кубометр нефти и растворенного в ней газа. После прорыва воды в скважину на кубометр закачанной воды добывается кубометр нефти, воды и растворенного в них газа. Сложив уравнения (3.10) и (3.18), получаем

$$E_r = E_{rp} + E_{rs} = 1 - \frac{B_{oi}}{B_{ox}} + \frac{E_a E_i E_d B_{oi}}{B_{ox}} \quad (3.19)$$

или после упрощений

$$E_r = 1 - \frac{B_{oi}}{B_{ox}} (1 - E_a E_i E_d) \quad (3.20)$$

Формула (3.20) описывает производительность недонасыщенного нефтеносного пласта, в котором добыча производится вначале первичными методами, а затем с помощью заводнения. Эта формула представляет коэффициент добычи как функцию коэффициентов объемного расширения нефти, коэффициентов охвата и коэффициента вытеснения. Производительность такого пласта, рассчитанная теоретически исходя из данных предположений и выраженная через безразмерные параметры охвата E_a , E_i и добычи E_r , показана на рис. 3.04.

Рис. 3.04.

Коэффициент извлечения как функция коэффициента охвата при заводнении, начатом при давлении выше давления насыщения



3.3.7. Первичная разработка при давлении ниже давления насыщения

Если разработка первичными методами продолжается после того, как давление в пласте падает ниже давления насыщения, начинается насыщение нефти свободным газом. На рис. 3.05 представлена упрощенная емкостная модель баланса объемов в пласте при падении давления ниже давления насыщения.

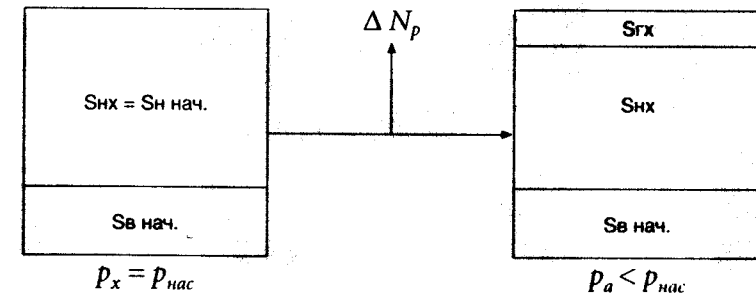


Рис. 3.05.

Упрощенная модель баланса объемов изначально недонасыщенного нефтеносного пласта, в котором давление в ходе первичной разработки упало ниже давления насыщения

Коэффициент извлечения при первичных методах разработки при давлении ниже точки

насыщения есть отношение объема нефти в поверхностных условиях, добытой после насыщения, к балансовым запасам нефти (3.21):

$$\Delta E_{r_p} = \frac{\Delta N_p}{N} = \frac{(N_{bp} - N_x)}{N}. \quad (3.21)$$

Балансовые запасы нефти в поверхностных условиях в начале добычи равны

$$N = \frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}}. \quad (3.22)$$

Объем нефти в поверхностных условиях после падения давления ниже давления насыщения равен

$$N = \frac{V_p S_{obp}}{B_{obp}}. \quad (3.23)$$

Объем нефти в поверхностных условиях в конце первичной разработки (начало заводнения) равен

$$N = \frac{V_p S_{ox}}{B_{ox}}. \quad (3.24)$$

Напомним, что при давлении выше точки насыщения жидкая фаза недонасыщена и считается несжимаемой. Следовательно,

$$S_{obp} = S_{oi}. \quad (3.25)$$

Объединив формулы (3.21) – (3.25) и упростив полученное выражение, получим формулу (3.26) для коэффициента первичного нефтеизвлечения при давлении ниже давления насыщения:

$$\Delta E_{r_p} = \frac{B_{oi}}{B_{obp}} - \frac{B_{oi} S_{ox}}{B_{ox} S_{oi}}. \quad (3.26)$$

3.3.8. Вторичная разработка при насыщении свободным газом и объем необходимой при этом воды, требуемый для заполнения пространства, изначально занятого свободным газом

Чтобы рассчитать объем закачиваемой воды, требуемый для заполнения пространства, занятого свободным газом, нужно знать коэффициент газонасыщенности пласта. Формулы его расчета (3.27) – (3.30) представлены ниже.

Насыщенность свободным газом, образовавшаяся в результате падения давления в пла-

сте в ходе первичной разработки ниже давления насыщения, равна изменению нефтенасыщенности пласта:

$$S_{gx} = S_{obp} - S_{ox} = S_{oi} - S_{ox}. \quad (3.27)$$

Коэффициент первичного нефтеизвлечения есть сумма коэффициентов первичного извлечения при давлении выше и ниже давления насыщения:

$$\Delta E_{r_p} = E_{r_{Above bp}} + E_{r_{Below bp}} = 1 - \frac{B_{oi} S_{ox}}{B_{ox} S_{oi}}. \quad (3.28)$$

Формулы (3.27) и (3.28) можно объединить, чтобы получить формулу, позволяющую на практике оценить свободную газонасыщенность в конце первичной разработки (в начале заводнения):

$$S_{gx} = S_{oi} \left[1 - \frac{B_{ox} (1 - E_{rp})}{B_{oi}} \right]. \quad (3.29)$$

Объем закачиваемой воды V_f , требуемый для заполнения пространства, занятого свободным газом, можно рассчитать, умножив объем пор пласта-коллектора на S_{gx} , вводя поправку на поверхностные условия (3.30):

$$V_f = \frac{V_p S_{gx}}{B_w}. \quad (3.30)$$

3.3.9. Охват по объему при заводнении в присутствии свободного газа

Для теоретических расчетов, основанных на упрощающих предположениях, принимаемых при вычислении материального баланса в присутствии свободного газа, считается, что в процессе заполнения нефть не добывают. Основываясь на этом предположении, можно рассчитать часть объема пласта-коллектора, заполняемого в процессе заводнения. Упрощенная емкостная модель охвата по объему при заполнении показана на рис. 3.06.

Если предположить, что в ходе заполнения нефть не добывается, то объем нефти в пластовых условиях при заполнении должен быть равен объему нефти в пластовых условиях в начале заводнения:

$$N_x = N_f. \quad (3.31)$$

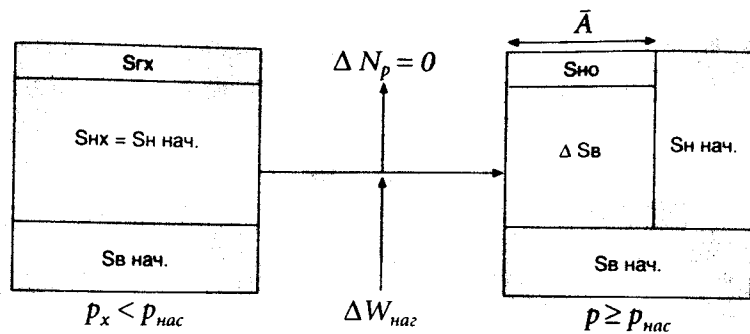


Рис. 3.06.

Упрощенная модель баланса объемов нефтеносного пласта при заполнении (заводнение было начато после падения давления ниже точки насыщения в ходе первичной разработки)

Балансовые запасы (БЗ) нефти в начале заводнения:

$$N_x = \frac{V_p S_{ox}}{B_{ox}}. \quad (3.32)$$

В то же время БЗ в конце заполнения есть сумма объемов нефти в охваченной в процессе заполнения и неохваченной зонах пласта. Следовательно,

$$N_x = \frac{V_p \bar{A} S_{or}}{B_{ox}} + \frac{V(1-\bar{A}) S_{oi}}{B_{oi}}. \quad (3.33)$$

Свободная газонасыщенность, возникающая в результате падения давления в пласте ниже давления насыщения, равна изменению нефтенасыщенности пласта в ходе первичной разработки:

$$S_{gx} = S_{oi} - S_{ox}. \quad (3.34)$$

Изменение водонасыщенности, возникшей в результате закачивания в пласт воды, вытеснения и сжатия газа, равно изменению нефтенасыщенности:

$$\Delta S_w = S_{oi} - S_{or}. \quad (3.35)$$

Безразмерный объем добытого ($\bar{A}$) газа можно рассчитать, объединив формулы (3.31) – (3.35) и упростив результат. Полученная формула представляет собой отношение газонасыщенности на начало заводнения к изменению водонасыщенности, требуемой для снижения начальной нефтенасыщенности до остаточной:

$$\bar{A} = \frac{S_{gx}}{\Delta S_w} = \frac{S_{gx}}{S_{oi} - S_{or}}. \quad (3.36)$$

3.3.10. Вторичная разработка после заполнения

В данной упрощенной схеме добыча нефти идет при продолжающемся закачивании воды. Каждый кубометр закачанной воды вытесняет кубометр нефти. После прорыва воды в скважину каждый кубометр закачанной воды вытесняет кубометр жидкой фазы, содержащейся в пласте. Обводненность в добывающих скважинах есть функция отношения воды к нефти в притоке жидкости в скважину. Нефтеизвлечение вторичными методами после заполнения определяется отношением изменения объема нефти в пласте с момента заполнения до закрытия скважины к балансовым запасам нефти:

$$E_{rs} = \frac{(N_f - N_a)}{N}, \quad (3.37)$$

где N_a – объем остаточной нефти. Балансовые запасы нефти

$$N = \frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}}. \quad (3.38)$$

Объем нефти в пласте в конце заполнения есть сумма объемов нефти в зоне охвата и вне зоны охвата:

$$N = \frac{V_p \bar{A} S_{or}}{B_{ox}} + \frac{V(1-\bar{A}) S_{oi}}{B_{oi}}. \quad (3.39)$$

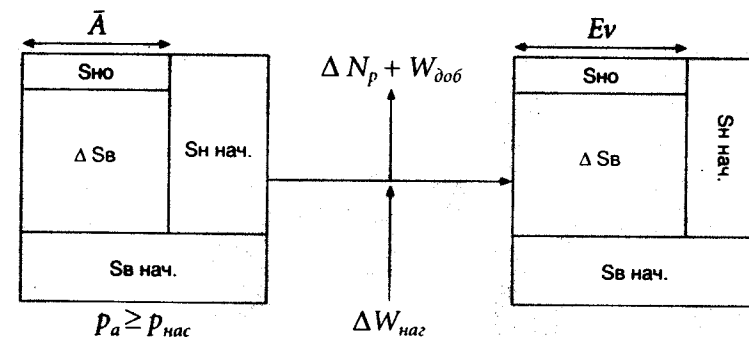


Рис. 3.07.

Упрощенная модель баланса объемов недонасыщенного нефтеносного пласта при заводнении, начатом после того, как давление в ходе первичной разработки упало ниже давления насыщения (охват по объему – от заполнения до закрытия скважины)

Объем балансовых запасов нефти в поверхностных условиях в конце вторичной разработки (завершение заводнения или закрытие скважины) есть сумма объема нефти,

оставшейся в зоне охвата, и объема нефти вне зоны охвата:

$$N = \frac{V_p E_a E_i S_{or}}{B_{ox}} + \frac{V_p (1 - E_a E_i) S_{oi}}{B_{ox}}. \quad (3.40)$$

Объемный коэффициент охвата определяется как произведение коэффициента охвата по площади на коэффициент охвата по мощности, что эквивалентно эффективному объему воды, закачанной в пласт:

$$E_v = E_a E_i = \frac{(W_i - W_p) B_w}{MOPV}. \quad (3.41)$$

Коэффициент вытеснения водой в породе-коллекторе

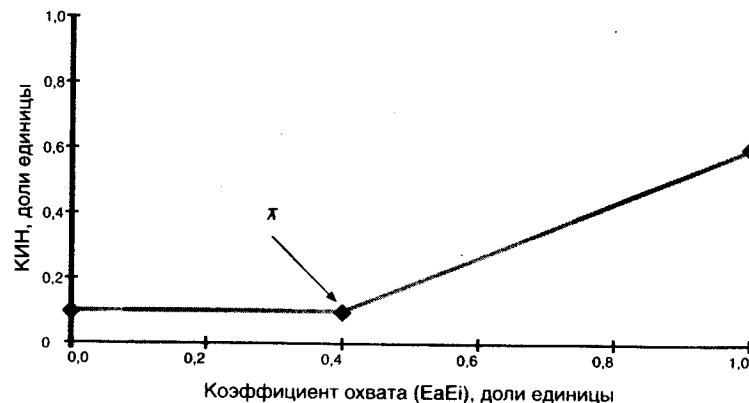
$$E_d = \frac{(S_{oi} - S_{or})}{S_{oi}}. \quad (3.42)$$

Объединив уравнения (3.37) – (3.42) и выполнив упрощения, получим

$$E_{rs} = \frac{(E_a E_i - \bar{A}) E_d B_{oi}}{B_{ox}}. \quad (3.43)$$

Формула (3.43) описывает рабочие характеристики недонасыщенного нефтеносного пласта, в котором заводнение было начато после того, как пластовое давление в ходе первичной разработки упало ниже давления насыщения. Эта формула выражает коэффициент нефтеизвлечения через коэффициент объемного расширения нефти, коэффициенты охвата и коэффициент вытеснения; а предполагаемый безразмерный объем заполнения показан на рис. 3.08 как функция безразмерных коэффициентов охвата $E_a E_i$ и извлечения E_r .

Рис. 3.08.
Коэффициент извлечения как функция коэффициента охвата для заводнения, начатого при давлении ниже давления насыщения



Можно вывести формулу для расчета теоретических рабочих характеристик пласта-коллектора, в котором давление падает ниже точки насыщения до начала заводнения. Эта формула характеризует суммарный коэффициент нефтеизвлечения первичным, при давлении выше и ниже давления насыщения, и вторичными методами:

$$E_{rs} = 1 - \frac{B_{oi} \left[\frac{S_{ax}}{S_{oi}} - (E_a E_i - \bar{A}) E_d \right]}{B_{ox}}. \quad (3.44)$$

Формулу (3.44) можно упростить:

$$E_{rs} = 1 - \frac{B_{oi}}{B_{ox}} (1 - E_a E_i E_d). \quad (3.45)$$

3.4. ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ В ОТДЕЛЬНО ВЗЯТОМ ЭЛЕМЕНТЕ

3.4.1. График зависимости коэффициента нефтеизвлечения (E_r) от коэффициента охвата по объему (E_v)

Положения, описанные в предыдущем разделе (материальный баланс), можно использовать при создании графического метода наблюдения, позволяющего осуществлять мониторинг хода процесса заводнения.

Материальный баланс (баланс объемов) исследуемого элемента системы заводнения можно представить в виде графика зависимости коэффициента извлечения от коэффициента охвата. Точки этого графика рассчитывают исходя из приращения объема добываемой жидкости и количества воды, закачиваемой в элемент. Определение коэффициента охвата по объему было дано выше. Этот коэффициент

$$E_v = E_a E_i = \frac{(W_i - \Delta W_p) B_w}{MOPV}. \quad (3.46)$$

Суммарный коэффициент извлечения также определен выше, и может быть рассчитан по формуле

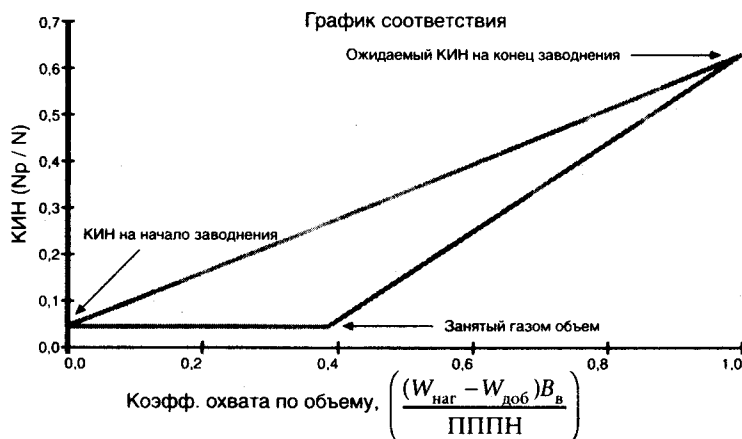
$$E_r = \frac{N_p}{N}. \quad (3.47)$$

Согласно определению, исходной точкой графика должен быть коэффициент нефтеизвлечения на начало заводнения и нулевое значение объемного коэффициента охвата. По мере развития заводнения данные должны ложиться на график, идущий в точку, определяемую максимальным коэффициентом извлечения при коэффициенте охвата, равном 1,0. В этой точке вся подвижная нефть уже вытеснена. Таким образом, максимальное неф-

теизвлечение равно коэффициенту вытеснения (E_d). Эти две точки образуют вершины тупоугольного треугольника, в границы которого должна попасть искомая кривая, характеризующая процесс заводнения. Третья вершина есть значение конечного безразмерного объема закачиваемой воды, которая требуется для вытеснения свободного газа, имеющегося в пласте на начало заводнения. Эта точка $\bar{A}$ определяется формулой (3.48):

$$\bar{A} = \frac{S_{gx}}{(S_{oi} - S_{or})} = \frac{S_{gx}}{(1 - S_{cw} - S_{or})}. \quad (3.48)$$

Рис. 3.09.
График материального баланса процесса заводнения



Граничные условия для заводнения, определяемые балансом объемов, показаны на графике (рис. 3.09). В соответствии с этими ограничениями кривая, определяемая добычей и закачкой, должна лежать внутри данного треугольника, чтобы отвечать условиям материального баланса.

Во многих случаях, однако, реальный график выходит за границы треугольника, несмотря на все усилия, направленные на обеспечение соответствия качества и полноты данных, используемых при расчетах. Наиболее часто встречаются ошибки в оценке объема пор, из которых флюид может быть вытеснен, и неправильное распределение добываемого или закачиваемого объемов между элементами. Однако из графика, проходящего за пределами ограничивающего треугольника, точно так же, как из графика, лежащего в его пределах, можно делать диагностические выводы. Мы приведем далее несколько примеров, иллюстрирующих применение данного метода.

3.4.2. Зависимость водо-нефтяного фактора (ВНФ) от объема порового пространства, занятого подвижной нефтью (ПППН)

График, отражающий зависимость логарифма водо-нефтяного фактора от количества воды, закачанной в поровый объем, занятый подвижной нефтью (ПППН_{наг}), можно использовать для оценки рабочих характеристик элемента при прорыве закачиваемых вод. Можно также экстраполировать этот график для оценки общего

объема воды, требуемого для достижения в элементе предельного значения ВНФ. Эта экстраполяция может быть использована для оценки коэффициента охвата по объему данного элемента, когда значение водонефтяного фактора в элементе достигает предельного. Во многих случаях оказывается полезным использование программ моделирования пласта-коллектора для предсказания хода заводнения в элементе и создания графика заводнения, позволяющего сравнить прогнозные и фактические показатели процесса, а следовательно, и оценить его рабочие характеристики.

3.4.3. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения (E_r) от объема порового пространства, занятого подвижной нефтью

График зависимости коэффициента извлечения от ПППН тоже можно использовать для оценки рабочих характеристик элемента в процессе заводнения. Этот график вместе с графиком зависимости ВНФ от ПППН можно использовать для определения путем экстраполяции конечного значения нефтеизвлечения при критическом значении ВНФ. Как и в случае с предыдущим графиком, полезно промоделировать процесс заводнения и предсказать ожидаемые значения E_r в зависимости от ПППН, что позволит получить «точку отсчета» для предсказания рабочих характеристик элемента. Наличие такого графика дает возможность оценки реальных характеристик в сравнении с прогнозными.

3.4.4. Зависимость ВНФ от конечного значения накопленной добычи (N_p)

Еще один полезный для прогноза хода заводнения график – представление логарифма ВНФ как функции конечного значения накопленной добычи. Этот график зачастую имеет вид линейной зависимости.

Значения логарифма ВНФ линейно пропорциональны накопленной добыче нефти:

$$\log(WOR) = \left[\frac{b(1 - S_{wc})}{N} \right] N_p + \log \left(\frac{a\mu_o}{\mu_w} \right) + bS_{wc} - \frac{1}{\ln 10}. \quad (3.49)$$

Наклон линии

$$M = \frac{b(1 - S_{wc})}{N}. \quad (3.50)$$

Ось ординат она пересекает в точке

$$n = \log \left(\frac{a\mu_o}{\mu_w} \right) + bS_{wc} - \frac{1}{\ln 10}. \quad (3.51)$$

Константы a и b получены путем определения относительной проницаемости воды по нефти, выраженные через частично логарифмическое соотношение вида

$$\log\left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}}\right) = \log(a) + bS_w. \quad (3.52)$$

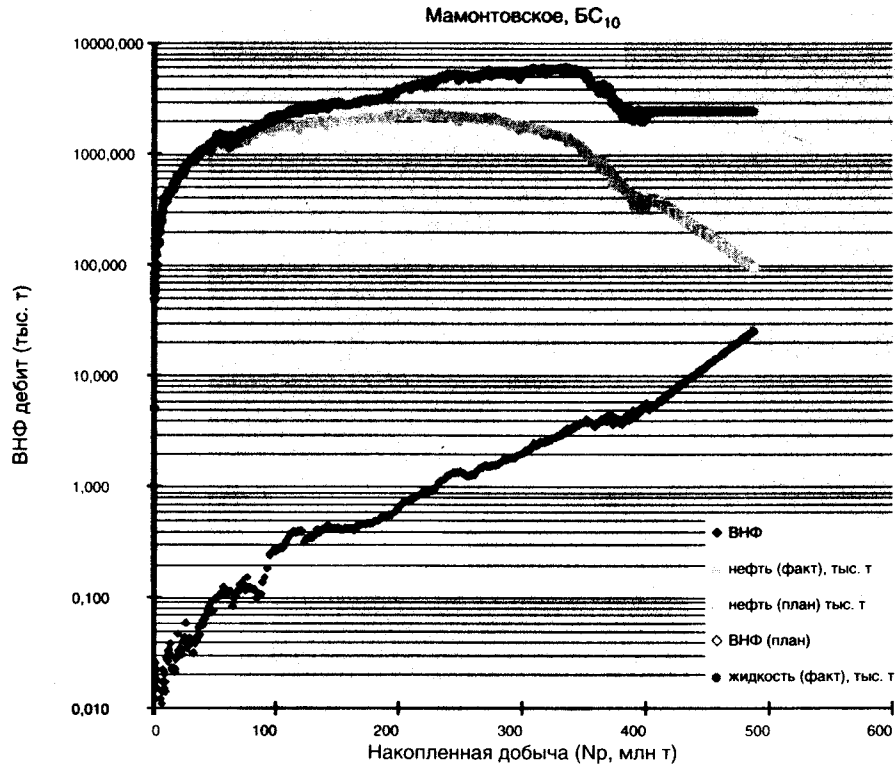


Рис. 3.10. График эффективности для одного из блоков Мамонтовского месторождения, пласт БС₁₀

Пример 3.2. Определение относительной проницаемости и фракционного состава по вышеперечисленным промысловым данным. Из рассмотрения рис. 3.10 следует, что представленный линейный отрезок может быть проведен от точки (0,7, 200) до точки (2, 300) графика зависимости ВНФ от N_p . Наклон линии рассчитывается следующим образом:

$$M = (\log(2) - \log(0,7)) / (300 - 200) = 0,00456.$$

Переписав уравнение (3.50) и решив его, получим коэффициент b для

формулы (3.52):

$$b = \frac{(M)(N)}{1 - S_w} = \frac{(0,00456)(1217)}{1 - 0,35} = 8,5.$$

В точке 0,075 линия пересекает ось Y, а следовательно, член n уравнения (3.51) может быть определен следующим образом:

$$\begin{aligned} \log(0,075) &= \log\left(a \frac{1,5}{0,5}\right) + (8,5)(0,35) - \frac{1}{\ln 10} - 1,125 = \\ &= \log(3a) + 2,99 - 0,4343; \\ a &= 69E - 06. \end{aligned}$$

Корреляция относительной проницаемости для этого месторождения в декартовых координатах будет иметь вид

$$k_{rw}/k_{ro} = a(10)^{(bS_w)}; \quad k_{rw}/k_{ro} = 69E - 06(10)^{(8,5S_w)}.$$

На рис. 3.11 показаны результирующая кривая отношения относительных проницаемостей для воды и нефти и кривая доли воды в потоке.

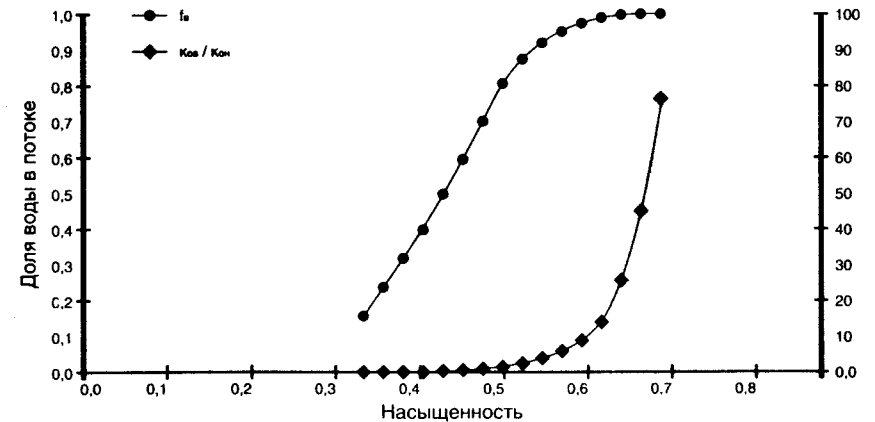


Рис. 3.11. Отношение относительных проницаемостей для воды и нефти и кривая фракционного состава потока, построенные по промысловым данным

3.4.5. Зависимость обводненности (X-функция) от коэффициента извлечения (E_r)

Этот метод построения графика аналогичен графику зависимости ВНФ от N_p , описанному выше. Предполагается линейная зависимость $\log(k_{rw}/k_{ro})$ от S_w и

применимость теории фронтального вытеснения нефти Бакли-Лeverетта. Тогда коэффициент извлечения и долю одной фазы в двухфазовом потоке определяют следующим образом:

$$E_r = (mX) + n. \quad (3.53)$$

Выражая эту формулу через m , X и n , получим

$$X = \ln\left(\frac{1}{f_w} - 1\right) - \frac{1}{f_w}, \quad (3.54)$$

$$m = \frac{1}{b(1-S_{wi})}, \quad (3.55)$$

$$n = \frac{-1}{(1-S_{wi})} \left[S_{wi} + \left(\frac{1}{b} \right) \ln \left(\frac{a\mu_w}{\mu_o} \right) \right]. \quad (3.56)$$

Коэффициенты a и b есть коэффициенты предполагаемой линейной функциональной зависимости $\log(k_{rw}/k_{ro})$ от S_w . Соответственно

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = ae^{bS_w}. \quad (3.57)$$

Имеющиеся данные используют для построения графика зависимости коэффициента извлечения от X в декартовых координатах. Значения a и b можно получить из угла наклона графика и точки его пересечения с осью ординат. Этот метод можно использовать для расчета отношений относительных фазовых проницаемостей исходя из реальных рабочих характеристик процесса. Его можно также экстраполировать на более высокие значения обводненности [3–5].

3.4.6. Зависимость логарифма накопленной добычи газа (G_p) от накопленной добычи (N_p)

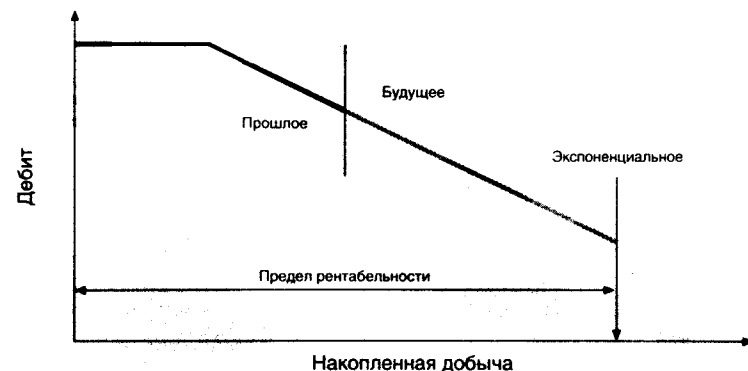
Рис. 3.12.
Зависимость логарифма накопленной газодобычи (G_p) от общей нефтедобычи (N_p)



3.4.7. Газовый фактор (ГНФ) и накопленная добыча нефти (N_p)

3.4.8. Зависимость дебита жидкости и дебита нефти ($q_{ж}$ & q_n) от накопленной добычи (N_p)

Рис. 3.14.
Зависимость дебита жидкости от накопленной добычи нефти (N_p)



3.5. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 3

1. Talash A. W. «An overview of Waterflood Surveillance and Monitoring», JPT (Dec. 1988) 1539–1543.
2. Thakur G.C. «Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach», JPT (Oct. 1991) 1180–1188.
3. Ershaghi I. and Omoregie O. «A Method for Extrapolation of Cut vs. Recovery Curves», JPT (Feb. 1978) 203–204.
4. Ershaghi I., Abdassah D. «A Prediction Technique for Immiscible Processes Using Field Performance Data», JPT (Apr. 1984) 664–670.
5. Ershaghi I. «Author's Reply to Discussion of A Prediction Technique for Immiscible Process Using Field Performance Data», JPT (Dec. 1984) 2194.

4. Мониторинг скважин

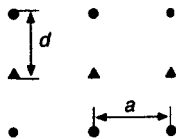
4.1. НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

4.1.1. Оценка приемистости

Таблица 4.1. Точные выражения приемистости скважин развитых систем разработки при единичном отношении подвижности

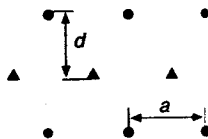
Лобовая линейная рядная

$$i = \frac{3,521kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right)} \cdot \frac{d}{a} \geq 1 \quad 6.1$$



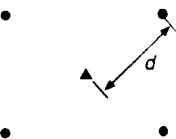
Шахматная рядная

$$i = \frac{3,541kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right)} \quad 6.2$$



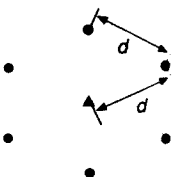
Пятиточечная

$$i = \frac{3,541kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0,619 \right)} \quad 6.3$$



Семиточечная

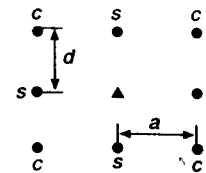
$$i = \frac{4,72kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0,569 \right)} \quad 6.4$$



Девятиточечная

$$i = \frac{3,541kh(\Delta p)_{i,c}}{\frac{1+R}{2+R} \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0,272 \right) \mu} \quad 6.5$$

$$i = \frac{7,082kh(\Delta p)_{i,s}}{\left[\frac{3+R}{2+R} \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0,272 \right) - \frac{0,693}{2+R} \right] \mu} \quad 6.6$$



R – отношение дебитов угловой и боковой добывающих скважин
 $(\Delta p)_{i,c}$ – разница давления между нагнетающей и угловой добывающей скважинами
 $(\Delta p)_{i,s}$ – разница давления между нагнетающей и угловой добывающей скважинами

*Единицы измерения в данных выражениях: баррели в сутки, дарси, футы, psi и сантипуазы.

4.1.2. Рабочие характеристики нагнетательной скважины и наблюдение за ними

Коэффициенты в единицах SI для уравнений, данных выше на рис. 4.01, приведены в табл. 4.02.

Табл. 4.02.

Система расстановки скважин	В единицах Western Union	В единицах SI
Рядная система	3.541	2.714 E-04
Рядная в шахматном порядке	3.541	2.714 E-04
Пятиточечная	3.541	2.714 E-04
Семиточечная	4.720	3.618 E-04
Девятиточечная угловая	3.541	2.714 E-04
Девятиточечная боковая	7.082	5.429 E-04

Пример 4.1.

Расчет скорости нагнетания для полностью разработанного объекта с рядной шахматной системой расстановки скважин с 500-метровым расстоянием между ними.

Пластовые данные:

$$k_h = 100 \text{ мД*м}$$

$$\Delta p \text{ между нагнетательной и добывающей скважиной} = 24,000 \text{ кПа}$$

$$r_w = 0,1 \text{ м}$$

$$\mu = 0,6 \text{ сп}$$

Темп нагнетания

$$i_w = \frac{2,714E-04kh\Delta p}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right)} = \frac{2,714E-04(100)(24,000)}{0,6 \left(\ln \frac{500}{0,1} - 0,267 \right)}$$

В данном случае $i_w = 130 \text{ м}^3/\text{сут.}$

4.1.3. Поведение нагнетательных скважин и наблюдение за ними

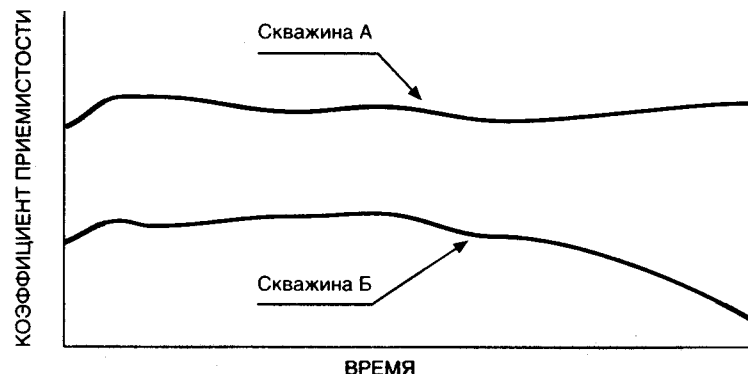
Коэффициент приемистости

График коэффициента приемистости (I) как функции времени, построенный в декартовых координатах, представляет собой полезный инструмент для оценки состояния нагнетательных скважин. Коэффициент приемистости определяется по формуле (4.01):

$$I = \frac{i_w}{(p_{iwf} - p_e)} = \frac{k_w h}{141,2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}. \quad (4.01)$$

Коэффициент приемистости – отношение темпа нагнетания (i_w) к разнице избыточного давления нагнетания на забое скважины (p_{iwf}) и граничного давления (p_e). Уменьшение этого соотношения со временем может сигнализировать о нарушении работы нагнетательной скважины. Наиболее вероятный источник нарушений – увеличение скин-эффекта (S), т.к. по мере нагнетания призабойная зона может быть заколлимирована мелкими частицами, содержащимися в нагнетаемой воде или отложениях минеральных компонентов.

Рис. 4.01.
Графики
коэффициента
приемистости



На рис. 4.01 схематически представлены графики приемистости. В скважине А наблюдается постоянство коэффициента приемистости на протяжении всего времени, представ-

ленного на графике. В скважине Б имеет место очевидное снижение коэффициента, что может сигнализировать о коллимации пласта. Обе скважины демонстрируют увеличение приемистости на раннем этапе нагнетания. Это происходит, вероятно, из-за улучшения проницаемости по воде (k_w) по мере увеличения водонасыщенности в призабойной зоне. Удельный коэффициент приемистости скважины – это коэффициент приемистости, отнесенный к единице длины интервала перфорации. Удельный коэффициент приемистости скважины (I_s) определен формулой (4.02):

$$I_s = \frac{i_w}{(p_{iwf} - p_e)h}. \quad (4.02)$$

Коэффициент I_s удобно использовать при сравнении эффективности нагнетания в различных скважинах одного пласта, т.к. он устраняет влияние длины интервалов перфорации. Этот метод анализа эффективности позволяет оценить технические характеристики нагнетания, сравнивая факторы типа проницаемости скин-слоя и эффективного радиуса скважины с проектными данными.

Методика построения графика Холла

Использование графика Холла – еще одна полезная методика оценки работы нагнетательных скважин [1, 2]. Большинство методов тестирования скважины основано на изменении дебита, давления, притоком флюидов в скважину после ее остановки, т.е. неустановившемся режимом ее работы. Метод построения графика Холла основан на использовании данных по нагнетанию через некоторое время после установления режима, что позволяет снизить влияние перечисленных эффектов.

Темп нагнетания может быть определен по формуле (4.03):

$$i_w = \frac{k_w h (p_{iwf} - p_e)}{141,2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}. \quad (4.03)$$

Через некоторое время p_e и r_e могут рассматриваться как константы. Интегрирование выражения (4.03) по времени дает

$$\int_0^t i_w dt = \frac{k_w h}{141,2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \int_0^t (p_{iwf} - p_e) dt. \quad (4.04)$$

Давление закачки на забое скважины (p_{iwf}) может быть определено по формуле (4.05):

(4.05)

$$p_{iwf} = p_{iwh} + D_v \nabla_w - p_f.$$

Отметим, что гидростатический уровень постоянен. Потери давления на трение можно также рассматривать как константу, потому что при небольшом изменении скорости закачки влияние их изменения незначительно. Формула (4.04) теперь может быть переписана с учетом констант давления и приведена к новому виду:

$$\begin{aligned} \int_0^t i_w dt = & \frac{k_w h}{141,2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \int_0^t (p_{iwh}) dt + \\ & + \frac{k_w h}{141,2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \left(D_v \nabla_w - p_f - p_e \right) \int_0^t dt. \end{aligned} \quad (4.06)$$

Левая сторона формулы (4.06) – интеграл темпа нагнетания во времени, т.е. площадь под кривой есть совокупный объем закачки. Точно так же правая сторона уравнения – интеграл устьевого давления (p_{iwh}) по времени. Площадь под этой кривой – совокупность перепадов давления за определенный интервал времени. Все другие члены в правой стороне уравнения рассматриваются как константы.

Для использования методики Холла построен график суммы ($p_{iwh} \Delta t$) в декартовых координатах, как функция общего нагнетаемого объема воды (W_i). С учетом принятых выше констант это отношение должно быть линейным. Диагностическим параметром является отклонение от линейности. Наклон линии определяется следующим уравнением:

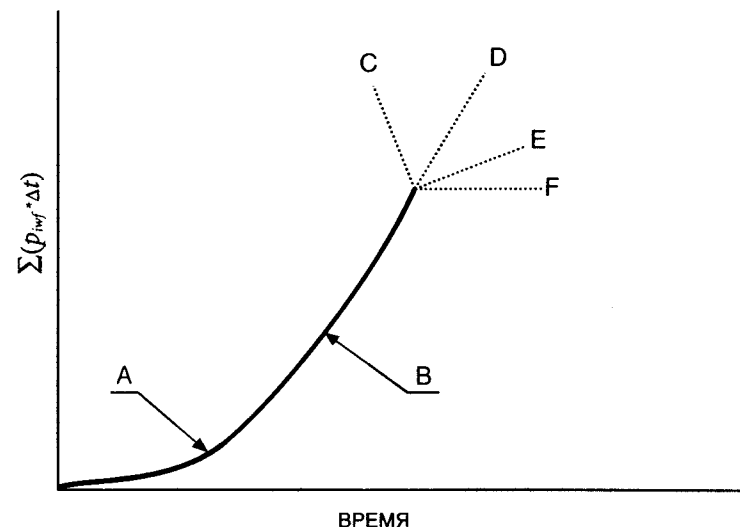
$$m = \frac{141,2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}{k_w h}. \quad (4.07)$$

При изменении условий наклон линии на графике Холла должен тоже измениться. В начале заводнения график Холла может иметь вид вогнутой восходящей линии. Это вызвано увеличением r_e и p_e . Со временем этот эффект становится все меньше, поскольку r_e становится все больше. Если на скважину воздействовать, наклон графика Холла уменьшится. Например, нагнетание под давлением гидроразрыва создаст высокопроницаемую трещину, и скин-эффект уменьшится. Также обработка скважины с помощью (ПАВ) для увеличения k_w или с помощью кислоты для увеличения r_w уменьшит наклон на графике Холла. Наоборот, если скважина повреждена и скин-слой вырос или r_w уменьшается, отклонение от линейности увеличивается и направлено вверх.

Рис. 4.02 является схематическим примером графика Холла, используемым как иллюстрация определения некоторых параметров с помощью этой методики. Часть кривой А –

вогнутая, восходящая – демонстрирует начало нагнетания в скважину. В этот период пласт заполняется жидкостью, r_e и p_e увеличиваются. В точке В наложение пласта нагнетаемой водой заканчивается и r_e и p_e становятся постоянными. Все условия для линейности выполнены. Путь к точке С демонстрирует отклонение от линейности, связанное с нарушением эксплуатационных качеств пласта. Путь к точке D описывает скважину с постоянным скин-слоем, r_w и kh . Путь к точкам Е и F демонстрирует вид графика Холла для скважины, в которой применяют ГРП, кислотную обработку и т.д.

Рис. 4.02.
Схематический
пример графика
Холла



4.1.4. Нагнетание пластовой или неотфильтрованной воды

В Сибири нагнетание неотфильтрованной воды или нагнетание при давлении выше градиента давления гидроразрыва пласта – обычная практика. В связи с этим целесообразно рассмотреть вопрос о нагнетании неотфильтрованной воды или для случая ГРП на современном техническом уровне.

Осуществляется ли закачка при давлении выше градиента давления гидроразрыва или нет, преимущество пластовой или неотфильтрованной воды зависит от качества воды и температуры. В условиях ГРП преимущество прежде всего зависит от температуры воды, содержания твердых частиц, проницаемости глинистой корки и модуля Юнга.

Профиль проницаемости трещины

Превалирует теория, что введенные твердые частицы двигаются в конец трещины и закупоривают ее. Вообще, проницаемость трещины уменьшается к концу. Два предельных случая были установлены van den Hoek и др. [5]:

1. Неизменный профиль проницаемости вдоль всей трещины.
2. Непроницаемая пробка ближе к концу трещины в комбинации с высокой проницаемостью за закупоренным объемом.

В первом случае падение давления дает о себе знать в любой точке по длине трещины. Во втором – падение давления на забое в основном будет ощущаться только в области бесконечной проводимости вблизи стенки скважины. При том же самом устьевом давлении в первом случае будет создана трещина с меньшим объемом, чем во втором. Наоборот, для того же самого объема нагнетаемой воды в первом случае устьевое давление будет выше, чем во втором.

На основе вышесказанного можно сделать вывод, что в первом случае давление нагнетания будет стремиться к верхнему пределу, а во втором – к нижнему.

Модель «Постоянная проницаемость – конечная проводимость»

Эта модель предполагает, что нагнетаемые твердые частицы остаются в трещине, пока вся вода не пройдет через высокопроницаемые каналы в глинистой корке, покрывающей трещину. Следующая порция твердых частиц закупорит высокопроницаемые каналы, что в итоге снизит проницаемость. Увеличение перепада давления заставляет трещину раскрываться, в результате чего высокопроницаемые каналы открываются и проницаемость увеличивается.

Работа van den Hoek и др. показала на модели, что перепад давления при конечной проводимости трещины может быть причиной существенного увеличения раскрытости трещины, ее «раздувания». Раздувание не обязательно проявляется при существенном увеличении давления нагнетания. Проницаемость трещины изменяется в зависимости от количества инжестированных твердых частиц. Она «приспосабливается», чтобы поглотить все введенные частицы. Основываясь на всем вышесказанном, можно сказать, что объем трещины равен общему количеству введенных твердых частиц, что позволяет вычислить проницаемость трещины.

Сравнение случаев высокой проницаемости за непроницаемой пробкой и неизменной проницаемости

Сравнение рис. 4.06 и 4.04 показывает, что давление после длительной закачки может быть значительно меньше обычного. Еще одно важное отличие заключается в том, что со временем приемистость значительно не снижается. Это также подтверждается наблюдателями British Petroleum на месторождении Prudhoe Bay, которые не заметили значительного снижения приемистости по прошествии десяти лет.

Концепция, исходя из которой трещина имеет низкопроницаемый закупоренный конец и высокопроницаемую часть, может быть качественно объяснена дальнейшими наблюдениями на Prudhoe Bay, где было отмечено, что приемистость частично или полностью обратима как функция от качества воды. Пока взвешенные твердые частицы нагнетаются вместе с водой, трещина частично раскрывается и расширяется, чтобы поглотить твердые частицы. При закачке чистой воды нет необходимости в увеличении размера трещины в закупоренном конце. Конец трещины остается практически непроницаемым, проницаемость же за пробкой очень большая, что позволяет снизить давление нагнетания. При возобновлении нагнетания твердых частиц непроницаемая часть трещины раскрывается, что приводит к дальнейшему распространению трещины и увеличению давления нагнетания.

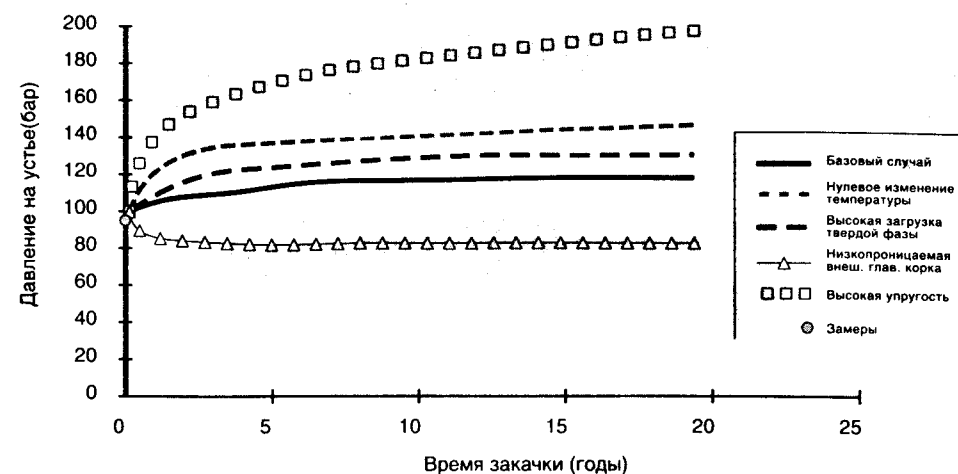


Рис. 4.04. Расчетные устьевые давления для одного из месторождений Ближнего Востока в предположении неизменности профиля проницаемости трещины (см. табл. 4.02)

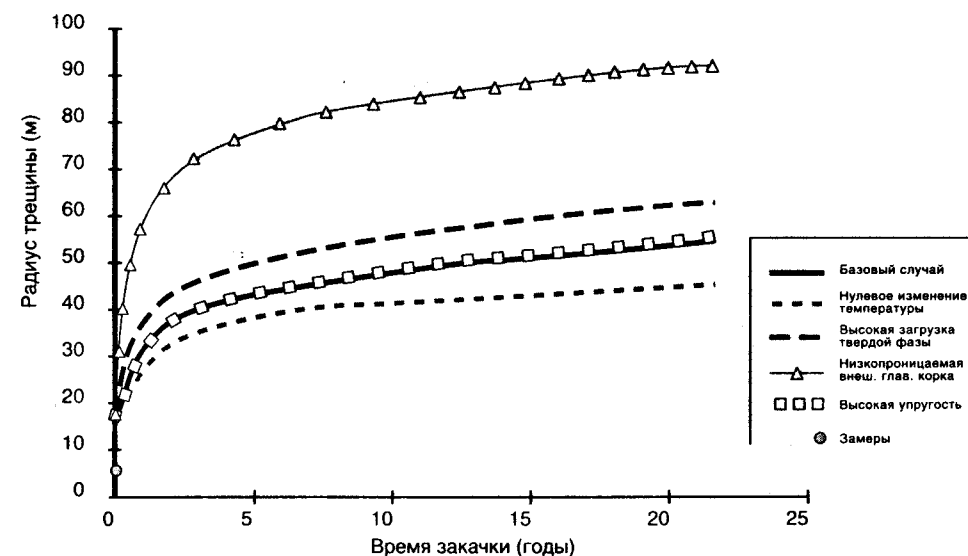


Рис. 4.05. Расчетные длины трещины для одного из месторождений Ближнего Востока в предположении неизменности профиля проницаемости трещины (см. табл. 4.02)

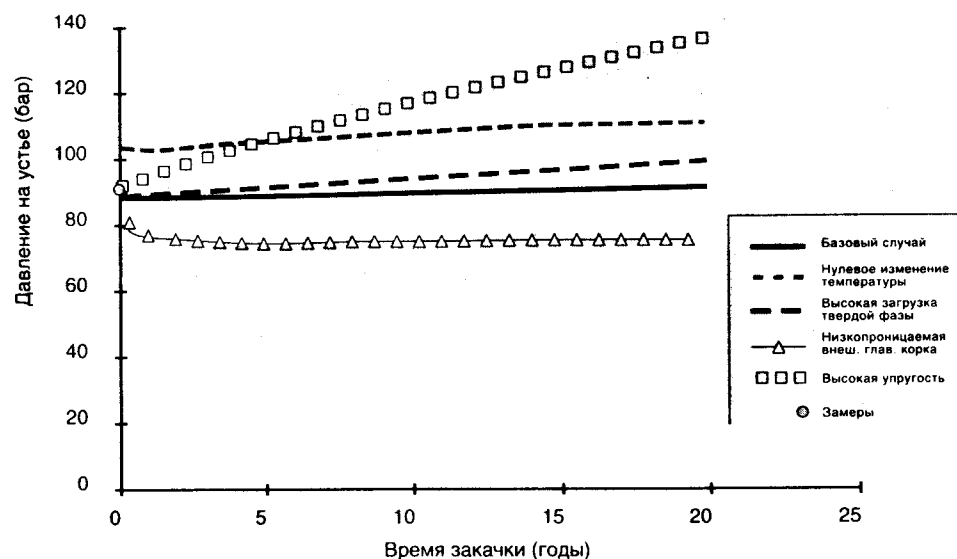


Рис. 4.06. Расчетное устьевое давление для одного из месторождений Ближнего Востока, в предположении низкой проницаемости цементировочной пробки (см. табл. 4.02)

Табл. 4.03. Пример PWRI (закачка добываемой воды) месторождения: значения основных параметров и чувствительности системы закачки для рис. 4.04 – 4.06

	Значения	Чувствительность
Разность температур (закачка пластовой воды)	-15°C	0°C
Модуль Юнга для пласта	5 ГПа (735x10 ⁹ psi)	10 ГПа (1470x10 ⁹ psi)
Всего мех. примесей в закачиваемой воде	15 мг/л	30 мг/л
Внешняя проницаемость глинистой корки	10 мкД	1 мкД

Влияние температуры нагнетаемой воды

В процессе нагнетания холодная вода, закачиваемая в горячий пласт, создает вокруг скважины зону с пониженной температурой. Понижение пластовой температуры приводит к увеличению напряжения в горной породе. Для сцементированных песчаников изменение напряжения колеблется в пределах 10–15 psi/°F (1,3–2,0 атм/°C). Например, на месторождении Prudhoe Bay более высокие градиенты давления гидроразрыва пласта были отмечены для обратной закачки пластовой воды (0,57–0,60 psi/фут), чем для закачки соленой воды (0,53–0,54 psi/фут). Это объясняется меньшим влиянием на термонапряжение обратной закачиваемой пластовой воды с температурой 150°F, чем соленой воды с температурой 80°F.

Качество воды

Анализируя процесс фильтрации, обычно основываются на предположении, что закупорка призабойной зоны скважины будет влиять на приемистость. Поэтому казалось необходимым, для поддержания приемистости скважины, жестко контролировать качество воды, что сказывалось на цене и размерах фильтрационных установок. Исследования керна, однако, показали, что скин-слой возникает даже при закачке относительно чистой воды. Промысловый опыт подтвердил, что нет необходимости в слишком тонкой очистке. На многих месторождениях, таких, как Prudhoe Bay, Forties, Beryl, Stratford, эксплуатация фильтровальных установок тонкой очистки была прекращена.

Характеристика степени очищения воды

В качестве примера приведем текущие рекомендации по месторождению Prudhoe Bay (Martins и другие):

- Содержание нефти в воде < 400 PPM;
- Доля твердых частиц в суспензии < 16 мг/л.

Некоторые комментарии и выводы

1. Длина трещины в основном зависит от температуры воды и проницаемости глинистой корки.
2. Модуль Юнга породы заметно влияет на необходимое давление нагнетания, но имеет незначительное влияние на размер трещины.

Низкая проницаемость глинистой корки и/или низкая температура нагнетаемой воды приводит к увеличению трещины. Поскольку эти трещины имеют большие объемы, требуется меньшее давление нагнетания для их расширения, обеспечивающего поглощение твердых частиц. Строгая зависимость длины трещины от проницаемости глинистой корки, модуля Юнга и от давления нагнетания, демонстрирует важность измерения этих параметров. Модуль Юнга может быть определен путем лабораторных исследований керна. Наиболее точные значения проницаемости глинистой корки можно получить после измерения падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия.

4.2. ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

4.2.1. Добыча

Анализ кривой падения добычи

Агрс первый зарегистрировал метод прогнозирования, основанный на кривой падения добычи, в 1945 г. [3]. Он вывел общее гиперболическое уравнение:

$$q_o = q_{oi} \left(1 + \left[(1 - d_i)^{-b} - 1 \right] t \right)^{-1/b}, \quad (4.08)$$

где d_i – падение добычи за год [$d_i = (q_i - q_1)/q_i$] и коэффициент b изменяется в пределах от 0 до 1.

Были также определены два вида гиперболического уравнения – экспоненциальный и гармонический. Экспоненциальное уравнение имеет место в случае, если $b=0$, а гармоническое, если $b=1$. Экспоненциальное уравнение:

$$q_o = q_{oi} e^{\ln(1-d_i)t} \quad (4.09)$$

Гармоническое уравнение:

$$q_o = q_{oi} (1 - d_i) \quad (4.10)$$

Сначала метод Arps'a был, по существу, эмпирическим, однако Феткович позже показал, что экспоненциальная модель приводит к постоянному снижению сжимаемости в данном объеме продуктивного пласта. Он перенес решение для постоянного снижения давления из уравнения диффузии в уравнение Arps'a, получив кривую, пригодную для интегрирования начальных переходных данных и данных периода истощения.

Метод Arps'a был разработан для псевдоустановившегося состояния пласта, и до недавнего времени он не применялся в условиях заводнения (установившийся режим). Masoner показал, что при заводнении дебит нефти уменьшается гиперболически или по экспоненте, в зависимости от относительной проницаемости, связанной с уменьшением нефтенасыщенности.

Основные предположения при использовании кривых падения добычи для прогноза процесса заводнения:

1. Снижение добычи нефти влияет на относительную проницаемость. Это – метод добычи с уменьшением нефтенасыщенности совместно с увеличением насыщения для другой фазы, как это имеет место при заводнении.
2. Процесс добычи должен оставаться постоянным во время определения констант падения добычи. Конечное значение относительной проницаемости и конфигурация остаются постоянными (применительно к вторичным методам добычи нефти).
3. Чтобы определить константы, объем, дренируемый скважиной, должен оставаться неизменным на весь период.

Общий прогноз заводнения

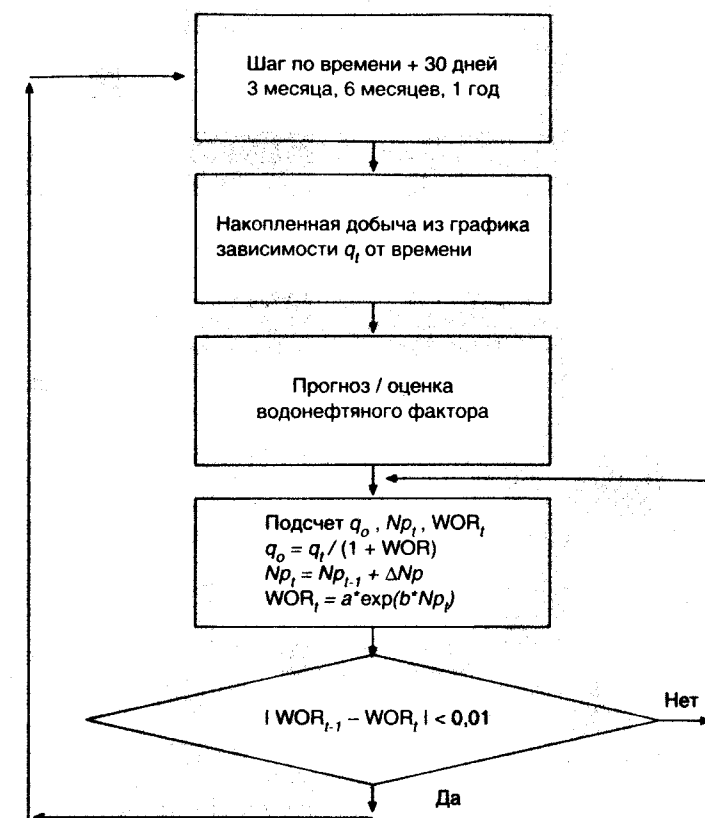
График зависимости накопленной добычи от ВНФ

Цель состоит в том, чтобы предсказать дебит нефти, учитывая возможности оборудования, время простоя и накопленную добычу жидкости.

Накопленная добыча жидкости и водонефтяной фактор позволяют составить график накопленной добычи нефти. Анализ тенденций ВНФ и дебита жидкости позволяет оценить ограничения по прокачке воды, связанные или с наземным оборудованием, оборудованием механизированной добычи или просто с конструкцией насосов.

Для определения дебита нефти сначала должны быть определены накопленная добыча жидкости и водонефтяной фактор. Используйте следующую блок-схему как руководство:

$$q_o = q_i / (1 + \text{WOR})$$



Прогноз по нефти, показанный на рис. 4.07, был получен на основе описанной выше блок-схемы.

Метод растущей доли воды

Раньше Masoner применял анализ снижения добычи при условии изменения градиента давления (текущий дебит) для пласта с многофазным течением флюида, где относительная проницаемость по нефти в основном снижается. Основное предположение основывается на концепции, согласно которой снижение добычи нефти сказывается на относительной проницаемости. Это верно для методов добычи с уменьшением нефтенасыщенности и одновременным увеличением насыщения для другой фазы, как это имеет место при заводнении.

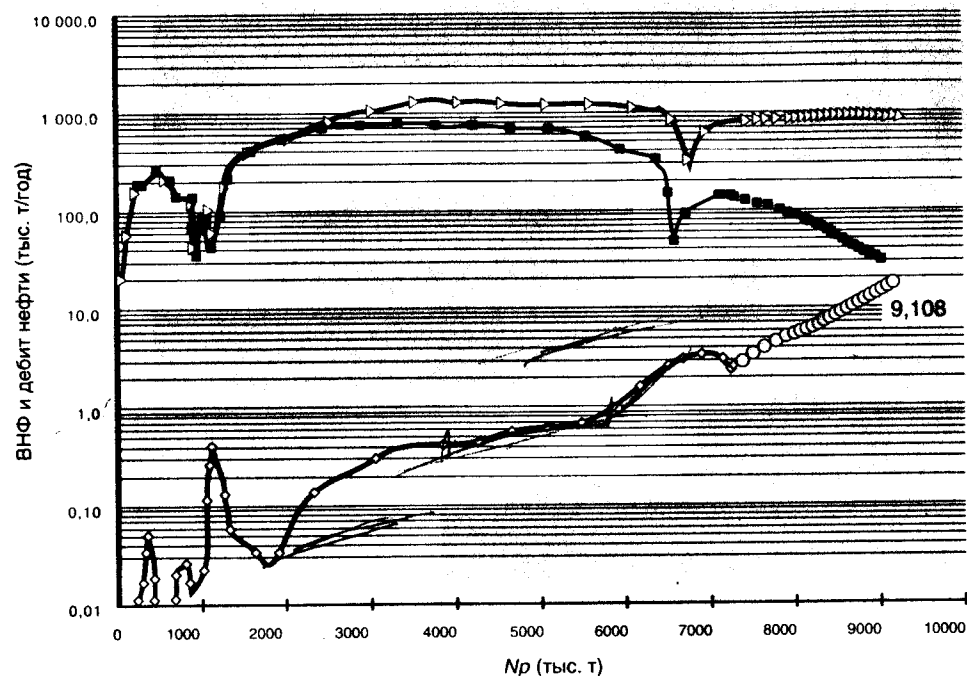


Рис. 4.07. Пример применения графика зависимости накопленной добычи от ВНФ или графика эффективности

Гиперболический вид уравнения Аггса может быть получен при условии, что кривые относительной проницаемости по нефти удовлетворяют зависимости следующего вида:

$$k_{ro} = C_1 (S_0 - C_2)^{C_3}. \quad (4.11)$$

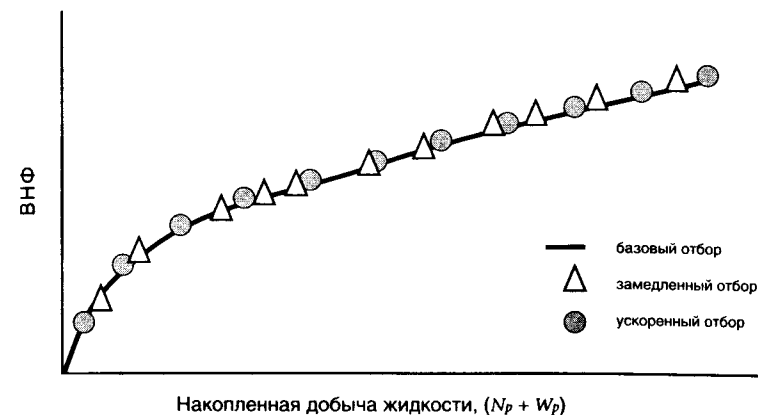
Константы (C_1, C_2, C_3) в уравнении (4.11) непосредственно определяют скорость падения пластового давления d_i и гиперболическую экспоненту b в уравнении падения добычи (гиперболического вида). Masoner показал, что значение для гиперболического показателя в степени падения лежит вблизи 0,25, по сравнению с 0,8 для обычных значений относительной проницаемости.

Gentry и McCray, используя модель, установили, что относительная проницаемость главным образом влияет на показатель степени b гиперболического уравнения.

Эти факторы напрямую и косвенно обеспечили физическую основу того, что гиперболический вид уравнения может быть применен в процессе добычи с учетом доминирующей роли относительной проницаемости.

Когда промышленные запасы не изменяются, добываемая жидкость характеризуется одинаковыми значениями ВНФ, как функция от накопленной добычи жидкости при разных режимах эксплуатации, как показано на рис. 4.08.

Рис. 4.08. ВНФ для различных значений текущих дебитов в предположении, что принятые запасы есть функция накопленной добычи жидкости



Задача состоит в том, чтобы определить ВНФ, зная значения накопленной добычи жидкости. Первым шагом является подсчет накопленной добычи жидкости при данных пластовых условиях за время t с использованием уравнения (4.12):

$$Q_t(t) = Q_i(t) + q_i(t)\Delta t. \quad (4.12)$$

Следующим шагом является подсчет (в днях) эффективного времени разработки:

$$\Delta t_e(t) = Q_t(t)/q_i. \quad (4.13)$$

Эффективное время разработки – это время, в течение которого пласт можно разрабатывать при условии постоянных отборов. За это время из дренируемого объема отбирают определенный объем жидкости. Blasingame и другие использовали схожее определение времени для коррекции добычи при исследовании типичных кривых падения давления. Эффективное время разработки позволяет подсчитать эффективную добычу, используя экспоненциальное уравнение вида

$$q_{oe}(t) = e^{\left\{1 + \left[\ln(1-d_i)/365 - 1\right]\Delta t_e(t)\right\}} \quad (4.14)$$

или гиперболическое уравнение вида

$$q_{oe}(t) = q_{oi}(t) \left\{1 + \left[(1-d_i)^{-b} - 1\right](\Delta t_e(t))/365\right\}^{(1/b)}. \quad (4.15)$$

Эффективная добыча соответствует фактической накопленной добыче жидкости из дренируемого объема, но подсчитанной по начальным дебитам. ВНФ на момент времени t для данного значения накопленной добычи может быть рассчитан следующим образом:

$$WOR = \frac{q_i - q_{oi} e^{\{f(d_i, \Delta t_e(t))\}}}{q_{oi} e^{\{f(d_i, \Delta t_e(t))\}}} \quad (4.16)$$

Этот метод наиболее приемлем для простого анализа кривой падения добычи в случае, когда меняются дебиты.

Пример на рис. 4.09 позволяет оценить различные методы анализа падения добычи.

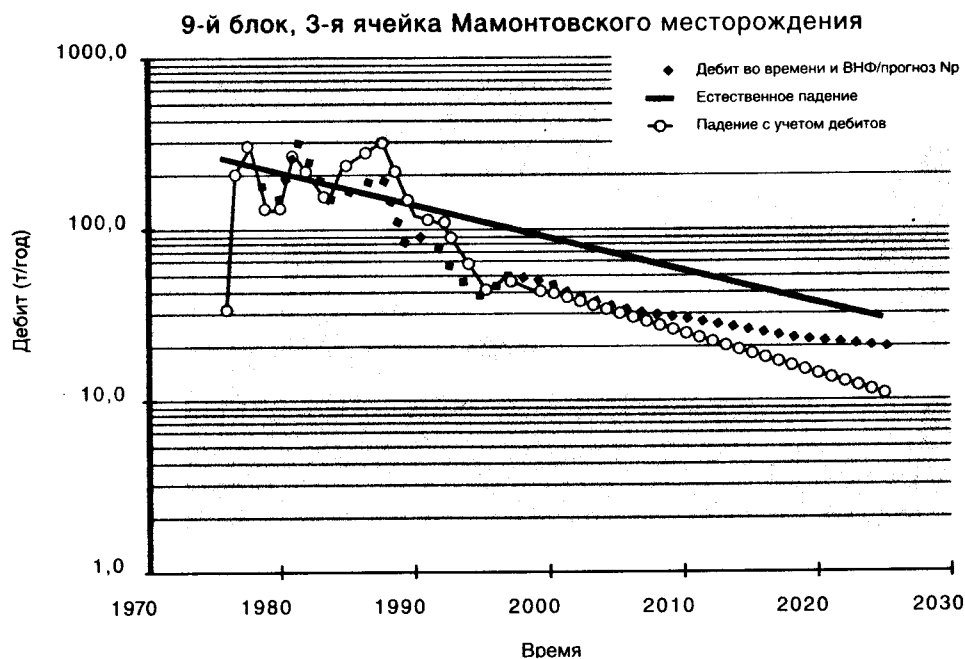


Рис. 4.09. Сравнение кривой падения добычи, рассчитанной с учетом изменения дебитов, с кривой, рассчитанной по гиперболическому уравнению, и с кривой прогноза, полученной на основе связи ВНФ и накопленной добычи

4.3.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 4

1. Hall M.N. «How to Analyze Waterflood Injection Well Performance», World Oil (Oct. 1963) 128–129.
2. Buell R.S., Kazemi H. and Poettmann, F.H. «Analyzing Injectivity of Polymer Solutions With the Hall Plot», SPE 16963, presented at the 62nd Annual Technical Conference held in Dallas, TX September 27–30, 1987.
3. Fetkovich M.J. «Decline Curve Analysis Using Type Curves», JPT, (June 1980), pp. 1065–1077.
4. Lo K.K., Warner H.R. and Johnson J.B. «A Study of Post-Breakthrough Characteristics of Waterfloods», SPE paper 20064 presented at the 60th California Regional Meeting, Ventura California, April 1990.
5. Van den Hoek, et.al. «Simulation of Produced Water Reinjection Under Fracturing Conditions», SPE Prod. & Facilities 14 (3), August 1999.
6. Paige R.W. et. al. «Optimising Water Injection Performance», SPE paper 29774 presented at the SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 11–14 March, 1995.
7. Martins J.P. et. al. «Produced-Water Reinjection and Fracturing in Prudhoe Bay», SPE Reservoir Engineering, August 1995.
8. Williams B.D. et. al. «Impact of Inducing Fractures at Prudhoe Bay», JPT, October 1989.
9. Dikken B.J. et. al. «Waterflood-Induced Fractures: A Simulation Study of Their Propagation and Effects on Waterflood Sweep Efficiency», SPE paper 16551 presented at Offshore Europe 87, Aberdeen, 8–11, 1987.
10. Perkins T.K. et. al. «The Effect of Thermoelastic Stresses on Injection Well Fracturing», SPEJ, February 1985.

5.

Расширение возможностей заводнения

5.1. УПЛОТНЕНИЕ И ПРЕОБРАЗОВАНИЕ СЕТКИ СКВАЖИН

Как было показано на рис. 2.03, сокращение расстояния между скважинами, как правило, положительно сказывается на КИНе. Ключевыми моментами при уплотнении сетки являются точное картирование неохваченных зон и своевременность бурения новых скважин, что обеспечивает оптимальную экономику процесса. Рис. 2.03 показывает взаимосвязь расстояния и КИНа для группы месторождений. Такой график следует строить до начала принятия программы уплотнения. Зачастую инженер сталкивается с тем, что изначальная система выбрана с учетом наземных и поверхностных (геологических) условий и для новых скважин не осталось оптимальных мест заложения. На рис. 5.01 и табл. 5.01 показано влияние пробуренных вне элемента скважин на E_a . Хотя эти данные были получены при изначальном размещении скважин, а не при уплотненной сетке, важно отметить, что при неправильном расположении уплотняющих скважин следует ожидать значительных изменений коэффициента охвата по площади.

Рис. 2.03.

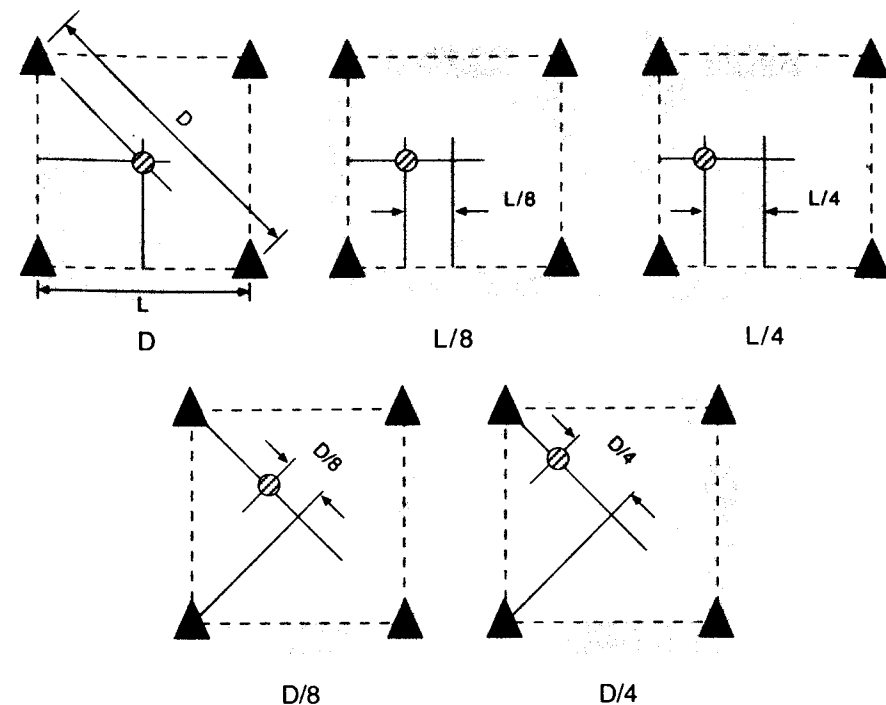
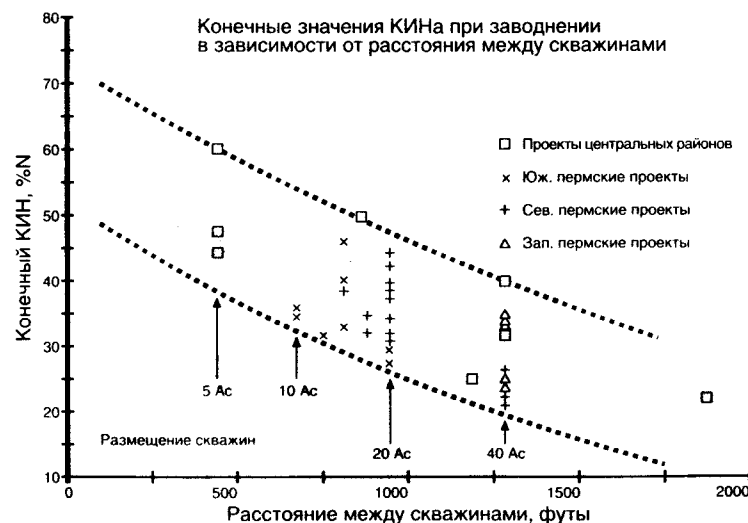


Рис. 5.01. Влияние пробуренных вне элемента скважин на коэффициент охвата по площади

Табл. 5.01. Влияние пробуренных вне элемента скважин на коэффициент охвата по площади

Случай	E_a на момент прорыва	Конечный E_a	Объем закачанной воды в единицах порового пространства при обводненности 98%
D	0.72	0.991	2,22
L/8	0.52	0.988	2,32
L/4	0.41	0.980	2,34
D/8	0.38	0.983	2,58
D/4	0.18	0.955	2,93

5.2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 5

1. Willhite G.P. Waterflooding, Textbook Series, SPE, Dallas (1986) 3, 1–2.
2. Craig F.C. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Dallas (1971) 3, 49.
3. Slobod R.L. and Caudle B.H. «X-Ray Shadowgraph Studies of Areal Seep-out Efficiencies» Trans., AIME 195, 265–270.
4. Landrum B.L. and Crawford P.B. «Effect of Directional Permeability on Sweep Efficiency and Production Capacity», Trans., AIME 219, 407–411.
5. Dyes A.B., Kemp C.E., Caudle, B.H. «Effects of Fractures on Seep Out Pattern», Trans., AIME 213 (1958), 245–249.
6. Matthews C.S. and Fischer M.J. «Effect of Dip on Five-Spot Seep Pattern», Trans., AIME 207, 111–117.
7. Kyte J.R., Standliff R.J. Stephan S.C., Rapoport L.A. «Mechanisms of Waterflooding in the presence of Free Gas», Trans. AIME 207, 215–221.
8. Dykstra H. and Parsons R.L. «The Prediction of Oil Recovery by Water Flood», Secondary Recovery of Oil in the United States, 2nd ed., API (1950) 160–174.

Приложение к руководству по заводнению

*Методы проектирования, осуществления
и мониторинга, позволяющие оптимизировать
темпы добычи и освоения запасов*

Приложение **A**

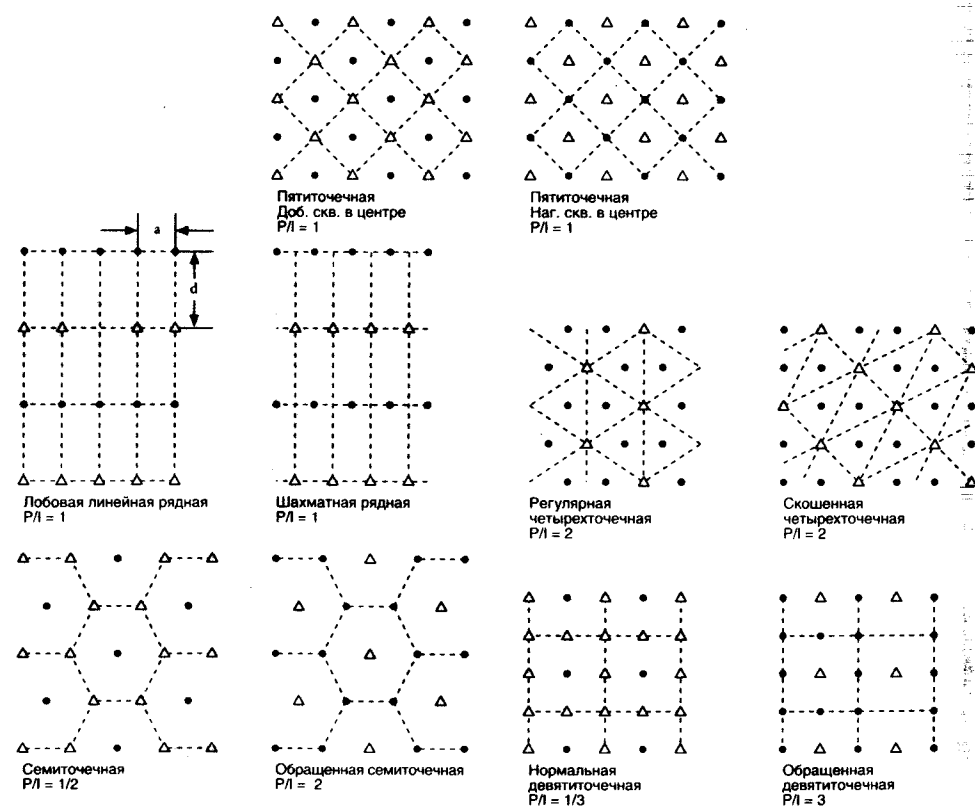
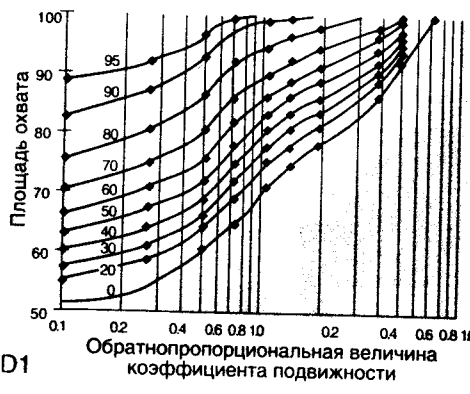
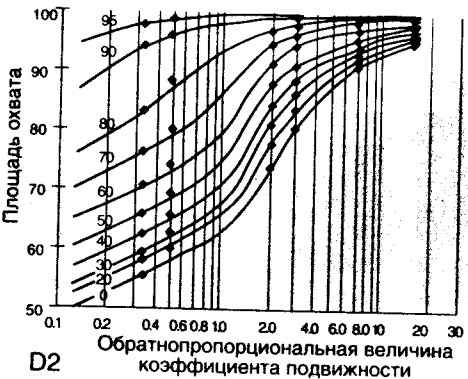


Рис. А-1.

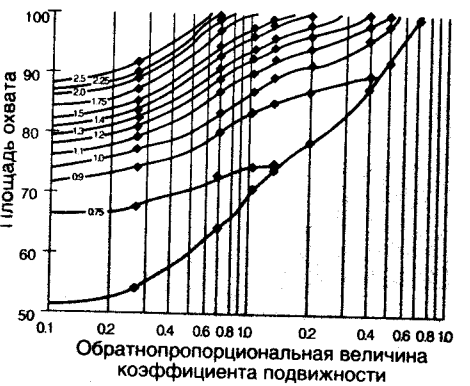
Основные модели заводнения



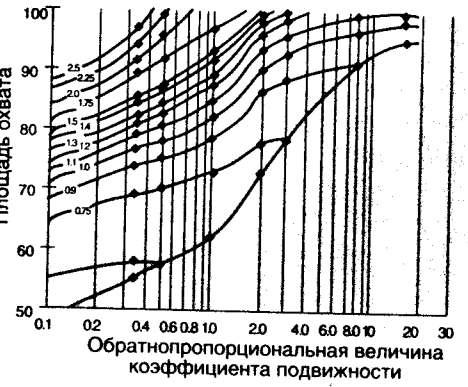
D1



D2



D3

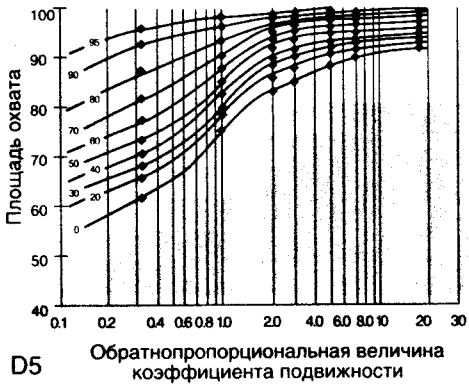


D4

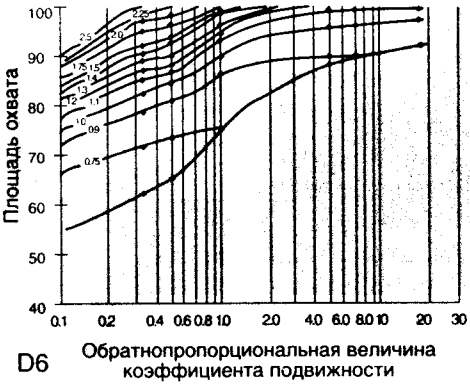
рис. А.3. Графики коэффициента охвата для пятиточечной и лобовой линейной рядной систем заводнения

Данные графики приведены в работе авторов: Dyes, A.B., Caudle, B.H. and Erickson, R.A.: Добыча нефти после прорыва воды в зависимости от коэффициента подвижности.», JPT, (1954) 201, 81-86.

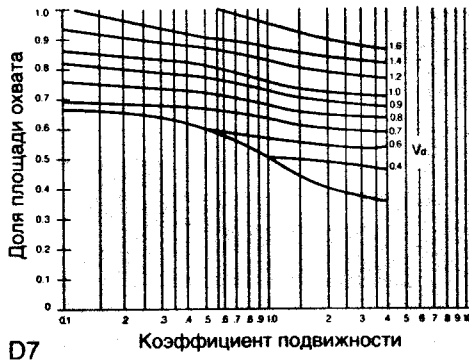
- ис. D1. Влияние коэффициента подвижности на добычу нефти для пятиточечной модели.
- ис. D2. Влияние коэффициента подвижности на вытесняемые объемы, закачиваемые в случае пятиточечной модели.
- ис. D3. Влияние коэффициента подвижности на добычу нефти в случае лобовой линейной рядной модели (квадратная ячейка)
- ис. D4. Влияние коэффициента подвижности на вытесняемые объемы, закачиваемые при лобовой линейной рядной модели.



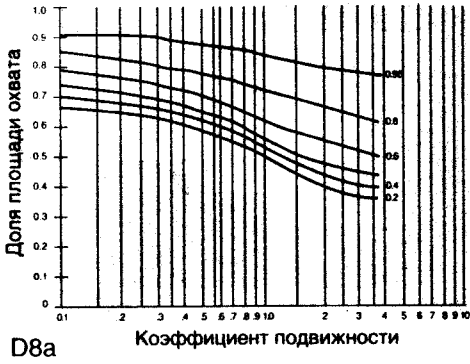
D5



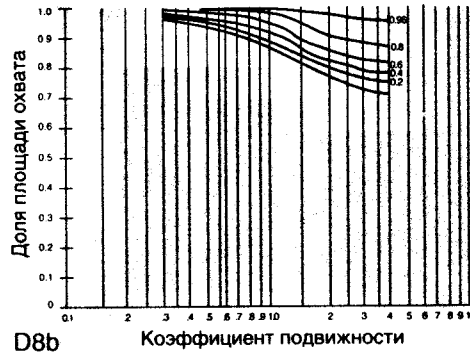
D6



D7



D8a



D8b

Рис. А.4. Графики коэффициента охвата для шахматной рядной и девятиточечной моделей заводнения

Рис. D.5. Влияние коэффициента подвижности на добычу нефти в случае шахматной рядной модели; $d/a=1$

Рис. D.6. По оси X: Обратнопропорциональная величина коэффициента подвижности . По оси Y: Площадь охвата. Влияние коэффициента подвижности на вытесняемые объемы, в случае шахматной рядной модели; $d/a=1$

Рис. D.7. -D.12 По оси X: Коэффициент подвижности .

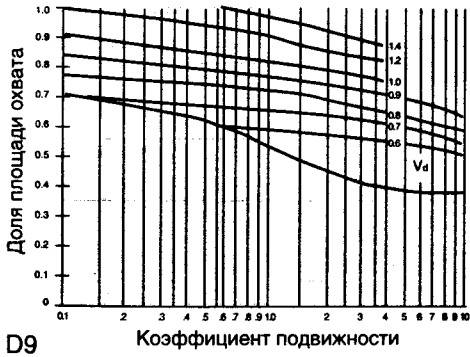
По оси Y: Доля площади охвата.

Рис. D.7. «Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для девяти-точечной модели при различных объемах закачки.»

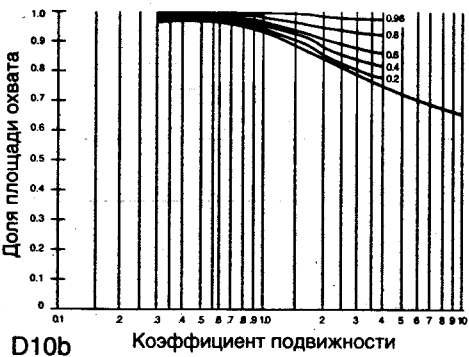
Графики D.7-D.12 приведены в работе авторов Kimbler, O.K., Caudle, B.H., Cooper, H. E., Jr. «Коэффициент охвата по площади при девятиточечной модели закачки» («Areal Sweepout Behavior in a Nine-Spot Injection Pattern».) AIME (1964)

Рис. D.8a. Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для девяти-точечной модели в различных боковых добывающих скважинах.

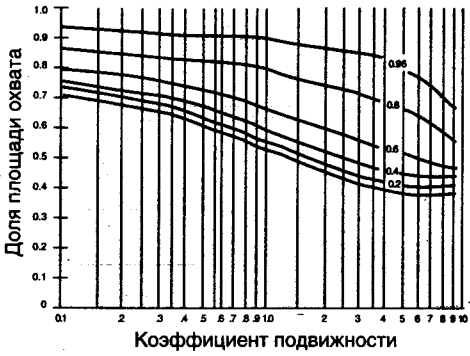
Рис. D.8b. Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для девяти-точечной модели в различных угловых скважинах.



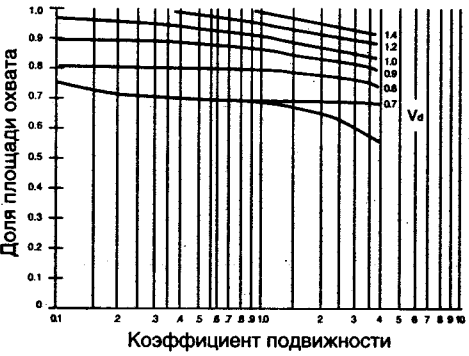
D9



D10b



D10a



D11

Рис. А.5 Графики коэффициента охвата для девятиточечных моделей

Рис. D.9. Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для девяти-точечной модели при различных объемах закачки.

Рис. D.10A. Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для девяти-точечной модели в различных боковых добывающих скважинах.

Рис. D.10B. Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для девяти-точечной модели в различных угловых добывающих скважинах.

Рис. D.11. Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для девяти-точечной модели в различных угловых добывающих скважинах.

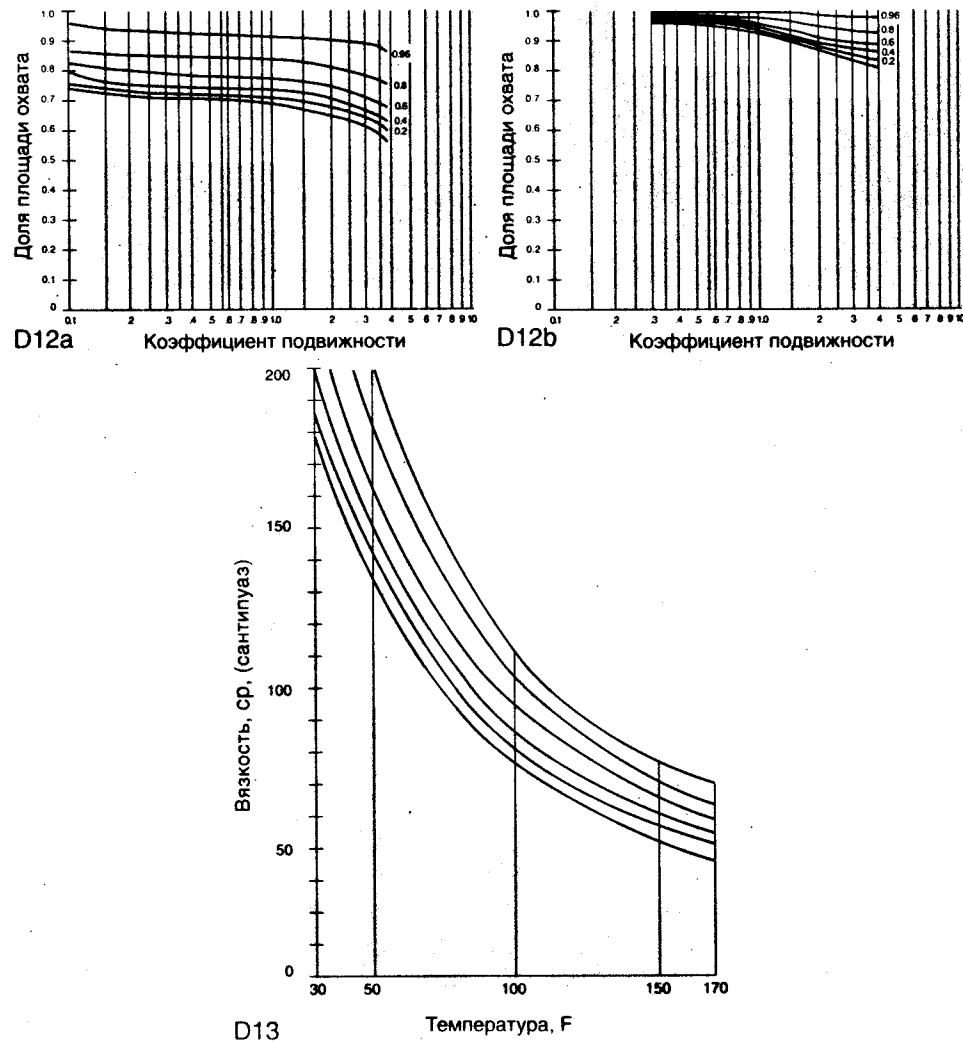


Рис. А.7

Графики коэффициента охвата для девятиточечных моделей и вязкости воды.

Рис. D.12A Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для различных боковых добывающих скважин девятиточечной модели.

Рис. D.12B Коэффициент охвата как функция коэффициента подвижности для различных боковых скважин девятиточечной модели.

Рис. D.13 По оси X: Температура, F. По оси Y: Вязкость, ср (сантипуаз) График влияния температуры на вязкость соленой воды при различных концентрациях, который используется для определения вязкости соленой воды при расчете коэффициентов подвижности. Данный график представлен в работе «Влияние температуры на вязкость соленой воды». Издание «World Oil» (Вып. 1 Авг., 1967), 68.

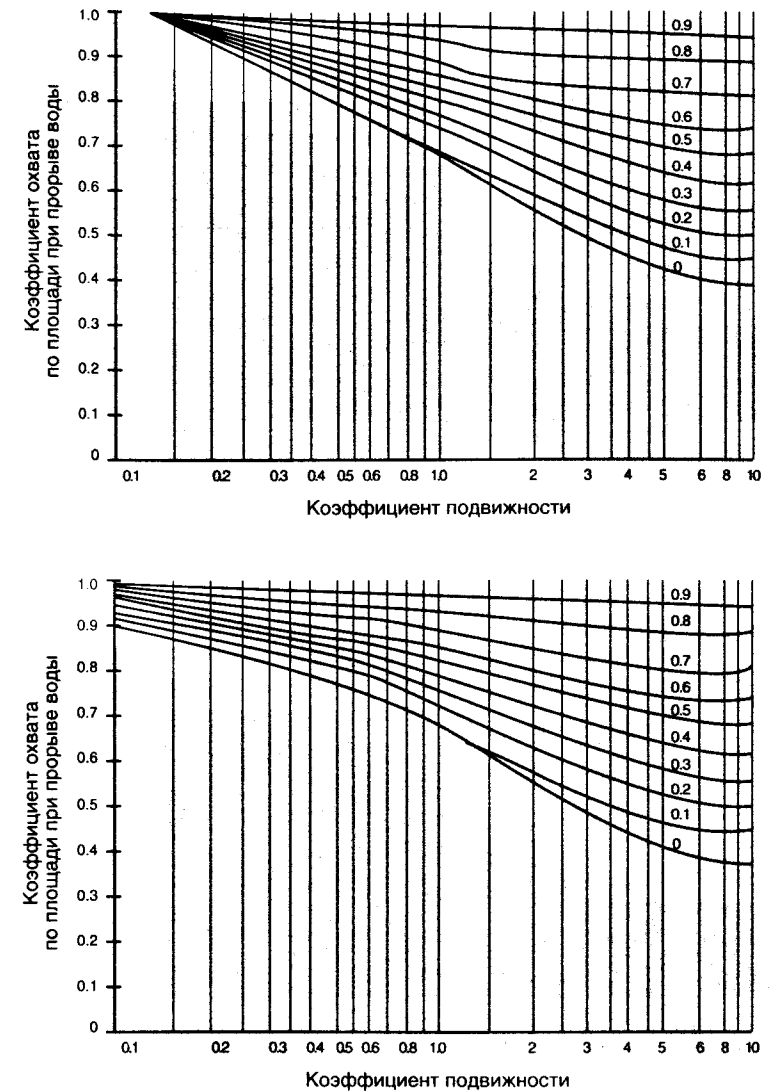


Рис. А.8

Эффект начальной газонасыщенности на площадь охвата при прорыве (E_{abt})

1) Пятиточечная модель. Охват по площади при прорыве воды (Текущий свободный газ, имеющийся на начальном этапе заводнения).

2) Линейная рядная система площадного заводнения. Расстояние между разнородными скважинами=расстоянию между однородными скважинами. Охват по площади при прорыве воды (Текущий свободный газ, имеющийся на начальном этапе заводнения).

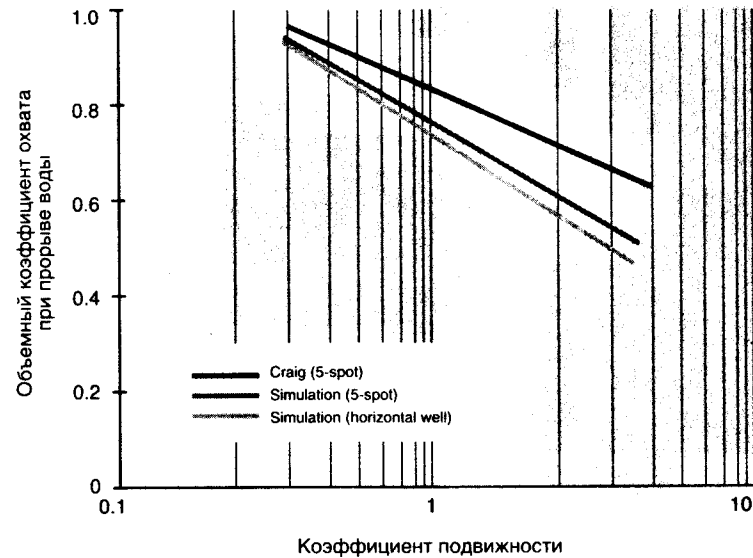
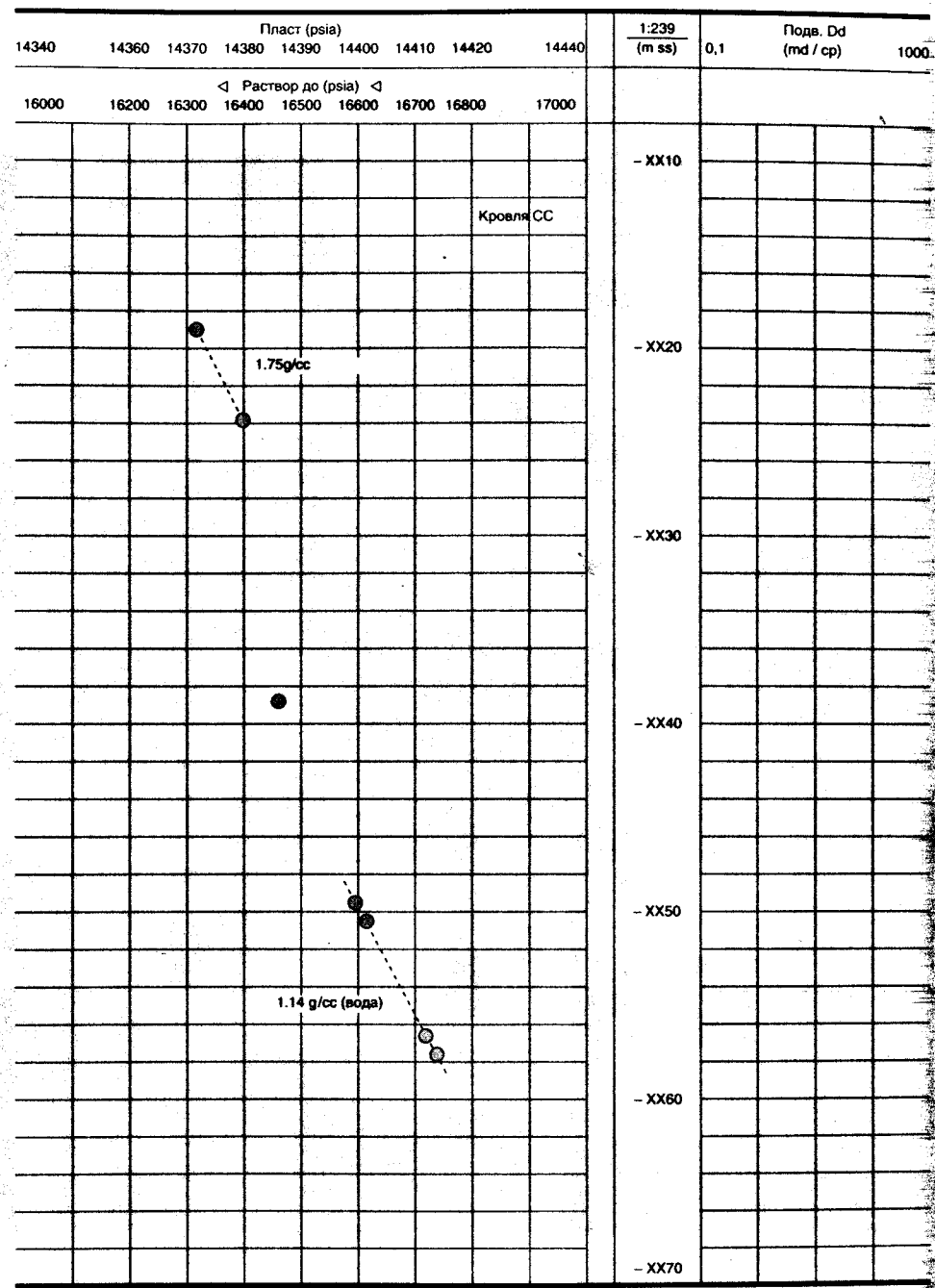
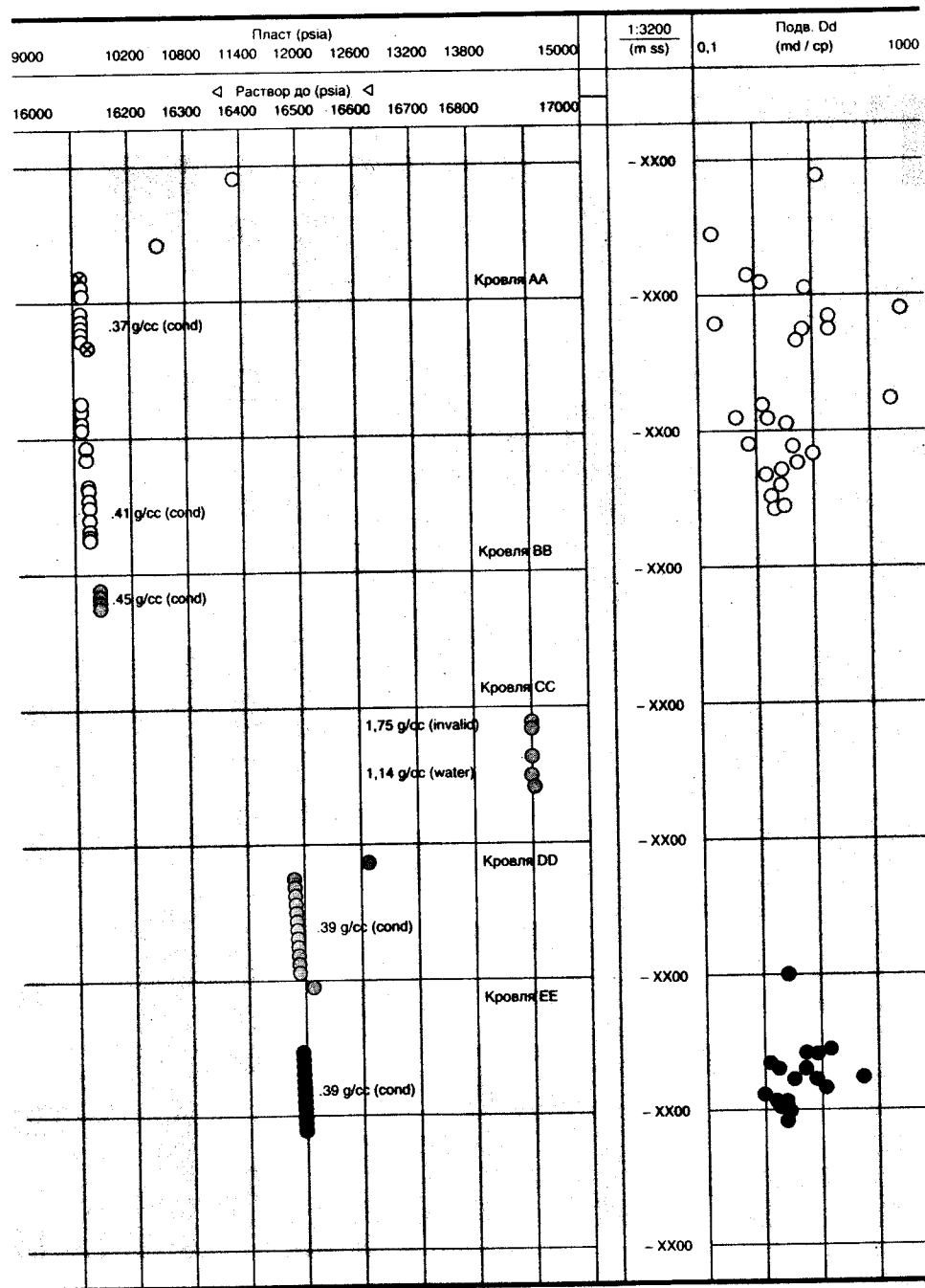


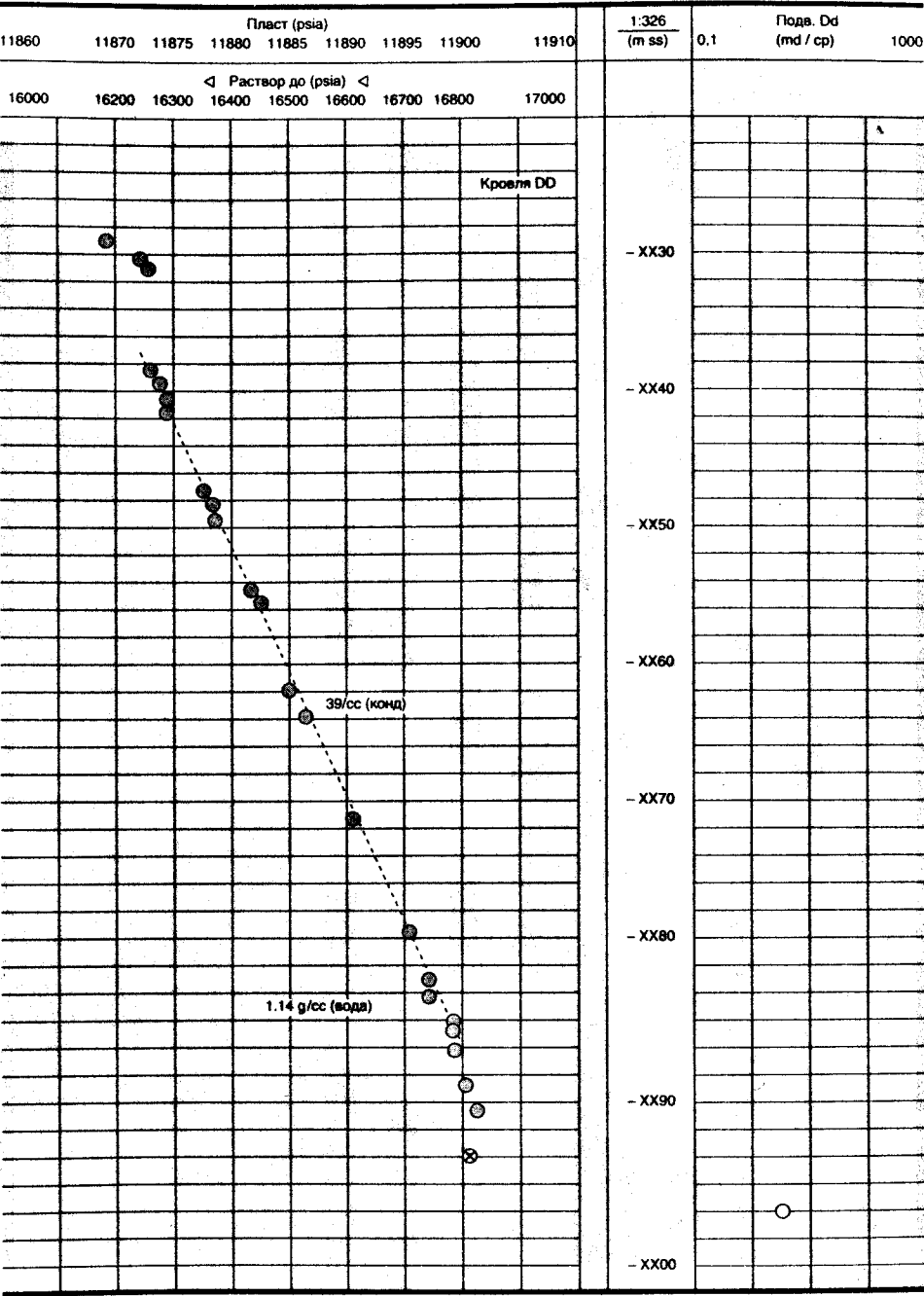
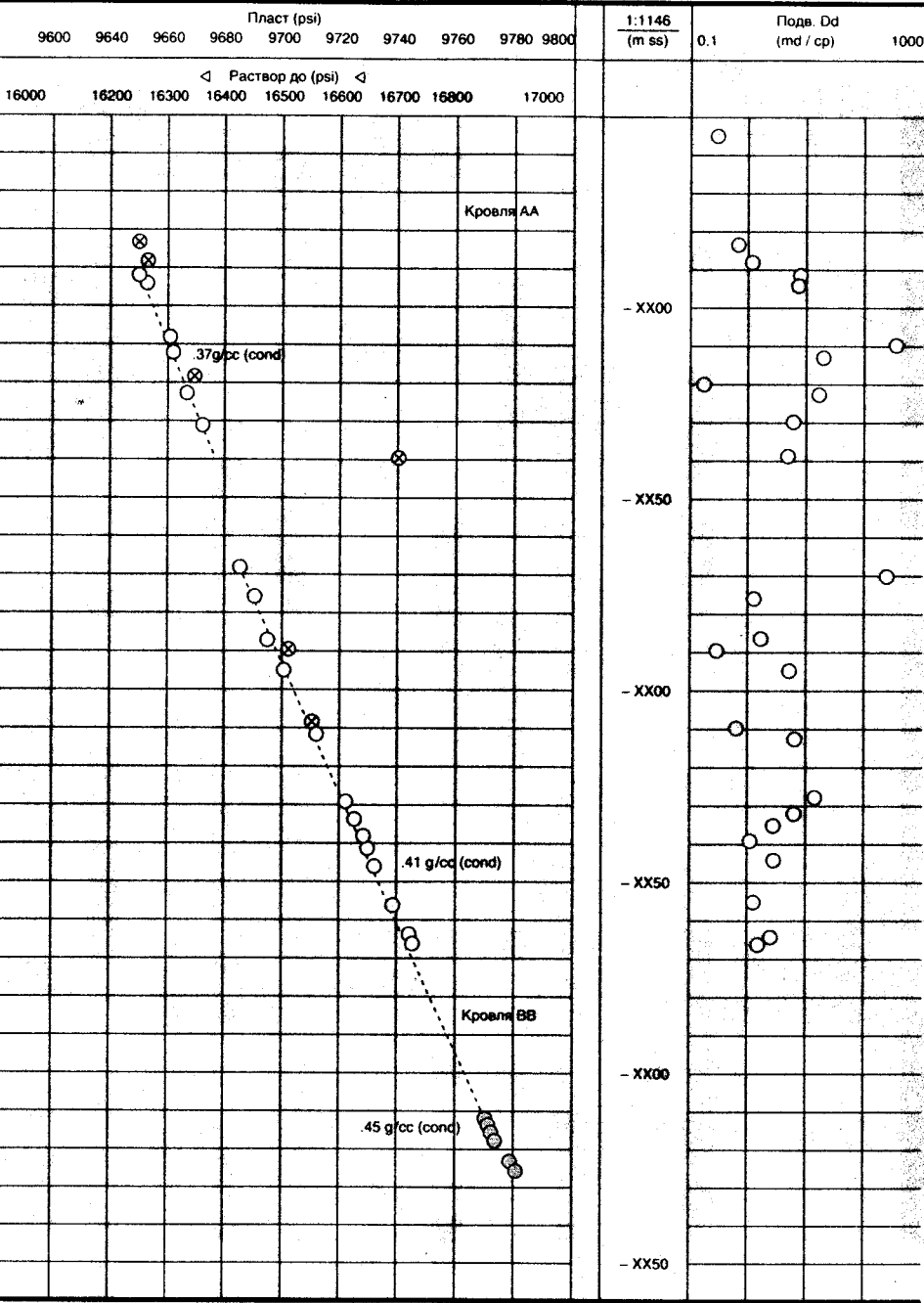
Рис. А.9

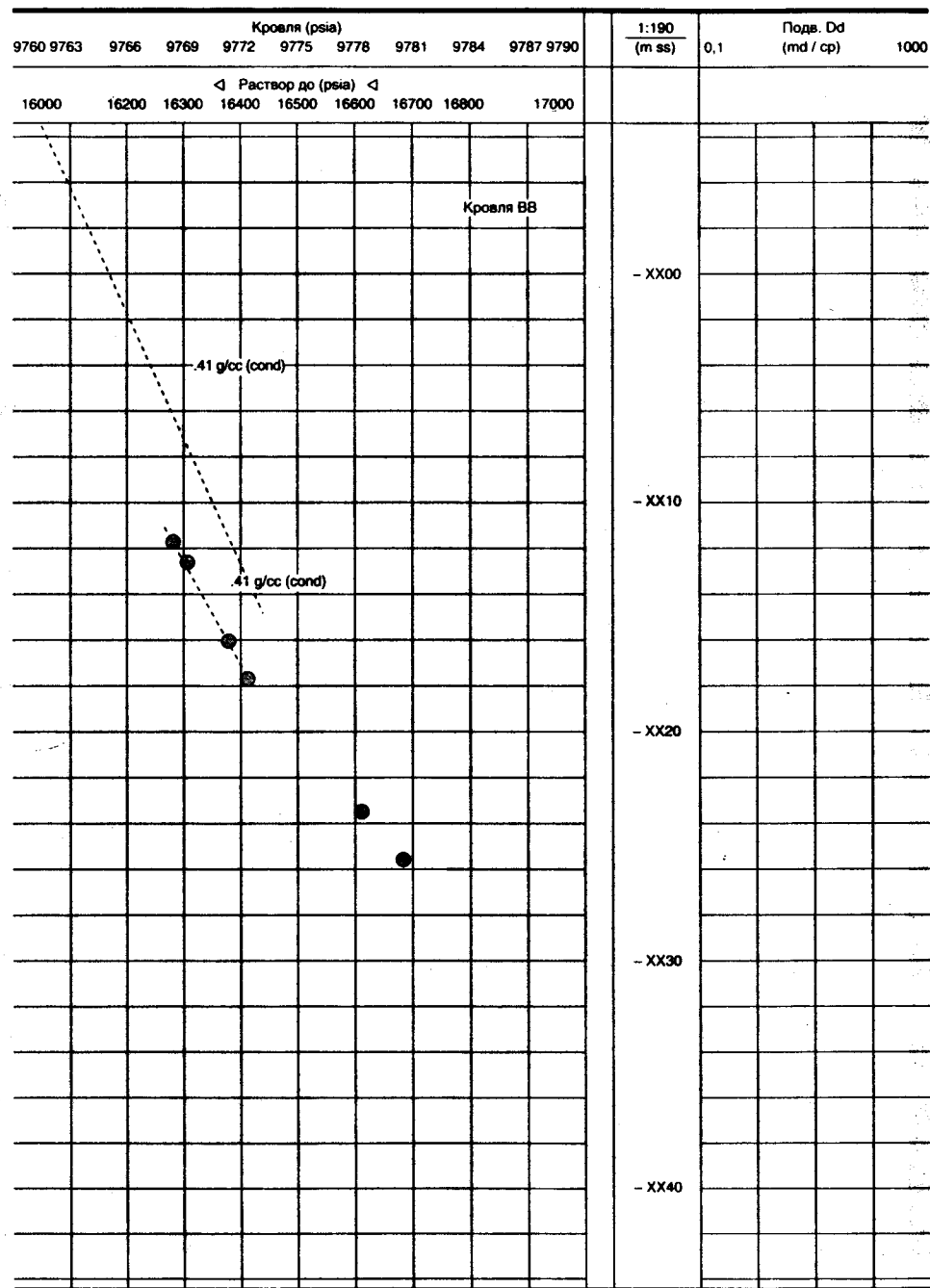
Результаты трехмерного моделирования показывают объемный коэффициент охвата по объему для системы горизонтальной скважины с полным проникновением.

Приложение В

Результаты исследования пласта







Приложение С

Типовые задачи

С-1 Проведение ГРП

Определить ширину трещины, если закачивается 2 фунта песка на кв. фут:

$$W_f = 12 \times \text{х фунтов/кв. футов} / ((1-\phi) \cdot 2.65 \text{ гр/куб. см} \cdot 62.4 \text{ фунт. lbm/ft}^3) = 12 (2 \text{ lb/sqft}) / ((1-0.35) \cdot 2.65 \cdot 62.4) = 0.22 \text{ in.}$$

Определить полудлину трещины (X_f), если закачивается объем в 20 000 фунтов, а высота составляет 65 футов:

$$\text{Количество песка} / (2 \cdot X_f \cdot h) = 20\,000 \text{ футов} / (2 \cdot X_f \cdot 65) = 2 \text{ фунта/кв. фут}$$

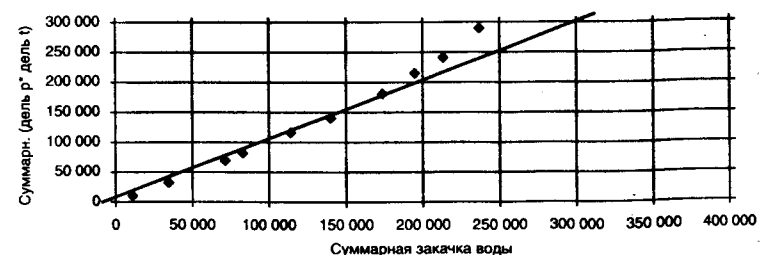
$$X_f = 75 \text{ футов}$$

С-2 Пример графика Холла

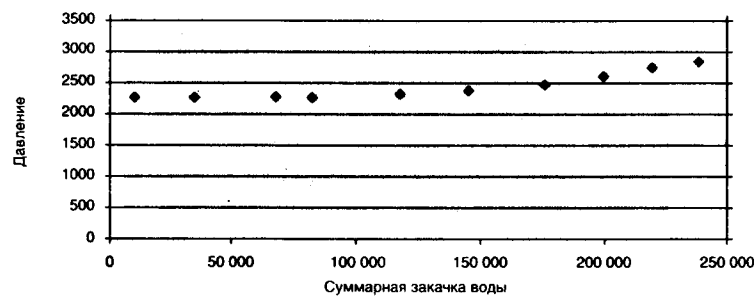
$$\int_0^t i_w dt = \frac{k_w h}{141.2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \int_0^t (p_{iwf} - p_e) dt$$

$$m = \frac{141.2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{k_w h}$$

График Холла

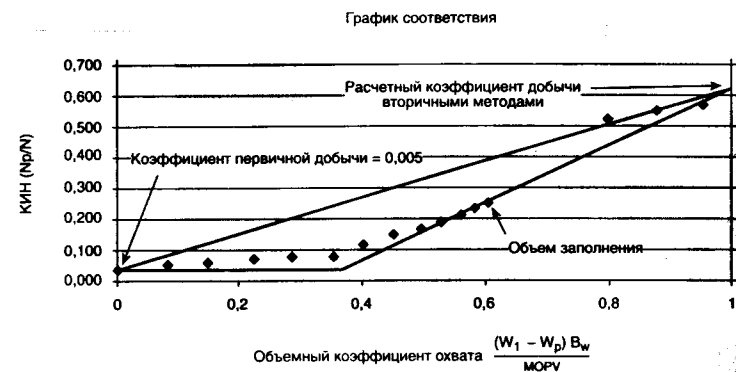
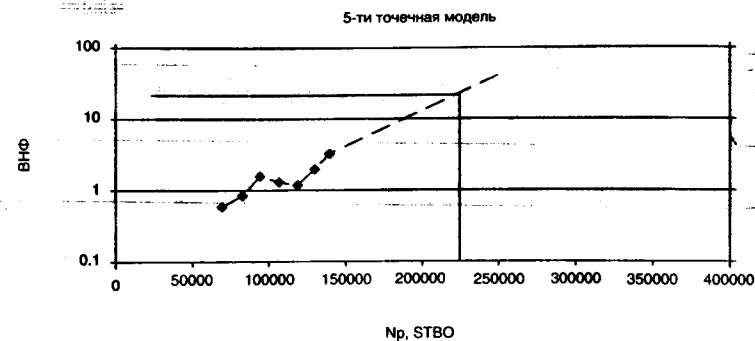


Month	Pwi	Pbar	Δt	i _w	Δp	Σ(Δp·dt)	Z _{iw}
1	2240	1300	11	11 000	940	10 340	11 000
2	2270	1302	28	28 000	968	37 444	39 000
3	2285	1304	30	30 000	981	66 874	69 000
4	2290	1306	16	16 000	984	82 618	85 000
5	2298	1308	31	31 000	990	113 308	116 000
6	2312	1310	28	28 000	1002	141 364	144 000
7	2500	1311	29	29 000	1189	175 845	173 000
8	2600	1312	25	22 000	1288	208 045	195 000
9	2800	1314	22	19 000	1486	240 737	214 000
10	2900	1314	30	21 000	1586	288 317	235 000



С-3 График соответствия

Qtr	DNp	Np	Np/N	DWp	Wp	DWI	WI	Evol	WOR
0	34 350	34 350	0,050	0	0	0	0	0	0
1	6462	40 812	0,060	0	0	52 883	52 883	0,080	0
2	6650	47 462	0,070	0	0	52 900	105 783	0,160	0
3	6802	54 264	0,080	0	0	50 500	156 283	0,236	0
4	6950	61 214	0,090	0	0	43 050	199 333	0,302	0
5	7100	68 314	0,100	0	0	39 650	238 983	0,362	0
6	8500	76 814	0,113	5000	5000	31 400	270 383	0,401	0,588235
7	8650	85 464	0,126	8350	13 350	31 100	301 483	0,436	0,965318
8	10 203	95 667	0,141	12 500	25 850	31 150	332 633	0,464	1,22513
9	12 350	108 017	0,159	13 600	39 450	31 200	363 833	0,490	1,101215
10	13 750	121 767	0,179	14 500	53 950	31 200	395 033	0,515	1,054545
11	10 090	131 857	0,194	15 600	69 550	31 200	426 233	0,539	1,546085
12	8 540	140 397	0,206	16 750	86 300	31 150	457 383	0,560	1,961358



Приложение D

Вывод метода определения КИНа по значению обводненности (X-Cut метод)

Отправной точкой при выводе метода X-Cut служат четыре уравнения. Описываемый метод является основой способа прогнозирования основных показателей разработки, основанного на зависимости ВНФ от накопленной добычи, вывод которого представлен в приложении E.

Первое уравнение – это уравнение доли флюида в многофазовом потоке:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}. \quad (\text{Д-01})$$

Второе – уравнение Велге:

$$S_{we} = \bar{S}_w - (1 - f_{we}) / (\partial f / \partial S). \quad (\text{Д-02})$$

Третье – это уравнение материального баланса, показывающее, что средняя водонасыщенность есть начальная водонасыщенность плюс дополнительная водонасыщенность, возникшая в результате заводнения и добычи нефти:

$$\bar{S}_w = R_f(1 - S_{wi}) + S_{wi}. \quad (\text{Д-03})$$

Четвертое есть уравнение кривой отношений проницаемостей:

$$\frac{k_o}{k_w} = a e^{b S_w}. \quad (\text{Д-04})$$

Первым шагом при выводе является подстановка уравнения 3 в уравнение 2, что дает

$$S_{we} = R_f(1 - S_{wi}) + S_{wi} - (1 - f_{we}) / (\partial f / \partial S). \quad (\text{Д-05})$$

Подстановка уравнения 4 в уравнение 1 даст

$$f_w = \frac{1}{1 + a \frac{\mu_w}{\mu_o} e^{b S_w}},$$

где

$$A = a \frac{\mu_w}{\mu_o}.$$

Тогда вышеприведенное уравнение упрощается до вида

$$f_w = \frac{1}{1 + A e^{b S_w}}. \quad (\text{Д-06})$$

Первая производная уравнения (Д-06) по S_w дает

$$f'_w = \frac{A b e^{b S_w}}{(1 + A e^{b S_w})^2}.$$

Упростим полученное выражение подставив его в уравнение (Д-06):

$$f'_w = -f_w^2 A b e^{b S_w}. \quad (\text{Д-07})$$

Преобразование уравнения (Д-06) дает следующее уравнение:

$$f_w A e^{b S_w} = 1 - f_w.$$

Подставляя полученное уравнение в уравнение (Д-07), выражение упрощается до вида

$$f'_w = -f_w b (f_w A e^{b S_w}) = -f_w b (1 - f_w). \quad (\text{Д-08})$$

Подстановка уравнения (Д-08) в уравнение (Д-05) дает

$$S_{we} = R_f(1 - S_{wi}) + S_{wi} + (1 + f_{we}) / (f_w b (1 - f_w)),$$

$$S_{we} = R_f(1 - S_{wi}) + S_{wi} + 1 / (f_w b). \quad (\text{Д-09})$$

Подстановка уравнения (Д-09) в уравнение (Д-06) даст следующее:

$$f_w = \frac{1}{1 + A e^{b [R_f(1 - S_{wi}) + S_{wi} + 1 / (f_w b)]}}.$$

Для упрощения примем правую часть уравнения (Д-09) равной X и, подставив его в предыдущее выражение, получим

$$f_w = \frac{1}{1 + A e^{b [X]}},$$

$$f_w (1 + A e^{b [X]}) = 1.$$

Дальнейшее преобразование ведет нас к такому выражению:

$$Ae^{b[X]} = \frac{1}{f_w} - 1.$$

Взяв натуральный логарифм обеих частей преобразованного выражения, получим

$$\ln A + b[X] = \ln \left(\frac{1}{f_w} - 1 \right).$$

Расписав X , имеем

$$R_f b(1 - S_w) + bS_{wi} + \frac{b}{(bf_w)} = \ln \left(\frac{1}{f_w} - 1 \right) - \ln A.$$

Решение полученного выражения для R_f дает

$$R_f = \frac{\left[\ln \left(\frac{1}{f_w} - 1 \right) - \ln A - bS_{wi} - \frac{1}{(f_w)} \right]}{[b(1 - S_w)]}.$$

Группируя все члены уравнения, содержащие f_w , что будет представлять ось X , получим следующее:

$$R_f = \frac{1}{b(1 - S_w)} \left[\ln \left(\frac{1}{f_w} - 1 \right) - \frac{1}{(f_w)} \right] - \frac{1}{(1 - S_w)b} [\ln A + bS_{wi}], \quad (D-10)$$

где R_f есть ось ординат, а члены в квадратных скобках, содержащие f_w , представляют ось абсцисс.

Приложение E

Классификации запасов нефти

1) АМЕРИКАНСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Оценки

Запасы – это рентабельно извлекаемое количество нефти, находящееся в известных на сегодняшний день скоплениях (монография SPE, I).

Оценка запасов проводится в условиях неопределенности. Метод оценки называется детерминистским, если лучшая оценка была сделана, основываясь на известные геологические, инженерные и экономические материалы. Метод называется вероятностным, когда известные геологические, инженерные и экономические данные используются для разработки диапазона оценок и связанных с ними вероятностей. Определение запасов как доказанных, вероятностных и возможных является наиболее распространенным классификационным методом, служащим индикатором вероятности извлечения.

Доказанные запасы (P1). Доказанные запасы – это количество нефти, которое исходя из анализа геологических и инженерных данных может быть с разумной достоверностью оценено как рентабельно извлекаемое на сегодняшний день из известных месторождений и исходя из существующих экономических условий, технических средств и регулирующих мер правительства. Доказанные запасы могут подразделяться на подготовленные и неподготовленные.

При использовании детерминистского метода термин «разумная достоверность» подразумевает высокую степень уверенности в том, что заявленное количество нефти будет добыто. При применении вероятностного метода должно быть по крайней мере 90% вероятности, что фактически добытое количество будет равно или превысит оценочное.

Вероятностные запасы (P2). Вероятностные запасы – это те недоказанные запасы, которые, как предполагают геологические и инженерные данные, скорее извлекаемые, чем наоборот. В этом контексте при использовании вероятностных методов должна быть по крайней мере 50%-ная вероятность того, что фактически извлеченное количество будет равно или превысит сумму доказанных и вероятных запасов.

В общем случае вероятностные запасы могут включать: 1) запасы, которые, как ожидается, будут доказаны обычным последовательным разбуриванием, где глубинный контроль недостаточный для классификации этих запасов как доказанных; 2) запасы в пластах, которые выглядят продуктивными по данным ГИС, но для них отсутствует окончательное

подтверждение, основанное на добыче; 3) запасы, добыча которых планируется за счет усовершенствования существующих методов извлечения при условии экономической целесообразности; 4) запасы той части пласта, которая интерпретируется как отделенная от области доказанных запасов разломом, а геологические данные указывают на то, что этот объект структурно выше содержащего доказанные запасы.

Возможные запасы (P3). Возможные запасы – это те недоказанные запасы, возможность извлечения которых меньше, чем вероятностных запасов. Когда применяется вероятностный метод оценки, должно быть по крайней мере 10% вероятности, что фактически добытое количество нефти будет равно или превысит сумму доказанных, вероятных и возможных запасов ($P1 + P2 + P3$).

В общем случае возможные запасы могут включать: 1) запасы в пластах, выглядящих нефтеносными по данным керн и каротажа, но из которых можно не получить промышленных дебитов; 2) запасы, связанные с проектами по энхэнсификации добычи, рентабельность которых вызывает разумные сомнения; 3) запасы той части пласта, которая интерпретируется как отделенная от области доказанных запасов разломом, а геологические данные указывают на то, что эта часть пласта структурно ниже содержащей доказанные запасы.

Состояние Категорий Запасов

Подготовленные Запасы. Ожидается, что подготовленные запасы будут извлечены существующим фондом скважин, включая неперфорированные. Запасы, получаемые за счет усовершенствования методов извлечения, рассматриваются освоенными только после установки необходимого оборудования.

Подготовленные запасы могут быть разбиты на две подкатегории: разрабатываемые и неразрабатываемые.

Разрабатываемые. Запасы, выделенные в подкатегорию разрабатываемых, будут извлечены, как ожидается, из освоенных интервалов, которые вскрыты и работают на момент оценки. Запасы, получаемые за счет усовершенствования методов извлечения, рассматриваются разрабатываемыми только после ввода проекта по улучшению нефтеотдачи в действие.

Неразрабатываемые Запасы. Запасы, выделенные в подкатегорию неразрабатываемых, состоят из так называемых запасов закрытых и неперфорированных скважин. Запасы закрытых скважин, как ожидается, будут извлечены из: 1) освоенных интервалов, вскрытых на момент оценки, но отбор из которых еще не начался; 2) скважин, закрытых из-за низкой цены на нефть или ввиду отсутствия соединения с трубой; 3) скважин, неспособных добывать по техническим причинам. Запасы неперфорированных скважин будут извлечены, как ожидается, из пластов, вскрытых существующими скважинами, по которым потребуются дополнительные работы для повторного освоения перед вводом в эксплуатацию.

Неподготовленные запасы. Неподготовленные запасы, как ожидается, будут извлечены: 1) из скважин на неразбуренных площадях; 2) за счет углубления существующих скважин до нижележащих пластов-коллекторов; 3) с площадей, на которых требуется проводить относительно большие затраты на: а) повторное освоение; б) установку оборудования по добыче или транспортировке продукции.

2) СОВЕТСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ* (ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА)

Запасы

Запасы нефти, горючих газов, конденсата. – Весовое количество нефти и конденсата или объемное количество газа на дату подсчета в установленной залежи, приведенные к поверхностным условиям.

Прим. ред.: На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисково-разведочных работах и разработке залежей на дату подсчета, а также применяемые методы подсчета.

Балансовые запасы. – Запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна (КЗМ, 1970).

Забалансовые запасы. – Запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем. *Примечания:* 1. Забалансовые запасы категории C_2 не подсчитывают. 2. Извлекаемые забалансовые запасы не определяют (КЗМ, 1970).

Запасы категории А. – Запасы залежи (или ее части), подсчитываемые в процессе ее разработки, изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного составов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки: режим работы залежи, давление, гидро- и пьезопроводность, коэффициент продуктивности скважин и др. (КЗМ, 1970).

Запасы категории В. – Запасы залежи (или ее части), характеризующиеся следующим: нефтегазонасыщенность установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керн; форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи; состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых и поверхностных условиях изучены детально; по нефтяной залежи проведена пробная эксплуатация отдельных скважин; по газовой залежи установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность (КЗМ, 1970).

Запасы категории C_1 . – Запасы залежи, характеризующиеся следующим: нефтегазонасыщенность установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем

* Нефтегазопромысловая геология, терминологический справочник под редакцией д-ра геол. минер. наук М.М. Ивановой. Москва «Недра» 1983

пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин (также запасы части залежи, тектонического блока, примыкающих к площадям с запасами более высоких категорий); условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями (КЗМ, 1970).

Запасы категории C_2 . – Запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований в пределах нефтегазоносных районов (КЗМ, 1970).

Прим. ред.: Вторую часть запасов категории C_2 в настоящее время относят к наиболее изученной части подгруппы D_1 прогнозных ресурсов.

Промышленные запасы. – Извлекаемые запасы залежи (месторождения, нефтегазоносного района, области, провинции) категорий $A+B+C_1$ учтенные ЦКЗ отраслевых министерств или утвержденные ГКЗ СССР и принятые на баланс.

Разведанные запасы. – Балансовые и забалансовые запасы категории $A+B+C_1$, апробированные ЦКЗ отраслевых министерств или утвержденные

ГКЗ СССР по залежи, находящейся в разработке или подготовленной для промышленного освоения.

– Балансовые и забалансовые запасы, которые с той или иной степенью достоверности выявлены в результате проведенных исследований и геологоразведочных работ в основном подготовлены для последующей их разработки и доразведки (Ф. А. Гришин, 1975).

Ресурсы

Ресурсы нефти, горючих газов, конденсата (группа D). – Весовое количество нефти и конденсата или объемное количество газа на дату оценки в возможных залежах регионально продуктивных литолого-стратиграфических комплексов на перспективных структурах и прогнозных территориях, приведенные к поверхностным условиям. **Прогнозные ресурсы подгруппы D_1 .** – Ресурсы нефти, газа, конденсата, содержащиеся в возможных залежах литолого-стратиграфических комплексов с доказанной нефтегазоносностью на прогнозной территории – на структурах I порядка, используемые для обоснования наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ и прироста запасов нефти на предстоящую пятилетку и на перспективу (10–15 лет), а также для обоснования долгосрочных схем развития добычи нефти, горючих газов и конденсата.

– Количественная оценка прогноза нефтегазоносности литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых доказана в пределах структур I порядка, ... используемая для обоснования наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ и прироста запасов нефти на предстоящую пятилетку и на перспективу (10–15 лет), а также для обоснования долгосрочных схем развития добычи нефти, горючих газов и конденсата (близк.: МРКОГШ, 1978). Син.: прогнозная оценка подгруппы D_1 .

Прогнозные ресурсы подгруппы D_2 . – Ресурсы нефти, горючих газов, конденсата, содержащиеся в возможных залежах литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых доказана на структурах I порядка, сходных с прогнозными, используемые при планировании региональных работ и выборе направлений ранних этапов поисков.

– Количественная оценка прогноза нефтегазоносности литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых установлена на сходных по геологическому строению с прогнозными структурах I порядка, а также в отдельных изученных свитах в пределах территорий с доказанной нефтегазоносностью, – оценка которого используется при планировании региональных работ и выборе направлений ранних этапов поисков (близк.: МРКОПН, 1978). Син.: прогнозная оценка подгруппы D_2 .

Обозначения

b – пересчетный коэффициент
 B – коэффициент объемного расширения
 $B_{обр}$ – коэффициент объемного расширения нефти ниже давления насыщения
 B_{oi} – коэффициент объемного расширения нефти начальный
 B_{ox} – коэффициент объемного расширения нефти в определенный момент времени
 B_w – коэффициент объемного расширения воды
 C – сжимаемость
 C_t – общая сжимаемость
 E_v – коэффициент охвата по объему
 E_a – коэффициент охвата по мощности
 E_d – коэффициент вытеснения
 f_w – обводненность
 k_o – эффективная проницаемость по нефти
 k_{air} – эффективная проницаемость по воздуху
 k_{eff} – эффективная проницаемость
 k_{rw} – относительная проницаемость по воде
 k_w – эффективная проницаемость по воде
 $(k_w)_{Sor}$ – эффективная проницаемость по воде при пластовой нефтенасыщенности, равной остаточной
 $MOPV$ – подвижный поровый объем (Movable Oil Pore Volume)
 N – геологические запасы нефти
 N_p – накопленная добыча
 p_{iwf} – давление на забое наг. скв.
 p_{iwh} – давление на устье наг. скв.
 p_{wf} – давление на забое доб. скв.
 Q_t – дебит жидкости
 r – радиус
 r_e – радиус дренирования
 r_w – радиус контура питания нагнетательной скважины
 S_{cw} – насыщенность связанной водой
 S_g – газонасыщенность
 S_{gr} – остаточная газонасыщенность
 S_{gx} – газонасыщенность на момент времени
 S_o – нефтенасыщенность
 S_{obr} – нефтенасыщенность при давлении, равном давлению насыщения
 S_{or} – остаточная нефтенасыщенность
 S_{ox} – нефтенасыщенность на момент времени
 S_w – водонасыщенность
 W_i – дебит нагнетательной скважины
 W_p – накопленная закачка
 μ_o – вязкость нефти

t – время

p_e – давление на контуре питания

$\bar{p}$ – среднее давление в пласте

psi – фунты на квадратный дюйм

WOR – водонефтяной фактор, ВНФ (Water Oil Ratio)

ϕ – пористость

Русифицированные обозначения

f_g – обводненность

$k_{ов}$ – относительная проницаемость по воде

$k_{он}$ – относительная проницаемость по нефти

$p_{нас}$ – давление насыщения

$p_{нач}$ – начальное давление

$q_{ж}$ – дебит жидкости

q_n – дебит нефти

S_g – водонасыщенность

$S_{g нач}$ – начальная водонасыщенность

S_{gx} – газонасыщенность на момент времени

$S_{n нач}$ – начальная нефтенасыщенность

S_{nx} – нефтенасыщенность на момент времени

S_{no} – остаточная нефтенасыщенность

$V_{пор}$ – поровый объем

$W_{доб}$ – накопленная закачка

$W_{наг}$ – дебит наг. скважины

D_c – добывающая скважина

H_c – нагнетательная скважина

r_c – радиус скважины

ФВГС – фактическая вертикальная глубина скважины

ПВ – поровой объем

ПППИ – поровое пространство, занятое подвижной нефтью