

Ш.К. Гиматудинов

Справочная книга по добыче нефти

**Москва
«Книга по Требованию»**

УДК 66.0
ББК 35
Ш11

Ш11 **Ш.К. Гиматудинов**
Справочная книга по добыче нефти / Ш.К. Гиматудинов – М.: Книга по Требованию, 2023. – 456 с.

ISBN 978-5-458-36143-9

Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти.

ISBN 978-5-458-36143-9

© Издание на русском языке, оформление
«YOYO Media», 2023
© Издание на русском языке, оцифровка,
«Книга по Требованию», 2023

Эта книга является репринтом оригинала, который мы создали специально для Вас, используя запатентованные технологии производства репринтных книг и печати по требованию.

Сначала мы отсканировали каждую страницу оригинала этой редкой книги на профессиональном оборудовании. Затем с помощью специально разработанных программ мы произвели очистку изображения от пятен, клякс, перегибов и попытались отбелить и выровнять каждую страницу книги. К сожалению, некоторые страницы нельзя вернуть в изначальное состояние, и если их было трудно читать в оригинале, то даже при цифровой реставрации их невозможно улучшить.

Разумеется, автоматизированная программная обработка репринтных книг – не самое лучшее решение для восстановления текста в его первоизданном виде, однако, наша цель – вернуть читателю точную копию книги, которой может быть несколько веков.

Поэтому мы предупреждаем о возможных погрешностях восстановленного репринтного издания. В издании могут отсутствовать одна или несколько страниц текста, могут встретиться невыводимые пятна и кляксы, надписи на полях или подчеркивания в тексте, нечитаемые фрагменты текста или загибы страниц. Покупать или не покупать подобные издания – решать Вам, мы же делаем все возможное, чтобы редкие и ценные книги, еще недавно утраченные и несправедливо забытые, вновь стали доступными для всех читателей.

ЧАСТЬ I

ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

ГЛАВА I

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

Для оценки продуктивности скважин и свойств призабойной зоны коллектора наиболее широко применяют метод установившихся отборов (закачек), технология которого разработана как для фильтрации однородной жидкости при водонапорных режимах, так и для фильтрации в пористой среде газированной жидкости при режиме растворенного газа. В условиях упруго-водонапорного режима эксплуатации коллекторские свойства и строение пластов в удаленных от забоя зонах изучают методом восстановления (падения) забойного давления при прекращении отбора (нагнетания) жидкости из скважины или изменении режима ее работы (метод КВД). Этот метод исследования скважин в условиях режима растворенного газа в настоящее время находится в стадии разработки.

Для исследования строения пластов в условиях упруго-водонапорного режима применяют метод гидропрослушивания, основанный на изучении процессов взаимодействия скважин при изменении режимов их работы.

Быстро развиваются термогидродинамические методы исследования коллекторов призабойной зоны, основанные на изучении тепловых эффектов, наблюдающихся при истечении жидкостей и газов из пористой среды в скважину вследствие проявления эффектов Джоуля — Томсона.

Для изучения строения пласта и призабойной зоны в промысловой практике широко используют методы глубинной дебитометрии. Профили притока и поглощения, построенные по данным скважинных дебитометров, позволяют судить о степени загрязненности пород в процессе вскрытия пластов и об условиях притока жидкостей и газов в скважины.

Упомянутые методы имеют ряд модификаций. Для сокращения времени исследования скважин на приток методом установившихся отборов предложены экспресс-методы снятия индикаторных диаграмм, которые позволяют получить продуктивную характеристику пласта и оценить свойства пород призабойной зоны, не ожидая на каждом режиме установившейся работы скважины. Теоретически они основаны на использовании элементов теории упругого режима и стационарного притока жидкости в скважины.

Экспресс-методы разработаны также для исследования скважин методом КВД. При этом изменение давления в пласте осуществляется путем кратковременного отбора или закачки в скважину некоторого количества жидкостей (как правило, не более одного ее объема). Эти методы обычно применяют для исследования длительно простаивающих скважин.

Предложены также различные модификации методов гидропрослушивания, которые отличаются по характеру возбуждаемых в пласте волн давления — в виде импульсов, гармонических колебаний и др.

При гидродинамических исследованиях скважин получают ценную информацию о свойствах и строении коллекторов для определения свойств пород, изучения строения пласта внутри и вне контура нефтеносности, определения типа коллекторов, строения и свойств призабойной зоны скважин. Гидродинамические методы исследования позволяют оценить трещинную пористость и проницаемость, ориентацию трещин, их среднюю раскрытость, размеры бло-

ков, слагающих трещиноватый коллектор. Успешно используются эти методы для изучения геологической неоднородности пластов, определения текущего положения водонефтяного контакта (ВНК) между исследуемыми скважинами, а также для определения нефтенасыщенности пластов и других целей.

Поэтому наряду с различными методами оценки остаточной нефтенасыщенности пород (удельные отборы нефти из скважин, геофизические измерения и другие) целесообразно использовать результаты исследований, позволяющих судить о степени неоднородности коллекторских свойств пласта в зоне расположения скважин как об одном из свойств, имеющих связь с остаточной нефтенасыщенностью. По результатам исследований неоднородность свойств пород больше в зоне тех скважин, профили притока в которых характеризуются значительной амплитудой колебаний притоков из различных пропластков. Кроме того, следует учитывать, что кривые восстановления давления скважин, эксплуатирующих неоднородные участки пласта, в координатах $\Delta p - \ln t$ обычно имеют вид ломаных линий. Результаты гидродинамических исследований скважин позволяют более обоснованно выбрать, например, технологию кислотной обработки, поскольку существенное значение при этом имеют тип коллектора, строение и свойства призабойной зоны пласта. Точно так же и состав кислотной смеси необходимо выбирать, кроме всего прочего, с учетом строения и свойств призабойной зоны пласта. Если, например, окажется, что трещиноватый карбонатный коллектор сложен нефтенасыщенными блоками малой проницаемости и плохо отдающими нефть, то целесообразен состав кислоты, обладающей высокой способностью капиллярного впитывания в блоки и замедленной реакцией взаимодействия с породой. При этом вероятность более глубокого охвата блоков кислотной обработкой возрастает. Однако следует отметить, что необходимо выбирать методы и объем исследований, дающие достаточную и необходимую информацию для обоснованного проектирования технологии избранного метода воздействия на пласт. Например, недостаточно исследовать неоднородное строение пласта методами математической статистики для проектирования форсированного отбора жидкости из пласта с целью увеличения нефтеотдачи обводненного пласта. Как известно, при форсировании отбора жидкости по некоторым избранным скважинам происходит перераспределение пластового давления и линий тока жидкостей, сопровождающееся включением в разработку ранее слабо дренированных участков пласта. Остаточная нефть в обводненных пластах залегает в тупиковых зонах, у непроницаемых границ и на участках с уменьшенной проницаемостью пород. Поэтому выбирать скважины для форсирования отбора и очередность их перевода на новый режим работы следует с учетом геометрии расположения участков, насыщенных нефтью, т. е. необходимо гидропрослушивание пласта.

Хорошие результаты определения параметров пласта получены при обработке импульсного гидропрослушивания «методом площадей». Сравнительный анализ точности различных методов обработки кривых восстановления давления по гипотетическим скважинам показал, что наибольшей точностью в определении параметров пласта по КВД обладают дифференциальные методы Ю. П. Борисова, И. А. Чарного и И. Д. Умрихина и интегральные И. Д. Умрихина, И. А. Чарного и Б. А. Богачева, Ю. А. Медведева. При высоких темпах падения интенсивности притока жидкости в скважину после ее остановки удовлетворительные результаты дает дифференциальный метод Ф. А. Требина, Г. В. Щербакова, а при средних и малых темпах падения притока хорошие результаты получены при обработке КВД универсальным методом Э. Б. Чекалюка.

УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Метод установившихся отборов используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств пластов в условиях, когда процесс фильтрации в районе скважин с достаточной точностью можно описать уравнениями установившейся фильтрации и,

в частности, формулой Дюпюи (для однофазной фильтрации)

$$Q = \frac{2 \cdot 10^3 \pi k h (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r}} = \frac{2 \cdot 10^3 \pi \varepsilon \Delta p}{\ln \frac{R_k}{r}}, \quad (1.1)$$

где Q — дебит жидкости в пластовых условиях, $\text{см}^3/\text{с}$; $p_{\text{пл}}$ — среднее давление на некотором условном круговом контуре с радиусом R_k (пластовое давление), МПа; $p_{\text{заб}}$ — давление на забое скважины, МПа; r — приведенный радиус скважины; k — усредненная фазовая проницаемость пласта для данной жидкости, мкм^2 ; h — эффективная (работающая) толщина пласта, м; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; ε — коэффициент гидрорепроводности пласта, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$.

Зависимость (1.1), т. е. $Q=f(\Delta p)$, не линейна, так как параметры k , h , μ , R_k и r_0 могут неявно зависеть от Δp . Поэтому параметр $K=Q/\Delta p$, который принято называть коэффициентом продуктивности скважины, строго говоря, не является константой. Однако при фильтрации однофазной жидкости или смеси нефти и воды величина K практически постоянна и при обработке результатов исследований может рассматриваться как константа. Процесс исследования сводится тогда к получению в промысловых условиях зависимости $Q=f(\Delta p)$, т. е. к определению K .

Если K — существенно переменная величина (фильтрация газированной жидкости; трещиноватый пласт-коллектор, в котором проницаемость заметно зависит от давления; проявление неньютоновских свойств пластовой жидкости; многопластовый объект эксплуатации, в котором пластовые давления по отдельным пластам различны, и др.), процесс исследований также сводится к получению экспериментальной зависимости $Q=f(\Delta p)$, но дополняется работами по установлению количественной взаимосвязи между перепадом давления и величинами, которые от него зависят (например, $\mu(p)$, $h(\Delta p)$, $K(p)$ и др.).

Зависимость $Q=f(\Delta p)$, графическое изображение которой принято называть индикаторной диаграммой скважины, получают по данным непосредственного измерения дебита добывающей скважины (или приемистости нагнетательной) и соответствующих значений забойного и пластового давлений последовательно на нескольких (трех или более) достаточно близких к установившимся режимах эксплуатации скважины. Время установления нового режима должно быть достаточным, чтобы в районе данной скважины в радиусе, не меньшем среднего расстояния до ее окружающих соседних, давление в пласте практически не изменялось. Это время, которое ориентировочно можно определить по формулам неустановившейся фильтрации или опытным путем (для каждого объекта), может составлять от нескольких часов до нескольких суток или даже недель. В то же время на весь процесс исследования скважины методом установившихся отборов должно затрачиваться время, в течение которого распределение нефтеводогазонасыщенности пласта в районе скважины существенно не изменяется.

Теория метода достаточно полно разработана для фильтрации однофазной жидкости и смеси двух жидкостей (нефти и воды), фильтрации газа и газожидкостной смеси.

В результате исследований методом установившихся отборов можно определить только коэффициент продуктивности K добывающей скважины (коэффициент приемистости для нагнетательной) или его зависимость от перепада давления.

Для установления гидропроводности пласта ε необходимо независимо оценить R_k и r . Значение R_k без существенного ущерба для точности обычно принимают равным половине среднего расстояния между данной скважиной и соседними окружающими.

Приведенный радиус r , зависящий одновременно от способа вскрытия пластов в скважине и свойств пластов непосредственно в призабойной зоне скважины в первом приближении можно определить одним из известных

аналитических или корреляционных методов (например, методом В. И. Щурова).

Принципиально более точные оценки параметров r и ε можно получить при совместном исследовании скважин методом установившихся отборов и методом восстановления давления.

Для установления фазовой проницаемости необходимо независимыми способами определить вязкость жидкости в пластовых условиях (специальные исследования) и толщину пласта (по данным геофизических исследований).

Метод восстановления давления используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств пластов в их районе, но в условиях ярко выраженной неустановившейся фильтрации жидкости и газа.

К наиболее простым по технологии исследований и обработки их результатов относится остановка скважины, достаточно длительное время работавшей с постоянным дебитом жидкости. Если при ее остановке дебит практически мгновенно изменился до нулевого значения, то процесс восстановления давления на забое скважины достаточно точно описывается следующей формулой:

$$\Delta p = \frac{10^3 Q \mu}{\pi k h} \operatorname{Ei} \left(-\frac{r^2}{4 \kappa t} \right), \quad (1.2)$$

где $\Delta p = p - p_{\text{заб}}$; p — давление на забое скважины в момент t после ее остановки, МПа; $p_{\text{заб}}$ — забойное давление до остановки скважины (установившееся), МПа; κ — коэффициент пьезопроводности пласта в районе скважины (усредненный), м²/с.

Тот же процесс с хорошим приближением описывается другой формулой:

$$\Delta p = \frac{10^{-3} Q \mu}{4 \pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa t}{r^2}. \quad (1.3)$$

Формула (1.3) используется при обработке результатов исследований для указанных условий. Формулы (1.2) и (1.3) в одинаковой мере описывают процесс изменения давления на забое скважины не только при ее остановке, но и при любом скачкообразном изменении дебита. Тогда в правые части формул следует подставить ΔQ (изменение дебита скважины) вместо Q .

Процесс промысловых исследований при скачкообразном изменении дебита сводится к измерению дебита до остановки (или до и после его изменения) и регистрации изменения давления на забое скважины.

Однако, если значительная часть объема ствола работающей скважины заполнена газом, на практике условие мгновенного (скачкообразного) перехода с одного установившегося дебита на другой не соблюдается (например, после остановки насосной скважины в ее ствол продолжает поступать жидкость и приток из пласта затухает лишь постепенно). В таких случаях для обработки материалов исследований применяют более сложные по сравнению с (1.2) и (1.3) соотношения, а сам процесс исследований сводится к получению экспериментальных зависимостей $\Delta p(t)$ и $Q(t)$.

В результате обработки материалов исследований скважины методом восстановления давления определяются комплексные параметры ε и κ/r^2 .

Параметр κ можно оценить по формуле

$$\kappa = \frac{10^{-3} \varepsilon}{h (m \beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}})}, \quad (1.4)$$

где m — пористость пласта; h — толщина пласта, м; $\beta_{\text{ж}}$ — коэффициент сжимаемости пластовой жидкости, МПа⁻¹; $\beta_{\text{п}}$ — коэффициент сжимаемости породы-коллектора, МПа⁻¹.

Величины m , h , $\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{п}}$ определяют по данным независимых исследований (лабораторных и геофизических), а r — по известным κ/r^2 и κ .

Несмотря на то что относительная ошибка определения пьезопроводности по формуле (1.4) может быть весьма значительной (главным образом, за

счет погрешностей оценки $\beta_{ж}$ и $\beta_{п}$), указанный метод расчета r с практической точки зрения вполне приемлем.

Кроме того, следует заметить, что приведенный радиус r с достаточной для практики точностью допустимо определять с погрешностью, достигающей даже нескольких десятков процентов, так как основные параметры, которые в конечном итоге интересуют специалистов (Q , K и др.), зависят от $\ln r$.

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения усредненных значений гидропроводности κ и пьезопроводности μ пластов на участках между исследуемыми скважинами в условиях неустановившейся фильтрации жидкости.

Для исследований выбирают минимум две скважины. Одна из них, по которой контролируется изменение дебита (в большинстве случаев скачкообразное), называется возмущающей, другая, в которой наблюдается изменение забойного давления, вызванное данным возмущением, — реагирующей. В качестве возмущающей может быть использована любая добывающая или нагнетательная скважина, в качестве реагирующей — простаивающая или специально остановленная (до начала исследований) скважина. В одном исследовании может одновременно участвовать несколько реагирующих скважин.

При скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины процесс изменения забойного давления в реагирующей скважине описывается формулой (1.2) с той лишь разницей, что под знаком функции $Ei(-x)$ вместо R — расстояние между реагирующей и возмущающей скважинами.

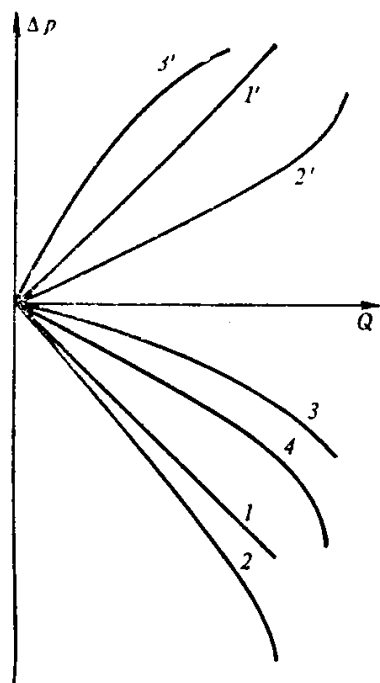
Имеются решения и для периодического и произвольного изменения дебита возмущающей скважины, а также для работающей реагирующей скважины, в которой фиксируется изменение во времени не только забойного давления, но и дебита.

При исследованиях методом гидропрослушивания важно выполнение следующих технологических требований:

1) по реагирующим скважинам до изменения дебита возмущающей скважины должно быть прослежено изменение забойного давления в течение времени, в 1,5 раза и более превышающего предполагаемый период наблюдений после начала возмущения (последний предварительно оценивается расчетным путем по формуле (1.2));

2) для наблюдений за забойным давлением после изменения дебита возмущающей скважины используются лишь те реагирующие скважины, по которым возможна достаточно надежная экстраполяция на этот период динамики забойного давления, зафиксированной до начала возмущения;

3) исследования должны проводиться в обстановке, исключающей в данный период посторонние возмущения, обуславливающие изменение забойных давлений в реагирующих скважинах (пуски или остановки других близко расположенных скважин и т. п.).



ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

Основные типы возможных индикаторных диаграмм для скважин, эксплуатирующих одно-пластовые объекты, приведены на рис. 1.1.

Рис. 1.1. Характерные типы индикаторных диаграмм:

1, 2, 3, 4 — для добывающих скважин; 1', 2', 3' — для нагнетательных скважин

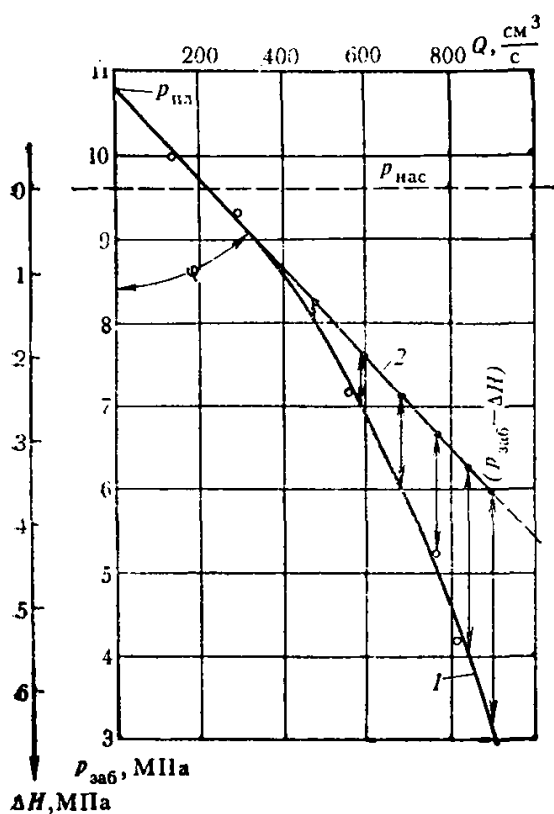


Рис. 1.2. Обработка индикаторной диаграммы при фильтрации в пласте газированной нефти

более сложные формы индикаторных кривых. Это зависит от подключения или отключения отдельных пластов при определенных забойных давлениях, перетоков жидкости между пластами, различных характеров фильтрации жидкости в них и т. п.

Обработка прямолинейных индикаторных диаграмм

При эксплуатации скважиной однопластового объекта данные исследований представляются в табличной форме (данные о забойных давлениях, приведенных к середине интервала перфорации, и дебитах на нескольких режимах) или в виде индикаторной диаграммы, построенной в координатах $Q - p_{заб}$ или $Q - \Delta p_{заб}$.

В данном случае коэффициент продуктивности скважины — величина постоянная $\left(K = \frac{Q}{\Delta p} = \text{tg } \varphi = \text{const} \right)$.

Из формулы (1.1) следует, что

$$\epsilon = \left(10^{-3} K \ln \frac{R_K}{r} \right) / 2\pi. \quad (1.5)$$

Здесь K имеет размерность $\text{см}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$.

По формуле (1.5) определяется коэффициент гидропроводности пласта в районе скважины, если предварительно независимыми способами оценены R_K и r .

Расстояние R_K в практических расчетах принимается равным половине среднего расстояния между данной скважиной и соседними, ее окружающими.

Прямолинейная диаграмма 1 характерна для ламинарной фильтрации однофазной жидкости или водонефтяной смеси, диаграмма 2 (прямолинейная в диапазоне забойных давлений выше давления насыщения нефти газом — $p_{заб} > p_{нас}$ — и криволинейная, с выпуклостью к оси дебитов, в диапазоне $p_{заб} < p_{нас}$) — для фильтрации газированной жидкости на участке $p_{заб} < p_{нас}$.

Диаграммы типа 3 (криволинейные при $p_{заб} > p_{нас}$) указывают на зависимость проницаемости пласта от давления (деформируемые трещины), нарушение ламинарности фильтрационного потока или на совместную зависимость от этих факторов; диаграмма 4 — на проявление указанных факторов при скоростях фильтрации или перепадах давления, превышающих определенные критические значения.

Проявление деформации трещинных каналов при нагнетании в пласт рабочих агентов характеризуется кривой 3', а фильтрация, не соответствующая линейному закону (выпуклость кривой обращена к оси дебитов), — диаграммой 2'.

Для скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты, возможны

ми. Значение r можно определить по одному из известных методов (например, по методу В. И. Щурова).

Пример. В результате исследований скважины установлено, что $K = 2370 \text{ см}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$. Среднее расстояние между данной скважиной и ближайшими окружающими $R_k = 250 \text{ мм}$; приведенный радиус $r = 2,48 \cdot 10^{-5} \text{ м}$. По формуле (1.5)

$$\epsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2370 \cdot \ln \frac{250}{2,48 \cdot 10^{-5}}}{2\pi} = 6,08 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}.$$

Если скважиной эксплуатируется многопластовый объект и индикаторные диаграммы прямолинейны по каждому работающему пласту, последние обрабатываются так же, как и при однопластовом объекте. При этом значения r и R_k предварительно определяют отдельно для каждого пласта. Чтобы найти усредненную проницаемость пласта в районе скважины по известному значению гидропроводности, необходима независимая оценка вязкости жидкости в пластовых условиях (по лабораторным данным) и работающей толщины пласта (по геофизическим данным).

ОБРАБОТКА ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ В ПЛАСТЕ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Установившийся приток газированной нефти к скважине (когда фильтрация происходит в соответствии с линейным законом) можно описать формулой, аналогичной (1.1):

$$Q = \frac{2 \cdot 10^3 \pi k_{\text{нас}} h [(p_k - p_{\text{нас}}) + \Delta H]}{b_{\text{нас}} \mu_{\text{нас}} \ln R_k / r}, \quad (1.6)$$

где Q — дебит жидкости в поверхностных условиях, $\text{см}^3/\text{с}$; $b_{\text{нас}}$, $k_{\text{нас}}$, $\mu_{\text{нас}}$ — соответственно объемный коэффициент, проницаемость и вязкость нефти при давлении, равном давлению насыщения; ΔH — преобразованная функция давления Христиановича, имеющая размерность давления,

$$\Delta H = \int_{p_{\text{заб}}}^{p_{\text{нас}}} \frac{F_n(S_n)}{b'_n \mu'_n} dp, \quad (1.7)$$

где $F_n(S_n)$ — относительная проницаемость для нефти (сложная функция давления); $b'_n(p)$ и $\mu'_n(p)$ — соответственно объемный коэффициент и вязкость при давлении $p < p_{\text{нас}}$.

Формула (1.6) справедлива, когда $p_k > p_{\text{нас}} > p_{\text{заб}}$ (смешанный поток). Если $p_k \leq p_{\text{нас}}$ (нефтегазовая залежь или нефтяная залежь, пластовое давление в которой снижено ниже начального давления насыщения), то в квадратных скобках формулы (1.6) остается только величина ΔH , а верхний предел интеграла (1.7) заменяется на $p_k(p_{\text{пл}})$.

Аналогом коэффициента продуктивности тогда будет

$$K_0 = \frac{Q}{\Delta H} = \frac{2 \cdot 10^3 \pi k_{\text{нас}} h}{b_{\text{нас}} \mu_{\text{нас}} \ln \frac{R_k}{r}}. \quad (1.8)$$

Численно величина K_0 равна тангенсу угла ϕ между индикаторной линией 2, построенной в координатах $Q-\Delta H$ или $Q-[(p_{\text{пл}}-p_{\text{заб}})+\Delta H]$, и осью ординат (рис. 1.2).

Если $p_{пл} > p_{нас} > p_{заб}$, индикаторная диаграмма в координатах $Q-\Delta p$ прямолинейна в диапазоне $p_{пл} > p_{заб} \geq p_{нас}$ и криволинейна при $p_{заб} < p_{нас}$. На прямолинейном участке $K_0 = K$, поэтому коэффициент гидропроводности определяется так же, как и при обычных прямолинейных диаграммах. При $p_{пл} \geq p_{нас}$ начальная гидропроводность пласта определяется исходя из полученного значения K_0 (по той же методике).

Интегрирование (1.7) производится численным методом.

Подынтегральная функция

$$\frac{d\Delta H}{dp} = \frac{F_H(S_H)}{b'_H \mu'_H} = f(p) \quad (1.9)$$

для каждого объекта эксплуатации может быть представлена в виде таблицы или графика. Для ее построения используются результаты исследований зависимостей $\mu_H(p)$, $b_H(p)$, растворимости газа в нефти $\alpha(p)$ и диаграмма относительных проницаемостей $F_H(S_H)$ и $F_G(S_H)$, где S_H — нефтенасыщенность.

Величина F_H , зависящая от S_H , предварительно должна быть представлена в функции давления (также в виде таблицы или графика). При этом существенно важно учитывать то обстоятельство, что выделяющийся в пласте свободный газ может оставаться неподвижным до достижения равновесной газонасыщенности (о проявлении этого фактора можно судить по наличию петли гистерезиса на индикаторных диаграммах, по резкому изменению их формы при переходе из области $p_{заб} > p_{нас}$ в область $p_{заб} < p_{нас}$ и по форме диаграмм относительных проницаемостей). Связь между F_H и давлением в области газонасыщенности, превышающей равновесную, можно установить при помощи уравнения

$$\frac{(\Gamma - \alpha p) \mu_G}{p b_H \mu_H} = \frac{F_G(S_H)}{F_H(S_H)}, \quad (1.10)$$

где Γ — газовый фактор (общее количество газа в кубометрах растворенного в 1 м³ нефти при давлении, равном давлению насыщения), м³/м³; α — коэффициент растворимости, МПа⁻¹; p — давление, МПа; μ_G — вязкость газа, МПа·с.

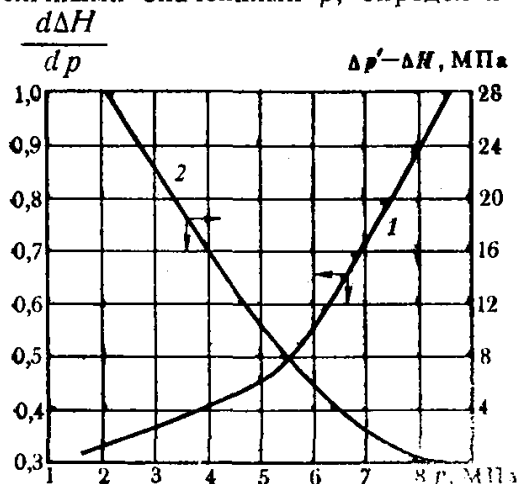
Левая часть уравнения (1.10) — однозначная функция давления, правая — функция нефтенасыщенности (эту функцию легко можно получить из диаграмм относительных проницаемостей). Задаваясь последовательно различными значениями p , определяя для каждого из них (по экспериментальным данным) величины α , b_H , μ_H и μ_G и в целом левую часть уравнения, получим значения F_G/F_H .

По зависимости $f(S_H) = F_G/F_H$ определяют значения S_H , а по S_H , пользуясь диаграммой относительных проницаемостей, — F_H .

В области газонасыщенности, не превышающей равновесную, величину S_H при заданном давлении p приблизительно можно определить по следующей формуле:

$$S_H = \frac{b_i}{b_H + \frac{1}{p} (\Gamma - \alpha p)}, \quad (1.11)$$

Рис. 1.3. Зависимость подынтегральной функции $d\Delta H/dp$ и поправки $(\Delta p' - \Delta H)$ от давления



где b_H и α определяются по имеющимся зависимостям $b_H(p)$ и $\alpha(p)$.

ТАБЛИЦА 1.1
РАСЧЕТ ФУНКЦИИ ΔH

Номера точек	$p_{\text{заб}}, \text{ МПа}$	$\Delta p' = p_{\text{нас}} - p_{\text{заб}}, \text{ МПа}$	$p_{\text{п}} - p_{\text{п}-1}, \text{ МПа}$	$\frac{d\Delta H}{dp}$	$\frac{d\Delta H}{dp} (p_{\text{п}} - p_{\text{п}-1})$	$\Delta H, \text{ МПа}$	$\Delta p' - \Delta H, \text{ МПа}$
1	9,6	—	—	1	—	—	—
2	9	0,6	0,6	0,89	0,567	0,567	0,043
3	8	1,6	1	0,715	0,802	1,37	0,23
4	7,5	2,1	0,5	0,66	0,344	1,71	0,39
5	7	2,6	0,5	0,55	0,302	2,02	0,58
6	6,5	3,1	0,5	0,4	0,260	2,27	0,83
7	6	3,6	0,5	0,46	0,238	2,51	1,09
8	5	4,6	1	0,41	0,435	2,95	1,65
9	4	5,6	1	0,375	0,392	3,34	2,26
10	3	6,6	1	0,335	0,355	3,69	2,91

Пример. Полученная при исследовании скважины индикаторная диаграмма в координатах $Q-p_{\text{заб}}$ приведена на рис. 1.2 (кривая 1). Пластовое давление $p_{\text{пл}}=10,8$ МПа, давление насыщения нефти газом $p_{\text{нас}}=9,6$ МПа. Зависимость подынтегральной функции $d\Delta H/dp$ от давления, построенная по данным исследования процесса разгазирования нефти и исследований относительных проницаемостей, приведена на рис. 1.3 (кривая 1).

Проведем интегрирование для точек, соответствующих забойным давлениям 9; 8; 7; 7,5; 6; 6,5; 5; 4 и 3 МПа.

Значения подынтегральной функции $d\Delta H/dp = F_{\text{п}}/(b'_{\text{п}}\mu'_{\text{п}})$ для этих точек, взятые по графику рис. 1.3 (кривая 1), приведены в пятой графе табл. 1.1. Интегрирование проводится методом трапеций. Расчетные данные приведены в табл. 1.1.

В последней графе даны величины $(\Delta p' - \Delta H)$, характеризующие дополнительный перепад между пластовым и забойным давлениями, обусловленный разгазированием нефти в пласте.

График зависимости $(\Delta p' - \Delta H)$ от давления (рис. 1.3, кривая 2) универсален для скважин данного объекта, эксплуатируемых при $p_{\text{пл}} > p_{\text{нас}} > p_{\text{заб}}$ и дающих нефть с идентичными характеристиками.

Если $p_{\text{пл}} < p_{\text{нас}}$, можно построить универсальные для данного объекта палетки аналогичных графиков для различных значений $p_{\text{пл}}$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ИХ РАБОТЫ

Определение параметров трещиновато-пористых пластов с учетом изменения проницаемости от давления в пласте. Лабораторными и промысловыми исследованиями установлено, что в трещиноватых коллекторах при изменениях пластового давления происходит изменение проницаемости пород, особенно трещинной проницаемости. Изменение трещинной проницаемости k_1 и проницаемости пористой среды k_2 можно представить соответственно следующими зависимостями:

$$k_1 = k_{01} \exp [-a_1 (p_0 - p)]; \quad (1.12)$$

$$k_2 = k_{02} \exp [-a_2 (p_0 - p)].$$

Здесь k_1 , k_2 — соответственно коэффициенты проницаемости трещиноватой и пористой сред блоков при текущем пластовом давлении p ; k_{01} , k_{02} — то же, при начальном пластовом давлении p_0 ; a_1 , a_2 — коэффициенты изменения проницаемости от давления соответственно трещиноватой и пористой сред.

Дебит скважины, вскрывшей трещиновато-пористую среду, состоит из двух составляющих: из дебита q_1 , получаемого по трещинам породы, и из дебита q_2 , получаемого по порам. После подстановки зависимостей проницаемостей (1.12) от давления в закон Дарси в дифференциальной форме и интегрирования в известных пределах получим формулы притока к скважине, вскрывшей трещиновато-пористый пласт, с учетом зависимостей проницаемостей сред от давления:

$$Q = q_1 + q_2 = \frac{2\pi k_{01}h}{\mu} \cdot \frac{\exp[-\alpha_1(p_0 - p_K)] - \exp[-\alpha_1(p_0 - p_c)]}{\alpha_1 \ln(R_K/r_c)} + \\ + \frac{2\pi k_{02}h}{\mu} \cdot \frac{\exp[-\alpha_2(p_0 - p_K)] - \exp[-\alpha_2(p_0 - p_c)]}{\alpha_2 \ln(R_K/r_c)}. \quad (1.13)$$

Здесь p_0 , p_K , p_c — соответственно начальное пластовое, текущее контурное и забойное давления; μ , h — соответственно вязкость нефти и толщина пласта.

По данным промысловых исследований скважин на установившихся режимах строится индикаторная линия, по которой определяются параметры в целом для пласта. Раздельное определение параметров трещин и пористых блоков по суммарной индикаторной линии затруднительно. Это возможно, если сочетать результаты промысловых испытаний с лабораторными исследованиями. Однако в этом часто и нет необходимости, поскольку трещинная проницаемость значительно превосходит по своей величине проницаемость пористой среды породы. При этом суммарный дебит Q скважины примерно равен дебиту, получаемому по трещинам q_1 , т. е. $Q \approx q_1$. Тогда формула притока однородной жидкости к скважине представится в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} q &= K \Delta u, \quad K_1 = \frac{2\pi k_1 h}{\mu \ln(R_K/r_c)}, \\ k_1 &= k_{01} \exp[-\alpha_1(p_0 - p_K)], \\ \Delta u &= \frac{1 - \exp[-\alpha_1(p_0 - p_c)]}{\alpha_1}. \end{aligned} \right\} \quad (1.14)$$

Здесь K_1 — текущий коэффициент продуктивности, функция пластового давления, независимая от изменений забойного давления.

Для сопоставления коэффициентов продуктивности K_1 , полученных в одной и той же скважине в разное время, необходимо сводить их к условному коэффициенту продуктивности, соответствующему начальному пластовому давлению:

$$K_{01} = K_1 \exp[\alpha_1(p_0 - p_K)]. \quad (1.15)$$

Если определенные таким образом значения коэффициентов продуктивности на различные даты будут различны, то это будет свидетельствовать о наличии необратимых процессов, происшедших в призабойной зоне (необратимая деформация пласта, засорение механическими примесями, выпадение парафина и т. д.).

Таким образом, процесс притока или расхода в трещиноватом пласте при изменении проницаемости обусловлен коэффициентом продуктивности K_{01} (а следовательно, и проницаемостью) при начальном пластовом давлении и коэффициентом изменения проницаемости α_1 .

Для определения этих параметров применяется графоаналитический способ.

На фактической индикаторной диаграмме определяются две площади f_1 и f_2 :

$$f_1 = \int_0^{\Delta p_1} Q d(\Delta p), \quad f_2 = Q_i \Delta p_i, \quad \Delta p_i = p_K - p_{ci}. \quad (1.16)$$