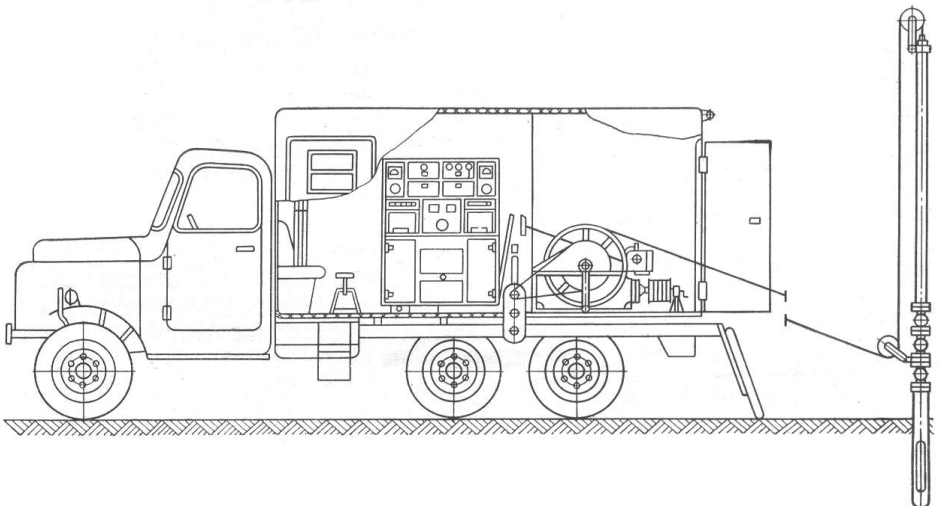
КОНСПЕКТ

лекций по курсу
«Гидродинамические методы исследования нефтяных скважин»
для ОАО «Томскнефть»



СОДЕРЖАНИЕ

	С.
1. Цели гидродинамических методов исследования скважин	2
2. Задачи промысловых исследований	4
3. Гидродинамические параметры пластов и скважин	5
4. Условия применения гидродинамических исследований скважин и пластов	7
5. Исследования скважин при установившихся режимах работы	8
5.1 Теоретические основы проведения и интерпретации результатов исследования скважин на установившихся режимах эксплуатации	8
5.2 Последовательность проведения исследований	9
6. Примеры определения параметров пласта по индикаторным диаграммам	20
7. Исследование скважин при неустановившихся режимах работы (со снятием кривых восстановления давления на забое)	25
7.1 Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления без учета притока жидкости к забою после ее остановки	25
7.2 Обработка результатов исследования со снятием кривой восстановления давления и с учетом притока жидкости к забою после остановки скважины	29
7.2.1 Интегральный метод Э. Б. Чекалюка	29
7.2.2 Дифференциальный метод Ю. Н. Борисова	30
7.3 Экспресс-метод	31
7.4 Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления на забое при эксплуатации трещиноватых пластов	34
7.5 Метод гидропрослушивания	35
8. Примеры обработки результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления.	39
9. Технология гидродинамических исследований скважин и пластов	51
9.1 Исследование добывающих и нагнетательных скважин при установившихся режимах работы (методом установившихся отборов)	52
9.2 Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом восстановления (падения) забойного давления	53
9.3 Исследование скважин, оборудованных ШСН и ЭЦН	54
9.4 Исследование наблюдательных и пьезометрических скважин экспресс-методами	57
10. Глубинные автономные манометры	57
10.1 Геликсные манометры	59

10.2 Пружинно-поршневые манометры 61
10.3 Компенсационные манометры и дифманометры 62
11. Приборы для измерения расхода жидкости и газа. 64
11.1 Дебитомеры с управляемым пакером 65
11.2 Комплексные приборы 67
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 69

1. Цели гидродинамических методов исследования скважин

Основная цель исследования залежей и скважин — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.

Исследования можно подразделить на *первичные*, *текущие* *и специальные*. ***Первичные исследования*** проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки. ***Текущие исследования*** осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит в получении сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др. ***Специальные исследования*** вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрипластового горения и т. д.).

Выделяют *прямые* и *косвенные методы исследования*. К ***прямым*** относят непосредственные измерения давления, температуры, лабораторные методы определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины. Большинство параметров залежей и скважин не поддается непосредственному измерению. Эти параметры определяют косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами. ***Косвенные*** методы исследования по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяют на:

- промыслово-геофизические,
- дебито- и расходометрические,
- термодинамические
- гидродинамические.

При ***промыслово-геофизических*** исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются:

- электрические свойства пород (электрокаротаж),
- радиоактивные (радиоактивный каротаж — гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронные каротажи),
- акустические (акустический каротаж),
- механические (кавернометрия) и т. п.

Промыслово-геофизические исследования позволяют определить пористость (поровую, трещинную, кавернозную), проницаемость, нефтеводогазонасыщенность, толщину пласта, отметки его кровли и подошвы, литологию и глинистость пород, положения водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного котакта (ГНК) и их продвижения, интервалы обводнения, состав жидкости в стволе скважины и его изменение (гамма-плотнометрия, диэлькометрическая влагометрия, резистивиметрия и др.), скорость движения и распределение закачиваемых в пласт агентов (метод радиоактивных изотопов, индикаторные методы и др.), выявить работающие интервалы пласта, установить профили притока и поглощения (скважинная дебито- и расходометрия, термометрия, фотоколориметрия, определение содержания ванадия и кобальта в нефти), определить техническое состояние скважины (качество цементирования, негерметичность обсадных труб, наличие межпластовых перетоков, толщина стенок труб, дефекты в них, местоположение интервалов перфорации, элементов оборудования, муфт и забоя скважины, место отложения парафина, осадка и др.). Эти

исследования выполняют геофизические организации. К геофизическим исследованиям относят также скважинные дебиторасходометрические и термодинамические исследования.

Скважинные ***дебито- и расходометрические исследования*** позволяют выделить в общей толщине пласта работающие интервалы и установить профили притока в добывающих и поглощения в нагнетательных скважинах. Обычно эти исследования дополняются одновременным измерением давления, температуры, влагосодержания потока (доли воды) и их распределения вдоль ствола скважины. Для исследования на электрическом кабеле в работающую нагнетательную скважину спускают скважинный прибор — ***расходомер*** (в добывающую скважину - ***дебитомер***), датчик которого на поверхность подает электрический сигнал, соответствующий расходу жидкости.

Прибор перемещают в скважине периодически с определенным шагом (около 1 м) от точки к точке. В каждой точке измеряется суммарный расход. По данным измерения строят диаграмму интенсивности (расходо- или дебитограмму) или преимущественно профиль поглощения (притока) жидкости , что позволяет определить работающие интервалы, их долевое участие в общем расходе (дебите) жидкости, охват разработкой по толщине пласта (отношение работающей толщины пласта к нефтенасыщенной и перфорированной), эффективность проводимых в скважине работ по воздействию на призабойную зону пласта. При наличии измерения забойного давления можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) каждого интервала или в случае исследований при нескольких режимах работы скважины — построить для них индикаторные линии.

Термодинамические исследования скважин позволяют изучать распределение температуры в длительно простаивающей (*геотерма*) и в работающей (*термограмма*) скважине, по которому можно определять геотермический градиент, выявлять работающие и обводненные интервалы пласта, осуществлять анализ температурных процессов в пласте (при тепловом воздействии, закачке холодной воды) и выработки запасов нефти при заводнении, контролировать техническое состояние скважин и работу подземного скважинного оборудования. Расходо- и термометрия скважин позволяют также определить места нарушения герметичности колонн, перетоки между пластами и др.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов по данным о величинах дебитов жидкостей и газа, о давлениях на забоях или об изменении этих показателей, а также о пластовой температуре во времени позволяют определять параметры пластов и скважин. Определение параметров пластов по данным указанных исследований относится к так называемым ***обратным задачам гидродинамики***, при решении которых по измеряемым величинам на скважинах (дебиты, давления, температура) устанавливаются параметры пластов и скважин (проницаемость, пористость, пъезопроводность пласта, несовершенство скважин и др.).

Целью гидродинамических исследований на стадии промышленной разведки месторождений является получение возможно полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки.

С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, ибо они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как пластовые давления, температуры, притоки жидкости и т. д.

Задача определения абсолютных значений этих величин с необходимой точностью, а также изучения характера их изменения во времени и пространстве (по разрезу и площади залежи) является основной задачей специальной области ***измерительной техники***, связанной с проведением измерений в скважинах и получившей название ***глубинной***. Методы и средства глубинных измерений указанных величин (исходных параметров) имеют существенные особенности, определяемые как целями и видом исследования, так и специфическими условиями эксплуатации приборов в различных скважинах.

В связи с широким внедрением новых видов гидродинамических исследований, возрастанием их роли в области контроля и регулирования процессом разработки месторождений непрерывно совершенствуется и техника глубинных измерений. За последние годы в нашей стране и за рубежом разработаны различные глубинные приборы для измерения давлений, температур, уровней, расходов и других величин; созданы специальные устройства

для проведения глубинных измерений в скважинах; разработаны полевые самоходные лаборатории для проведения комплексных измерений и т. д.

Тенденции развития техники контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений таковы, что промысловые исследования будут иметь в последующие годы все более важное практическое значение, а служба исследований непрерывно будет совершенствоваться и расширяться. Предусмотренное усиление работ по изысканию новых, более эффективных методов разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений по значительному повышению степени извлечения нефти и газового конденсата из недр потребует для своего осуществления создания информационно-измерительных систем, обеспечивающих действенный контроль за ходом процессов выработки продуктивных пластов, а также комплекса глубинных приборов для оценки эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и газа. Поэтому все большее значение приобретают и вопросы, связанные с методами глубинных измерений исходных параметров, теоретическими и физическими принципами создания глубинных приборов, техникой проведения измерений в скважинах.

2. Задачи промысловых исследований

Для подсчета запасов нефти и газа, составления проектов разработки объектов, установления технологических режимов работы скважин и пластов и решения вопросов оперативного регулирования необходим следующий комплекс сведений.

1. ***Горногеометрическая характеристика пласта и залежи***: глубина залегания, площадь распространения, положение непроницаемых границ и включений и их протяженность, начальное положение контуров нефтеносности, степень и характер расчленения пласта по разрезу, эффективная мощность пласта h и характер ее изменения по площади и т. д.

2. ***Гидродинамические и коллекторские свойства пласта***: пористость $\boldsymbol{m}$, проницаемость $\mathbf{k}$, пьезопроводность χ, гидропроводность $\boldsymbol{\varepsilon}$, продуктивность $\boldsymbol{K}$, нефтенасыщенность $\boldsymbol{\sigma_н}$, и газонасыщенность $\boldsymbol{\sigma_г}$ начальное и текущее давления и т. п.

3. ***Физико-химические характеристики пластовых жидкостей и газов***: вязкость μ, плотность ρ, давление насыщения и другие, а также зависимости их от давления, температуры и газонасыщенности.

Процессы фильтрации жидкостей и газов в реальных пластах из-за значительной изменчивости их гидродинамических свойств чрезвычайно сложны. Поэтому для изучения и управления процессами добычи необходима информация не только о начальном состоянии залежи, но и о закономерностях изменения указанных параметров при разработке месторождения.

Одной из главных задач гидродинамических исследований на стадии промышленной разведки является выявление общей картины неоднородностей пласта по площади.

На стадиях пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения ***задачами гидродинамических исследований являются***:

1) уточнение данных о гидродинамических свойствах разрабатываемого объекта, необходимых для дальнейшего проектирования;

2) получение информации о динамике процесса разработки, необходимой для его регулирования;

3) определение технологической эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (обработка призабойных зон скважин, гидроразрыв и т. д.).

Каждым из указанных видов исследования (геологические; геофизические; гидродинамические и лабораторные) не обеспечивается получение всего комплекса сведений и тем более с одинаковой достоверностью. Только в результате сочетания различных методов можно определить параметры, характеризующие начальное и текущее состояния процесса разработки, с той степенью достоверности, которая может быть достигнута при современном уровне теории и техники промысловых исследований.

Для получения полной информации необходимы систематическое исследование и контроль за процессом добычи на всех стадиях разработки месторождения: от разведки до промышленной эксплуатации включительно. Как известно, на стадии разведки из-за небольшого числа разведочных скважин невозможно учесть все детали строения продуктивного пласта и изменения его гидродинамических свойств. При проектировании принимаются

осредненные параметры, характеризующие свойства пластов и пластовых жидкостей. Поэтому в проектах разработки не учитывается вся совокупность геологических и физико-химических факторов, влияющих на процесс разработки месторождения.

При освоении залежи объём информации возрастает, что позволяет составить более полную картину неоднородности пласта и внести необходимые коррективы в проект разработки. Чтобы выбранная система разработки полнее соответствовала выявляющейся картине неоднородности, в процессе эксплуатации месторождения необходимо осуществлять ее регулирование принять меры к изменению принятой системы, ибо только тогда обеспечиваются наиболее высокие технико-экономические показатели разработки залежи.

Эффективность мероприятий по регулированию процесса добычи также зависит от детального знания свойств пластов и о ходе процессов их разработки. Эти сведения могут быть получены с помощью исследований и контроля за добычей нефти.

В общем случае ***система контроля процесса добычи нефти*** должна обеспечить получение данных, достаточных для установления текущих значений следующих факторов:

1) распределения запасов нефти и газа по площади и разрезу залежи;
2) распределения давления по площади каждого пласта и в отдельных случаях - в прилегающей к залежи законтурной области пласта;
3) распределения притоков и поглощений нефти, воды и газа по разрезу;
4) распределения коэффициентов продуктивности и приемистости по интервалам.

3. Гидродинамические параметры пластов и скважин

Для решения многих практических задач, связанных с проектированием и разработкой НГМ, а также с установлением режимов эксплуатации отдельных скважин, необходимо определить параметры, характеризующие гидродинамические свойства скважин и пластов: продуктивность скважин, гидропроводность пласта, пьезопроводность пласта, коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

1) коэффициент продуктивности добывающей скважины – отношение ее дебита Q к перепаду между пластовым и забойным давлением, соответствующими этому дебиту – показывает на сколько может измениться дебит скважины при изменении депрессии на пласт на единицу.

$$K = \frac{Q}{(P_{пл} - P_c)}, \tag{3.1}$$

Размерности $[K] = \frac{м^3}{сут \cdot МПа}$; $\frac{т}{сут \cdot МПа}$; $\frac{м^3}{сут \cdot кгс/см^2}$; $\frac{т}{сут \cdot кгс/см^2}$

В литературе обозначение коэффициента продуктивности можно встретить через греческую букву **η** .

Из формулы Дюпюи коэффициент продуктивности может быть определен как

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \tag{3.2}$$

Для нагнетательной скважины определяют аналогичный коэффициент - к**оэффициент приемистости нагнетательной скважины:**

$$K' = -\frac{Q_в}{(P_{пл} - P_c)}; \tag{3.3}$$

$Q_в$ – расход воды, закачиваемой в данную скважину.

2) коэффициент гидропроводности пласта

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}; \quad [\varepsilon] = \frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}; \ \frac{Д \cdot м}{мПа \cdot с} \tag{3.4}$$

К и ε связаны между собой.

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln\frac{R_к}{r_c}}. \tag{3.5}$$

3) подвижность жидкости в пласте k/μ

Определение данного параметра необходимо в случае исследования притока к скважинам нефтей, обладающих структурно-механическими свойствами (аномально- и сверханомально-вязкие нефти)

$$[\frac{к}{\mu}] = \frac{мкм^2}{мПа \cdot с}; \ \frac{Д}{мПа \cdot с} \tag{3.6}$$

4) коэффициент проницаемости пласта k – важнейшая гидродинамическая характеристика пористой среды – характеризует суммарную площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации, на единичной площади фильтрации.

[k]=м^2 , мкм^2, Д, мД. 1Д=1000мД=1,02мкм^2=1,02·10^{-12} м^2.

Способы определения коэффициента проницаемости **k**:

- Лабораторный - через образец пористой среды длиной ***l***, площадью поперечного сечения ***F***, пропускается жидкость или газ вязкостью ***μ***, с объемным расходом ***Q***, при перепаде давления на входе P_1 и выходе P_2 этого образца ***ΔP***. Тогда согласно закона Дарси:

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{l}, \quad \Delta P = P_1 - P_2 \tag{3.7}$$

$$k = \frac{Q\mu l}{F\Delta P}; \tag{3.8}$$

Преимущество этого способа - наиболее точный, недостаток - показывает значение К только в точке отбора керна.

- Геофизический – определяют при проведении геофизических работ в скважине. Преимущество этого способа - характеризует большую область пласта (осредненно), но только на несколько сантиметров от ствола скважины

- ***Гидродинамический*** - позволяет количественно оценить проницаемость призабойной зоны пласт (ПЗП), удаленной зоны пласта и всего пласта в зоне дренирования скважины, но данный способ определения коэффициента проницаемости менее точный чем лабораторный.

5) коэффициент пьезопроводности пласта χ - характеризует способность пласта к передаче возмущений (изменений давления), вызванных изменением режима эксплуатации. Или, характеризует скорость перераспределения давления в пласте в условиях упругого режима. Для однородного пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} - \beta_c)} = \frac{k}{\mu\beta^*} \text{ - формула Щелкачева;} \tag{3.9}$$

[χ]= $\frac{м^2}{с}, \frac{см^2}{с}$ [χ]=10^{-2}…10^{2} м^2/с –для реальных пластов.

где $\beta_{ж}$ и β_c - соответственно коэффициент сжимаемости жидкости и пласта;

β^* - коэффициент упругоемкости пласта; Па$^{-1}$ или см^2/кгс;

m – эффективная пористость, доли единицы.

6) гидродинамическое совершенство скважины характеризуется:

а) приведенным радиусом скважины

Приведенный радиус скважины – это радиус такой воображаемой скважины, которая в аналогичных условиях дает такой же дебит, что реальная скважина.

$$r_{пр}=r_c \cdot e^{-c}, \qquad \text{где } c=c_1+c_2 \tag{3.10}$$

б) коэффициентом совершенства $$\alpha = \frac{\lg \sigma_{ср}/r_c}{\lg \sigma_{ср}/r_{пр}} \tag{3.11}$$

4. Условия применения гидродинамических исследований скважин и пластов

Информация, получаемая по данным промыслово-геофизических исследований скважин и лабораторных исследований образцов горных пород, не достаточно точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые резко могут изменяться по площади его распространения, т.к. объем исследуемой зоны составляет незначительную долю от объема пласта. Кроме того, определение комплексных гидродинамических параметров (ε, χ) расчетным путем по данным геофизических и лабораторных исследований, как правило, не позволяет получить достоверную информацию об осредненных значениях ε и χ пласта в районе исследуемой скважины или на участках между несколькими скважинами.

В этом смысле существенное преимущество перед геофизическими и лабораторными методами изучения пластов имеют ***гидродинамические исследования***, основанные на непосредственных измерениях ***дебита, давления и расстояния между скважинами***.

По данным гидродинамических исследований можно определить численные значения параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов, а также определить особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ).

В то же время, имея дополнительные данные, получаемые по результатам лабораторных и геофизических исследований о вязкости жидкости и толщине пласта, можно достаточно точно определить осредненную проницаемость пласта в районе исследуемой скважины или на участке между двумя скважинами.

В настоящее время разработаны и в разной степени внедрены промышленностью следующие г**идродинамические** методы исследования скважин и пластов.

а) исследование скважин при установившихся* режимах работы (исследование на приток);

Заключается в последовательном изменении режима эксплуатации скважины и измерении на каждом установившемся режиме Q и соответствующего ему P_c.

Используют: 1) при исследовании добывающих и нагнетательных скважин;

2) при фильтрации в пласте однофазной жидкости или газа, а также водонефтяной и нефтегазовой смесей.

Цель: определить К (К') скважины, ε,k.

б) исследование скважин при неустановившихся режимах или со снятием кривых изменения давления на забое (после закрытия скважин на устье, смены режимов их работы или после изменения статического уровня в скважине);

Заключается: в прослеживании изменения забойного давления после остановки или пуска скважины в эксплуатацию или при изменении режима ее работы, в условиях проявления в пласте упругого режима.

Применяют: 1) при исследовании добывающих и нагнетательных скважин;

2)при фильтрации в пласте однофазной жидкости или газа, а также водонефтяной смеси.

Цель: определить ε,k, χ ,α, и К.

в) исследование скважин на взаимодействие (одна или несколько скважин являются возмущающими, а другие — реагирующими), этот способ иногда называется ***методом гидропрослушивания***;

Предназначен для установления гидродинамической связи между исследуемыми скважинами.

Заключается: в наблюдении за изменением давления давления в одной из них (пьезометрической или простаивающей) при создании возмущения в другой (добывающей или нагнетательной).

Используют: при фильтрации в пласте однофазной жидкости или водо-нефтяной смеси.

Цели: определить ε и æ пласта в районе исследуемых скважин.

г) определение профиля притока (расхода) и параметров по разрезу пласта;

д) контроль за текущей нефтенасыщенностью пласта при вытеснении нефти водой.

*Понятие «установившиеся режимы» предусматривает практическую неизменность показателей работы скважин в течение нескольких суток.

5. Исследования скважин при установившихся режимах работы

5.1 Теоретические основы проведения и интерпретации результатов исследования скважин на установившихся режимах эксплуатации

Метод начали использовать с 1930 года.

Цель исследования – определение режима фильтрации нефти (газа) в ПЗП, определение гидропроводности, продуктивности, проницаемости ПЗП.

Задачи исследований: исследовать скважину на установившихся режимах – это найти зависимость между:

- дебитом скважины и забойным давлением $\mathbf{Q=f(P_{заб})}$,
- дебитом скважины и депрессией на пласт $\mathbf{Q=f(P_{пл}-P_{заб})}$.

Графическое изображение этих зависимостей называется ***индикаторными линиями.***

Особенности исследований – дебит скважины (фильтрация жидкости в пласте) определяется перепадом давления (депрессией на пласт), который имеет место между давлением на контуре питания ($P_{пл}$) и на забое скважины ($P_{заб}$). Распределение давления по пласту от скважины к контуру питания имеет вид логарифмической зависимости (Рис 5.1). Вращение этой линии вокруг оси скважины образует ***воронку депрессии***.

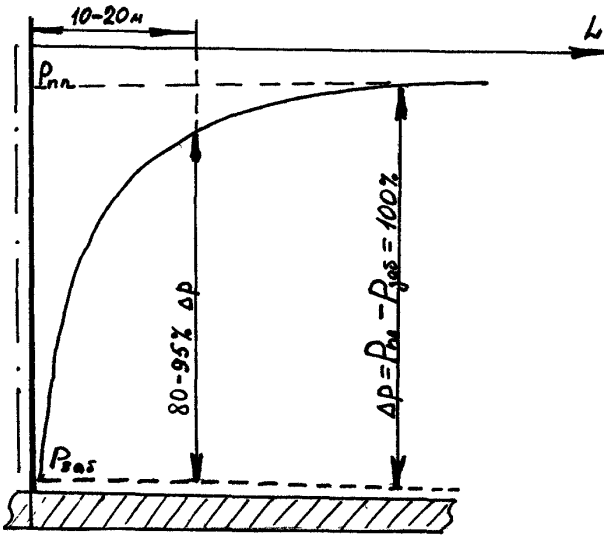


Рис. 5.1. График распределения давления по пласту от скважины к контуру питания

Из рис.5.1. видно, что основной перепад давления (80%-95%) тратится на преодоление сил трения на расстоянии до10-20 м от скважины.

Таким образом, проводя исследования на установившихся режимах, мы определим ***параметры пласта в призабойной зоне скважины (ПЗС).***

Данный вид исследования скважин основан на трех допущениях:

1 допущение – метод основан на допущении, что скважину можно окружить коаксильной цилиндрической поверхностью некоторого радиуса $R_к$, на котором в период исследований сохраняется постоянное давление $P_{пл}$. Для нефтяного пласта за контур питания скважины обычно принимаем окружность со средним радиусом, равным половине расстояния до соседних скважин.

2 допущение – возмущения, произведенные в скважине не передаются за пределы этой зоны.

3 допущение – режим эксплуатации скважины считается установившимся, если дебит и забойное давление с течением времени практически не изменяются.

Время перехода с одного режима на другой режим называется ***периодом стабилизации***.

Период стабилизации может определятся минутами, часами, сутками и зависит от многих факторов. Период стабилизации рекомендуют определять по формуле:

$$T_{стаб} = (0{,}12 - 0{,}15)\frac{R_k^2}{\chi}, \qquad (5.1)$$

где $R_к$ – радиус контура питания;

æ – пьезопроводность пласта, $см^2/с$.

При прочих равных условиях $T_{стаб}$ меньше при фильтрации в пласте однофазной жидкости и больше при фильтрации газированной жидкости.

Таким образом, для одиночной скважины с круговым контуром питания для радиального притока жидкости к скважине справедлива формула Дюпии:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \qquad (5.2)$$

где Q – дебит скважины, $см^3/с$;

k – проницаемость продуктивного пласта, $мкм^2$;

$P_{пл}$, $P_{заб}$ – пластовое и забойное давление, $кгс/см^2$;

h – толщина пласта, см;

μ - вязкость жидкости, мПа·с;

$R_к$ – радиус контура питания, м;

$R_с$ – радиус скважины, м.

Теоретической основой проведения данного вида исследования скважин является **уравнение притока**:

$$Q=K(P_{пл}-P_{заб}), \qquad (5.3)$$

где К – коэффициент продуктивности

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{Q}{(P_{пл} - P_{заб})} \qquad (5.4)$$

5.2 Последовательность проведения исследований

<u>1. Устанавливают несколько режимов работы скважины</u> (обычно не менее 4 режимов – для построения индикаторной диаграммы и качественной интерпретации графика).

Как правило это достигается принудительным изменением дебита скважины и для каждого дебита определяют $P_{заб}$ (ΔP).

Для газовых скважин – это установление штуцеров различного диаметра на устье скважины.

Для нефтяных скважин:

а) установление штуцеров на устье скважины в выкидной линии при фонтанном и артезианском способе эксплуатации.

Б) изменение режима работы погружных насосов при механизированном способе эксплуатации.

Изменение режима эксплуатации ***ШСНУ*** можно достигнуть:

- изменением длины хода полированного штока (**l**);
- изменением числа качаний балансира (**n**);
- одновременным изменением длины хода штока и числа качаний.

Если этими способами не удается изменить дебит (что возможно в случаях, когда при всех комбинациях **l** и **n** теоретическая подача насоса превышает приток жидкости из пласта) прибегают изменению глубины подвески насоса. В этих случаях на всех режимах $H_{дин}$ жидкости как правило, остается на приеме насоса и $P_{заб}$ определяется по гидростатической формуле:

$$P_{заб}=\rho g(H-H_{дин}) \qquad (5.5)$$

На скважинах, ***оборудованных ЭЦН*** изменение режима эксплуатации производится чаще всего уменьшением или увеличением устьевого противодавления путем смены штуцера или прикрытием задвижки на выходе.

На большинстве месторождений (объектов), разрабатываемых при $P_{пл}>P_{нас}$, скважины эксплуатируются на каждом режиме 1…5 суток. Дебит и давление измеряют в конце периода установления. После этого скважину переводят на новый режим.

Режим эксплуатации ***нагнетательных скважин*** изменяют с помощью регулирующих устройств на насосной станции, а забойное давление определяют по манометру, установленному на устье.

<u>2. Замеряют необходимые значения параметров.</u>

При исследовании замеряют:

а) дебит нефти (газа);
б) пластовое давление;
в) забойное давление;
г) количество выносимого песка;
д) количество выносимой воды;
е) газовый фактор продукции скважины.

В зависимости от конкретных условий программа измерений может быть сокращена. Так, если при всех режимах эксплуатации $P_{забi}>P_{нас}$, то газовый фактор можно определить только на одном режиме цикла или воспользоваться данными предшествующих исследований. В тех случаях, когда имеется полная уверенность, что индикаторная диаграмма по скважине должна быть прямолинейной (однородный пласт, однофазная фильтрация, ламинарный режим фильтрации), достаточно ограничиться изменением дебита, обводненности, $P_{заб}$ и $\Delta P= P_{пл}-P_{заб}$ только на одном режиме.

Дебит нефти на устье скважины измеряют объемным методом Q= V/t путем подачи нефти в специальные измерительные емкости или на «Спутники». Нефть подается только в закрытые сборные пункты.

<u>На стадиях разведки и освоения нефтегазовых месторождений</u> дебит жидкости каждой скважины часто определяют с помощью ***мерников*** – открытых емкостей – вертикальные или горизонтальные сосуды (цистерны, прямоугольные сосуды). Продукция скважины направляется в мерник на определенный промежуток времени, который зависит от его вместимости и производительности (дебита) скважины.

Объемный дебит определяют по формуле:

$$Q=\frac{F(h_2-h_1)}{t}; \qquad (5.6)$$

где F-средняя по высоте мерника площадь;

h_2-h_1- высота взлива (определяется мерной лентой, метр-штоком, поплавковым устройством и др.);

t- время измерения, час.

Для каждой емкости составляются калибровочные таблицы или графики (V=f(h)). Дебит обводненных скважин определяется по известной обводненности продукции скважин ($n_в$), которую определяют на основании лабораторных исследований проб жидкости, отбираемых в бутылки из пробных кранов на выкидных линиях скважин.

Тогда дебиты:

$$Q_н = \frac{Q_ж(100 - n_в)}{100}, \quad Q = \frac{Q_ж \cdot n_в}{100}, \quad м^3/ч \text{ или } м^3/сут \qquad (5.7)$$

Для определения Q в т/сут объемные дебиты умножаем на плотность нефти и воды.

Дебиты скважин на обустроенных месторождениях определяют на ГЗУ в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

Пластовое давление – определяют как средневзвешенное по всему пласту путем замера давления в пьезометрических, простаивающих и других скважинах.

Забойное давление в нефтяных скважинах можно определить двумя путями:

- прямым – с использование регистрирующих дистанционных манометров (более точный);
- расчетным – гораздо сложнее, т.к. сложный характер течения жидкости в НКТ, изменяется плотность жидкости по стволу скважины при ее разгазировании, осуществляется движении двухфазной (жидкость+газ) смеси в НКТ и т.д. Значения $P_{заб}$ получаются менее точными:

а) в артезианских и фонтанных скважинах с количеством свободного газа ≈0:

$$P_{заб} = P_у + g\rho_ж H$$

б) в фонтанных скважинах, если известны зависимость изменения плотности жидкости по стволу скважины и в зависимисти от давления $\rho_ж = f(H) = f(P)$

$$P_{заб} = P_у + gH\rho_ж(H) \text{ – графоаналитический метод}$$

в) в нефтяных скважинах с механизированными способами добычи

$$P_{заб} = (H - H_{дин})g\rho_ж(H)$$

где $H_{дин}$ –динамический уровень жидкости в скважине.

3. По результатам исследований заполняют таблицу

Таблица 5.1

Результаты исследования скважины

Режим	$P_{пл}$	$P_{забi}$	$\Delta P_i = P_{пл} - P_{заб}$	Q_i	$K_i = \frac{Q_i}{\Delta P_i}$
1	$P_{пл}$	$P_{заб1}$	ΔP_1	Q_1	K_1
2	$P_{пл}$	$P_{заб2}$	ΔP_2	Q_2	K_2
3	$P_{пл}$	$P_{заб3}$	ΔP_3	Q_3	K_3
4	$P_{пл}$	$P_{заб4}$	ΔP_4	Q_4	K_4

4 Строят индикаторные диаграммы и проводят интерпретацию результатов исследований.

По результатам исследований строят графики зависимости дебита скважины от забойного давления $P_{заб}$ или от депрессии ($P_{пл}$-$P_{заб}$), называемые ***индикаторными диаграммами (ИД).***

Индикаторные диаграммы (ИД) добывающих скважин располагаются ***ниже*** оси абсцисс, а водонагнетательных - ***выше*** этой оси.

Обе индикаторные диаграммы ($Q = f(P_{заб})$ и $Q = f(\Delta P)$) строят в тех случаях, когда скважины эксплуатируются при сравнительно больших депрессиях (более 0,5…1,0 МПа). Ошибки измерений при этом обычно не приводят к большому разбросу точек при построении ИД в координатах $Q = f(P_{заб})$ (тем более для $Q = f(\Delta P)$).

При малых депрессиях (порядка 0,2…0,3 МПа) разброс точек может быть настолько большим, что индикаторную диаграмму в координатах $Q = f(P_{заб})$ построить не удается. В этих случаях на каждом режиме следует измерять и $P_{заб}$, и $P_{пл}$, а индикаторную диаграмму строить в координатах $Q = f(\Delta P)$. Депрессия, определяемая на каждом режиме, имеет меньшую относительную ошибку, чем $P_{заб}$, т.к. при измерениях за один спуск прибора абсолютные ошибки $P_{пл}$ и $P_{заб}$ примерно одинаковы и поэтому на разность $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$ почти не влияют. Либо используют не глубинные манометры, а глубинные дифференциальные манометры.

Если процесс фильтрации жидкости в пласте подчиняется линейному закону, т. е. индикаторная линия имеет вид прямой, зависимость дебита гидродинамически совершенной скважины от депрессии на забое описывается формулой Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \qquad (5.8)$$

где Q — объемный дебит скважины в пластовых условиях; $P_{пл}$ — среднее давление на круговом контуре радиуса $R_к$.

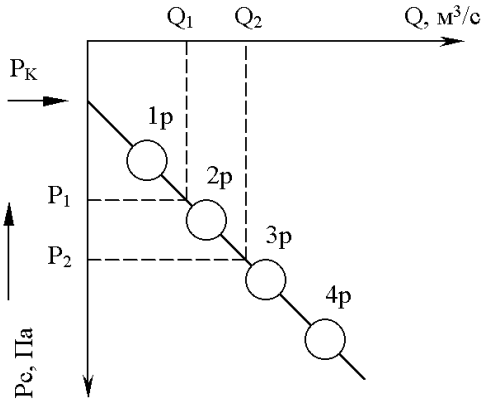


Рис. 5.2. Индикаторная диаграмма Q=f($P_{заб}$)

Считается, что давление на забое через некоторое время после остановки скважины становится примерно равным среднему пластовому давлению, установившемуся на круговом контуре с радиусом, равным половине среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними, ее окружающими.

Индикаторная диаграмма **Q=f($P_{заб}$)** предназначена для оценки величины пластового давления, которое можно определить путем продолжения индикаторной линии до пересечения с осью ординат (Рис. 5.2). Это соответствует нулевому дебиту, т. е. скважина не работает и $P_{заб} \rightarrow P_{пл} = P_{к.}$

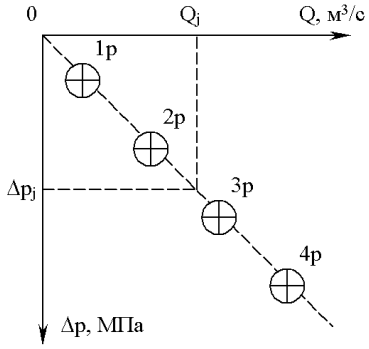


Рис. 5.3 Индикаторная диаграмма Q = f(ΔP)

Индикаторная диаграмма **Q=f(ΔP)** строится для определения ***коэффициента продуктивности скважин К***.

$$K = \frac{Q_1 - Q_2}{\Delta P_1 - \Delta P_2} \qquad (5.9)$$

В пределах справедливости линейного закона фильтрации жидкости, т. е. при линейной зависимости **Q=f(ΔP)**,коэффициент продуктивности является величиной постоянной и численно равен тангенсу угла наклона индикаторной линии к оси дебитов (оси абсцисс). По коэффициенту продуктивности скважин, определенному методом установившихся отборов, можно вычислить также другие параметры пласта.

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \qquad (5.10)$$

Откуда коэффициент гидропроводности $$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi} \qquad (5.11)$$

И проницаемость пласта в призабойной зоне $$k = \frac{K \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h} \qquad (5.12)$$

Приведенные выше формулы справедливы для случая исследования ***гидродинамически совершенной скважины*** (вскрывшей пласт на всю его толщину и имеющей открыты забой) и измеряемые величны (дебит, динамическая вязкость и др.) приведены к пластовым условиям.

В случае измерения дебитов ***гидродинамически несовершенной скважины*** в поверхностных условиях необходимо это учесть следующим образом.

По коэффициенту продуктивности определяются гидропроводность и проницаемость пласта в зоне, примыкающей к скважине:

$$\frac{kh}{\mu_н} = \frac{\eta\omega_н}{2\pi\rho_н^{дег}}\left(\ln\frac{R_к}{r_c} + c\right); \qquad (5.13)$$

$$k = \frac{\eta\mu_н\omega_н}{2\pi h\rho_н^{дег}}\left(\ln\frac{R_к}{r_c} + c\right). \qquad (5.14)$$

где $\omega_н, \rho_н^{дег}$ - объемный коэффициент и плотность дегазированной нефти;

$R_к$ - радиус контура питания r_c - радиус скважины по долоту;

h - эффективная толщина вскрытого скважиной пласта;

c - дополнительное фильтрационное сопротивление притоку жидкости к скважине, вызванное ее несовершенством (по степени или по характеру вскрытия).

Для смешанного несовершенства величина c выражается суммой $c=c_1+c_2$, каждая из составляющих которой может быть определена по кривым В. И. Щурова, исходя из степени вскрытия пласта $\left(\bar{h} = \frac{b}{h}\right)$, плотности перфорации и диаметра скважины (nD), диаметра отверстий в колонне $\left(\alpha = \frac{d_0}{D}\right)$ и глубины каналов в пласте при перфорации $\left(l = \frac{l_к}{D}\right)$.

Реальные индикаторные диаграммы не всегда получаются прямолинейными (Рис 5.4). Искривление индикаторной диаграммы характеризует характер фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта.

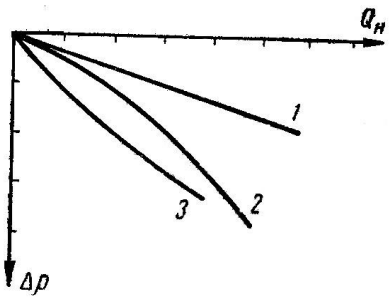


Рис. 5.4. Индикаторные кривые при фильтрации по пласту однофазной жидкости:

1 – установившаяся фильтрация по линейному закону Дарси; 2- неустановившаяся фильтрация или фильтрация с нарушением линейного закона Дарси при больших Q; 3 - нелинейный закон фильтрации.

Искривление индикаторной линии в сторону оси ΔP (рис. 5.4, кривая 2) означает увеличение фильтрационных сопротивлений по сравнению со случаем фильтрации по закону Дарси. Это объясняется тремя причинами:

1. Превышение скорости фильтрации в ПЗП критических скоростей при котрых линейный закон Дарси нарушается ($V>V_{кр}$)

2. Образованием вокруг скважины области двухфазной (нефть+газ) фильтрации при $P_{заб}<P_{нас.}$ Чем меньше $P_{заб}$, тем больше радиус этой области.

3. Изменения проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрипластового давления вследствие изменения Рзаб.

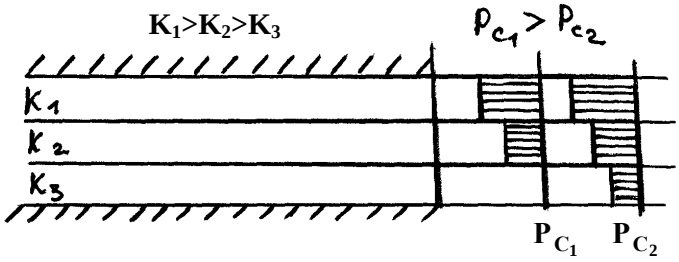
Искривление ИД в сторону оси Q (рис. 5.4, кривая 3) объясняется двумя причинами:

1) некачественные измерения при проведении исследований;

2)неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков.

Продуктивные пласты, как правило, неоднородны.

<u>Глубинные дебитограммы для них:</u>



Площадь заштрихованного прямоугольника прямо пропорциональна дебиту каждого пропластка. С уменьшением $P_{заб}$ (т.е. с ростом $\Delta P=P_{пл}-P_{заб}$) растет работающая толщина пласта ($h_{эф.}$), откуда по формуле Дюпюи растет Q (рис 5.4, кривая 3).

Ошибка в определении пластового давления может привести к искривлению начального участка индикаторной диаграммы, построенной в координатах **Q=f(ΔP)**.

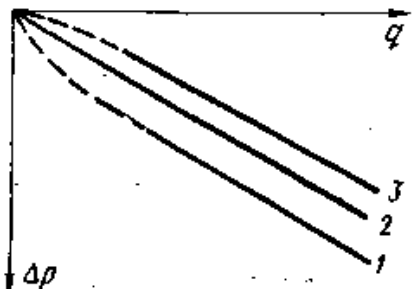


Рис. 5.5. Индикаторная диаграмма: *2* - замеренное пластовое давление соответствует фактическому; *1, 3* - замеренное пластовое давление соответственно завышено и занижено против фактического.

Очевидно, если замеренное пластовое давление окажется выше фактического, то построенная индикаторная диаграмма (рис. 5.5, кривая *1)* будет располагаться ниже фактической. При этом фактические точки будут располагаться параллельно, но выше построенных по замеренным значениям. Экстраполяция в начало координат создает видимость искривления индикаторной кривой к оси депрессии.

Если замеренное пластовое давление окажется ниже фактического, то индикаторная диаграмма в своем начальном участке при экстраполяции его в начало координат может стать выпуклой к оси дебитов (рис. 5.5, кривая *3*). Это может привести исследователя к выводу, что вся кривая имеет выпуклый к оси дебитов вид.

Для случая искривления индикаторной линии в сторону оси депрессий (Рис. 5.6, а) ***при нарушении линейного закона фильтрации*** скорость фильтрации вблизи перфорационных отверстий становится настолько большой, что числа Рейнольдса превышают критические. Уравнение индикаторной линии записывают в виде:

$$P_{пл} - P_{заб} = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \qquad (5.15)$$

а саму индикаторную диаграмму индикаторную линию для ее спрямления изображают в координатах

$$\frac{\Delta P}{Q} = f(Q) \qquad \frac{\Delta P}{Q} = a + b \cdot Q \qquad (5.16)$$

где *a* и *b* – постоянные численные коэффициенты.

Получим индикаторную прямую в координатах **Δp/*Q*=*f(Q)*** отсекающую на оси ординат отрезок, равный ***a***, с тангенсом угла наклона к оси ***Q***, равным ***b*** (рис. 5.6, б). В этом случае коэффициент продуктивности ***K*** является величиной переменной, зависящей от дебита скважины.

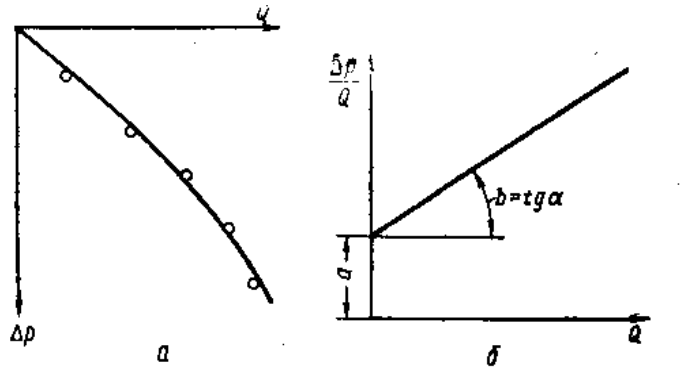


Рис. 5.6 Индикаторная диаграмма при нелинейном законе фильтрации:
а - ИД в координатах Δр - Q; б - ИД в координатах Δр /Q - Q.

Отрезок ***a***, отсекаемый на оси ординат может быть выражен как

$$a = \frac{\mu_н}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_к}{r_{c_{пр}}}, \tag{5.17}$$

где $r_{c_{пр}} = r_c \cdot e^{-(C_1+C_2)}$, ($c_1$ и c_2 – фильтрационные сопротивления, обусловленные несовершенством скважины по степени и характеру вскрытия).

По отрезку ***a***, отсекаемому на оси **Δp/*Q***, находятся гидропроводность и проницаемость пласта

$$\frac{kh}{\mu_н} = \frac{\left(\ln \frac{R_к}{r_c} + c\right)\omega_н}{2\pi a \rho_н^{дег}}; \tag{5.18}$$

$$k = \frac{\mu_н \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + c\right)\omega_н}{2\pi a h \rho_н^{дег}} \tag{5.19}$$

Коэффициент ***b*** зависит от конструкции забоя скважины. В работе /37/ даны формулы определения коэффициента ***b*** для разных условий вскрытия скважинной пласта и разной конструкции забоя.

***Совершенная скважина*:**

$$b = \frac{120}{m} \cdot \left(\frac{d_{эф}}{\sqrt{k}} \right)^2 \frac{r_c}{\sqrt{k}} \cdot \frac{\gamma}{f^2}, \tag{5.20}$$

где $d_{эф}$- эффективный диаметр песчинок;

k- коэффициент проницаемости, мкм^2;

γ - удельный вес, г/см^3;

f – площадь вскрытия забоя.

Несовершенная скважина (по характеру вскрытия)

$$b = \frac{40\varepsilon}{m} \left(\frac{d_{эф}}{\sqrt{k}}\right)^2 \frac{D}{\sqrt{k}} \cdot \frac{\gamma}{f^2}, \tag{5.21}$$

где f- суммарная площадь перфорационных отверстий;

D- диаметр перфорационных отверстий

ε- коэффициент зависящий от проникновения пуль в породу 0,15<ε<0,4 (по Щурову: 0,4 – без учета углубления пуль в породу; 0,15 – с учетом углубления пуль в породу).

Если исследуются ***скважины, вскрывшие трещиноватый коллектор***, т.е. искривление индикаторной диаграммы, построенной в координатах Q→ΔP, определяется деформацией пласта или одновременно и деформацией, и нарушением линейного закона фильтрации, то

обрабатывать данные таких исследований следует по формулам, учитывающим и деформацию, и нарушение линейного закона фильтрации за счет инерционных сил.

$$\frac{1-e^{-\alpha\Delta p}}{a} = bQ + cQ^2, \tag{5.22}$$

где $\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$;

a, b, c - постоянные коэффициенты для исследуемой скважины (*a* - характеризует изменение проницаемости пласта и упругость ($\beta_ж$) жидкости при изменении давления; *b* – коэффициент, обратный продуктивности скважины; с- учитывает роль инерционных сил при фильтрации)

$$a = a_k + \beta_{ж}\ , \tag{5.23}$$

$$b = \frac{\mu_h}{2\pi\kappa_0}\left(\ln\frac{R_k}{r_c} + c\right); \tag{5.24}$$

$$c = \frac{1}{4\pi^2 h^2 k_0 r_{c\ пр}}\ , \tag{5.25}$$

где k_0 — проницаемость пласта при начальном пластовом давлении.

Коэффициенты *a, b, c* находятся по трем точкам (замерам), расположенным равномерно на индикаторной линии.

По величинам дебитов и депрессий трех точек $Q_1, \Delta p_1$; Q_2, Δp_2; Q_3, Δp_3 можно ориентировочно оценить величину коэффициента по формуле

$$a = \frac{2\left(B\Delta p_2 - A\Delta p_1 - C\Delta p_3\right)}{B\Delta p_2^2 - A\Delta p_1^2 - C\Delta p_3^2}, \tag{5.26}$$

где

$$\begin{aligned} A &= Q_2 \cdot Q_3 \cdot (Q_3 - Q_2); \\ B &= Q_1 \cdot Q_3 \cdot (Q_3 - Q_1); \\ C &= Q_1 \cdot Q_2 \cdot (Q_2 - Q_1). \end{aligned} \tag{5.27}$$

Точнее величину коэффициента *a* можно определить графическим способом, исходя из уравнения

$$\frac{1-e^{-a\Delta p_2}}{a}B = \frac{1-e^{-a\Delta p_1}}{a}A + \frac{1-e^{-a\Delta p_3}}{a}C \tag{5.28}$$

Левая и правая части этого уравнения рассчитываются независимо для произвольно заданных значений *a*, близких к ориентировочному значению (5.26), и величины их наносятся на график. По пересечению двух рассчитанных кривых определяется искомое значение *a*.

Поскольку при этом получаются два значения коэффициента, из них выбирается ближнее по величине к ориентировочному.

Коэффициенты *b* и *c* (при найденном значении *a*) находятся путем совместного решения системы двух уравнений, например для двух первых точек:

$$\frac{1-e^{-a\Delta p_1}}{a} = bQ_1 + cQ_1^2; \tag{5.29}$$

$$\frac{1-e^{-a\Delta p_2}}{a} = bQ_2 + cQ_2^2. \tag{5.30}$$

Проницаемость трещиноватого пласта при начальном давлении определяется по формуле

$$k_0 = -\frac{\mu_н\left(\ln\frac{R_k}{r_c} + c\right)}{2\pi hb}. \tag{5.31}$$

При фильтрации в пласте газонефтяной смеси коэффициент продуктивности в принципе величина переменная и зависит от депрессии. Если обработку индикаторной диаграммы проводить также, как и для фильтрации однофазной жидкости, то в итоге можно опреде-

лить фазовые гидропроводность и проницаемость для нефти при разных забойных давлениях.

Однако часто необходимо знать физическую проницаемость коллектора и соответствующую ей гидропроводность пласта. Для этой цели используют методику обработки результатов исследований, основанную на применении вспомогательной функции С.А.Христиановича *H,* имеющей размерность давления и учитывающей изменения фазовой проницаемости для жидкости, вязкости нефти и объемного коэффициента при выделении из нее растворенного газа в пласте.

Для скважин, эксплуатирующихся при фильтрации по пласту газированной нефти ($p_{заб} < p_{нас}$), индикаторная кривая должна строиться в координатах $Q_н \rightarrow \Delta H$. Здесь $\Delta H = (H_k - H_c)$ - депрессия на забое скважины, выраженная в функциях, учитывающих двухфазную фильтрацию по пласту (жидкости и газа):

$$\Delta H = \int_{p_C}^{p_H} \frac{F_н(\rho)}{\mu_н\ (p)\omega_н(p)} dp, \tag{5.32}$$

где $F_н(\rho)$ - относительная проницаемость пласта для нефти при наличии свободного газа; $\mu_н(p)$, $\omega_н(p)$ - зависимости вязкости и объемного коэффициента пластовой нефти от давления.

Определяемый по прямолинейному участку коэффициент η' является аналогом коэффициента продуктивности скважины (при однофазном потоке) и связан с ним соотношением

$$\eta' = \eta \mu_н \omega_н (p_{нас}). \tag{5.33}$$

Величины ΔH рассчитываются для каждого установившегося режима работы скважины при $p_{заб} < p_{нас}$ по данным замеров в процессе ее исследования величин $p_{заб}$, $p_{пл}$, газового фактора $Г$ и материалов лабораторных исследований зависимостей свойств нефти от давления ($\mu_н$, $\omega_н$ и растворимость газа в нефти S).

Функции H определяются с помощью безразмерных зависимостей H^* от p^* (рис. 5.7), которые построены для семи значений коэффициента α, характеризующего соотношение свойств газа и нефти в пластовых условиях:

$$\alpha = \frac{\mu_г}{\mu_н} \lambda, \tag{5.34}$$

где

$$\lambda = \frac{S(p_{нас})}{p_{нас}} \tag{5.35}$$

Безразмерные функции H^* и p^* имеют следующие связи с функцией H' и давлением

$$H^* = \frac{H'}{p_{AT} \dfrac{\mu_г}{\mu_н} Г}, \tag{5.36}$$

$$p^* = \frac{p}{p_{AT} \dfrac{\mu_г}{\mu_н} Г}. \tag{5.37}$$

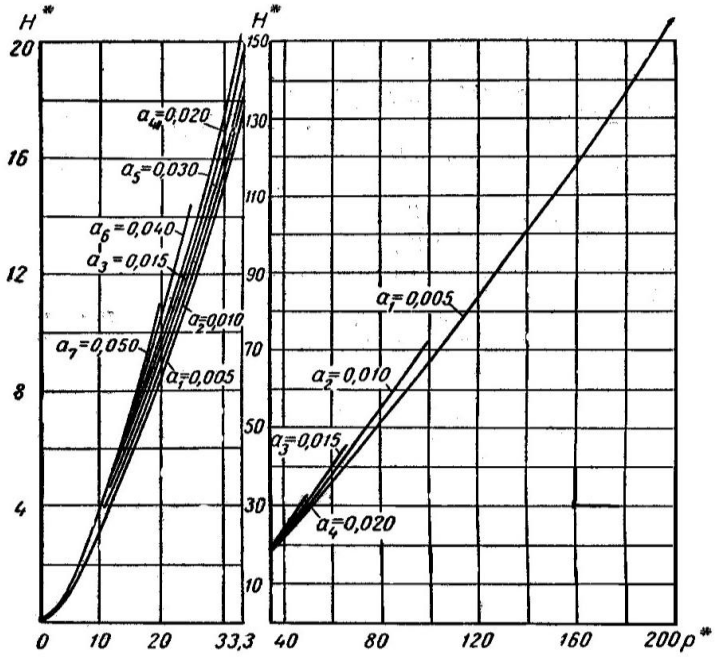


Рис. 5.7. Зависимость H*(p*) для несцементированных песков

Для обработки результатов исследования скважин удобно пользоваться аналитическими зависимостями H (p*) для соответствующих интервалов p* (см. табл. 5.2).

Анализ методики расчетов ΔH показал, что при снижении пластовых давлений до 40% ниже $p_{нас}$, а забойных — до 50% их можно производить упрощенно. С этой целью для каждой рассматриваемой залежи предварительно строятся прямолинейные графики *Г(р)* по формуле

$$Г = \left[\frac{\mu_H(p_{нас})}{\mu_Г(p_{нас}) p^*_{пер}} \right] p, \qquad (5.38)$$

где $p^*_{пер}$ - значение безразмерного давления, которому соответствуют переломы зависимости $H^*(p^*)$ при данном α.

Таблица 5.2

Аналитические формулы зависимости H^* (p^*) для несцементированных песков

$\alpha = \frac{\mu_г}{\mu_н}$	Интервалы p^*	H^* (p^*)
$\alpha_1 = 0{,}005$	$0 \le p^* \le 15$ $15 \le p^* \le 50$ $50 \le p^* \le 200$	$H^* = 0{,}375 \cdot p^*$ $H^* = 0{,}649 \cdot p^* — 4{,}175$ $H^* = 0{,}852 \cdot p^* — 16{,}231$
$\alpha_2 = 0{,}010$	$0 \le p^* \le 15$ $15 \le p^* \le 30$ $30 \le p^* \le 100$	$H^* = 0{,}390 \cdot p^*$ $H^* = 0{,}623 \cdot p^* — 3{,}306$ $H^* = 0{,}814 \cdot p^* — 10{,}030$
$\alpha_3 = 0{,}015$	$0 \le p^* \le 20$ $20 \le p^* \le 66{,}7$	$H^* = 0{,}428 \cdot p^*$ $H^* = 0{,}784 \cdot p^* — 7{,}219$
$\alpha_4 = 0{,}020$	$0 \le p^* \le 13{,}8$ $13{,}8 \le p^* \le 50$	$H^* = 0{,}383 \cdot p^*$ $H^* = 0{,}751 \cdot p^* — 5{,}372$
$\alpha_5 = 0{,}030$	$0 \le p^* \le 7$ $7 \le p^* \le 33{,}3$	$H^* = 0.278 \cdot p^*$ $H^* = 0{,}697 \cdot p^* — 3{,}273$
$\alpha_6 = 0{,}040$	$0 \le p^* \le 7$ $7 \le p^* \le 25$	$H^* = 0{,}285 \cdot p^*$ $H^* = 0{,}683 \cdot p^* — 3{,}013$

$\alpha_7 = 0{,}050$	$0 \le p^* \le 7$ $7 \le p^* \le 20$	$H^* = 0{,}301 \cdot p^*$ $H^* = 0{,}678 \cdot p^* — 2{,}746$

Если точки для рассматриваемого режима работы скважины ($p_{пл}$, $Г$ и $p_{заб}$, $Г$) располагаются в одной области зависимостей $Г(p)$, т. е. не разделяются прямой, то величина ΔH определяется по формуле

$$\Delta H = \frac{a}{\mu_н \omega_н(\tilde{p})} \Delta p \qquad (5.39)$$

где a — угловой коэффициент зависимости $H^*(p^*)$ в соответствующей области;

$\tilde{p}$ - среднее давление (между $p_{пл}$ и $p_{заб}$).

Если точки $p_{пл}$, $Г$, и $p_{заб}$, $Г$ расположены по разным сторонам от разграничительной прямой, то величины $H^*_{пл}$ и $H^*_{заб}$ необходимо рассчитывать по табл. 5. 2 (или определять по рис. 5.7) в зависимости от $p_{пл}$ и $p_{заб}$. Величина ΔH при этом определяется как

$$\Delta H = \frac{\xi(H^*_{пл} - H^*_{заб})}{\mu_н \omega_н(\tilde{p})}, \qquad (5.\ 40)$$

где

$$\xi = p_{ат} \frac{\mu_г}{\mu_н} Г \qquad (5.41)$$

Величина проницаемости при этом рассчитывается по формуле

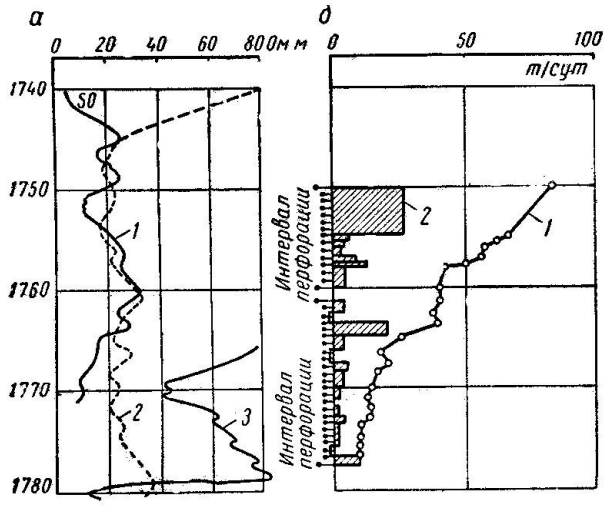
$$k = -\frac{\eta' \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right)}{2\pi h}. \qquad (5.42)$$

Если скважина эксплуатирует несколько пластов, вскрытых единым фильтром, то ее необходимо исследовать одновременно глубинными дебитомером (расходомером) и манометром.

На рис. 5.8 в качестве примера приводится профиль притока жидкости в скважину по разрезу пласта, зафиксированный глубинным дебитомером на одном из режимов ее работы.

Снятие профилей притока на нескольких режимах работы скважины с одновременным замером забойного давления на каждом из них позволяет определить для каждого пласта (пропластка) величины коэффициента продуктивности (или приемистости - для нагнетательных скважин) и текущего пластового давления.

Если индикаторные кривые по скважинам и по пропласткам на исследуемом объекте получаются прямолинейными, то для указанных целей достаточно исследовать скважины на трех режимах работы. Если же можно ожидать нелинейности индикаторных кривых, то исследования следует проводить на пяти - семи режимах. Результаты исследования по пропласткам и для всего пласта в целом наносятся на общий график (рис. 5.9).



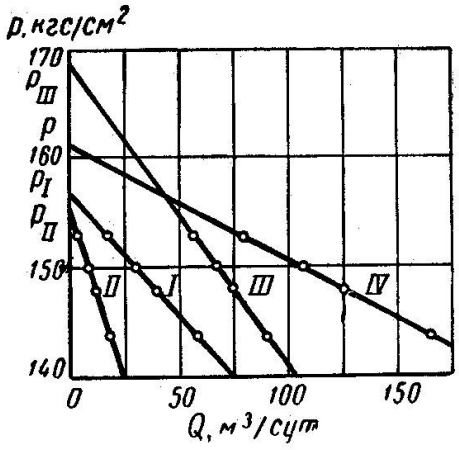


Рис. 5.8 . Каротажная диаграмма (а) разреза пласта и профиль притока (б), снятый глубинным дебитомером на одном из режимов работы скважины.

Рис. 5.9. Индикаторные линии по скважине с тремя пропластками в разрезе пласта и общая индикаторная линия по скважине.

Коэффициенты продуктивности определяются для каждого *j*–того пропластка по формуле

$$\eta_j = \frac{Q_{i+1} - Q_i}{p_{заб_i} - p_{заб_{i+1}}} \qquad (5.43)$$

где Q_i; Q_{i+1} и $p_{заб_i}$; $p_{заб_{i+1}}$ - дебиты пропластков и соответствующие им забойные давления на двух режимах работы скважины.

Пластовые давления в каждом из пропластков определяются путем экстраполяции индикаторных линий до пересечения с осью забойных давлений (при $Q = 0$ $p_{заб} = p_{пл}$).

Величина общего коэффициента продуктивности по скважине должна быть равна сумме коэффициентов продуктивности всех действующих пропластков.

Параметры пласта по каждому из пропластков рассчитываются по формулам (5.13) и (5.14).

6. Примеры определения параметров пласта по индикаторным диаграммам

Пример. 1. Фильтрация однофазной жидкости в однородном пласте.

Определить гидропроводность пласта в районе нефтяной эксплуатационной скважины, имеющей индикаторную диаграмму, приведенную на рис. 6.1 (K=tgφ=160 т/(сут·МПа)) при следующих исходных данных:

$\sigma_{ср}$=250 м; r_c=0,15 м; *n*=10, эффективная толщина h = 12 м; *C*=8,7 , вязкость нефти $\mu_н$ = 3,8 мПа·с; объемный коэффициент b = 1,1, плотность жидкости в поверхностных условиях $\rho_{пов}$ =0,86 т/м^3. Определить гидропроводность пласта **ε** и его проницаемость **к**.

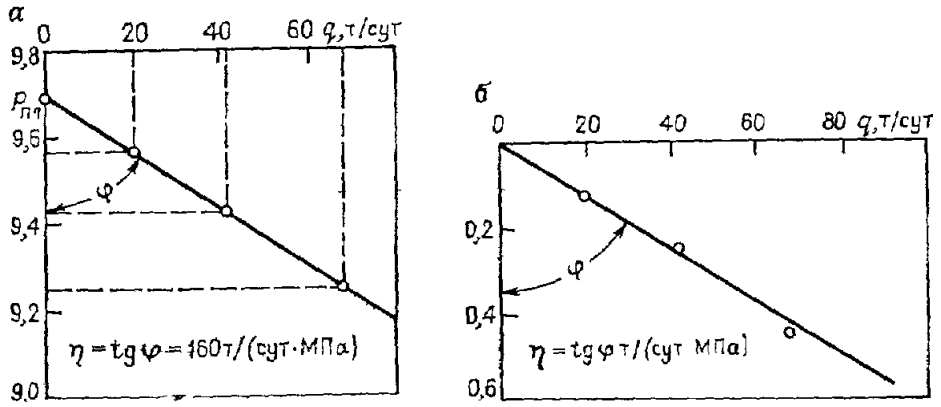


Рис. 6.1. Индикаторные диаграммы добывающей скважины:
а – в координатах q – $P_{заб}$; б – в координатах q - ΔP.

При фильтрации жидкости (нефти, воды или водонефтяной смеси) в тех случаях, когда индикаторная диаграмма прямолинейна, гидропроводность пласта можно определить по формуле

$$\varepsilon = 0{,}159 \cdot 10^{-3} K_{пл} \left[\ln(\sigma_{ср} / r_c) + c \right] \qquad (6.1)$$

где $K_{пл}$—коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, см^3/(с·МПа);

C - поправочный коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины.

Для определения *C* обычно пользуются способом, разработанным В. И. Щуровым (см.выше). Если коэффициент продуктивности измерен в поверхностных условиях *($K_{пов}$)* и имеет размерность т/(сут·МПа), то для перехода к размерности см^3/(с·МПа) в пластовых условиях можно воспользоваться соотношением

$$K_{пл} = K_{пов} \cdot b \cdot 11{,}57/\rho_{пов}. \qquad (6.2)$$

Здесь b - объемный коэффициент нефти; $\rho_{пов}$ - плотность нефти (в т/м^3), определенные по результатам исследования проб жидкости в лабораториях.

Решение:

1. Коэффициент продуктивности в пластовых условиях:

$$K_{пл} = \frac{160 \cdot 1{,}1 \cdot 11{,}57}{0{,}86} = 2368\ см^3/(с \cdot МПа)$$

2. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = 0{,}159 \cdot 10^{-3} \cdot 2368\left[\ln(250/0{,}15) + 8{,}7\right] = 6{,}07\ \frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}$$

3. Коэффициент проницаемости пласта

$$k = \frac{3{,}8 \cdot 6{,}07}{12} = 1{,}92 мкм^2$$

Пример2. Фильтрация однофазной жидкости в трещиноватом пласте.

Скважина, эксплуатирующая трещиноватый пласт толщиной 83 м, исследована при установившихся отборах нефти со следующими показателями.

Свойства нефти дегазированной и в пластовых условиях:

$\rho_H^{дег} = 0{,}82 г/см^3$; $\mu_Н = 0{,}3$ мПа · с; $\omega_Н = 1{,}9$.

Скважину можно считать совершенной по степени и характеру вскрытия ($r_c = 0{,}128 м, R_k = 312 м$).

Результаты исследования скважины

Режим	$Q_Н$, т/сут	Δp, Па
1	28	$1{,}0 \cdot 10^5$
2	67	$3{,}0 \cdot 10^5$
3	93	$4{,}4 \cdot 10^5$
4	104	$6{,}0 \cdot 10^5$

Индикаторная линия по скважине приводится на рис. 6.2.

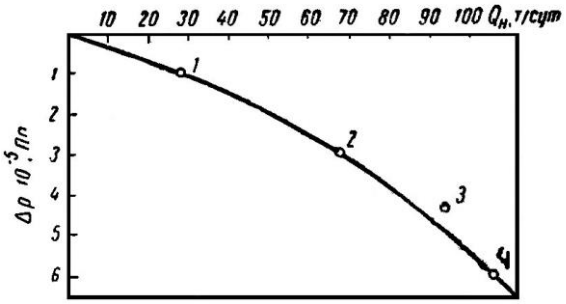


Рис. 6.2. Индикаторная линия, построенная по данным, полученным при эксплуатации трещиноватого пласта $(p_{заб} > p_{нас})$.

Для расчетов выбираем точки 1, 2 и 4, лежащие на кривой. Для этих точек имеем

Номер точки на рис. 6.2	$Q_Н$, м^3/с	Δp, Па
1	$74{,}9 \cdot 10^{-5}$	$1{,}0 \cdot 10^5$
2	$179{,}5 \cdot 10^{-5}$	$3{,}0 \cdot 10^5$
4	$278{,}6 \cdot 10^{-5}$	$6{,}0 \cdot 10^5$

Определяем вспомогательные коэффициенты *A, B* и *C:*

$$A = 179{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot 278{,}6 \cdot 10^{-5}(278{,}6 - 179{,}5) \cdot 10^{-5} = 4{,}96 \cdot 10^{-9};$$

$$B = 74{,}9 \cdot 10^{-5} \cdot 278{,}6 \cdot 10^{-5}(278{,}6 - 74{,}9) \cdot 10^{-5} = 4{,}25 \cdot 10^{-9};$$

$$C = 74{,}9 \cdot 10^{-5} \cdot 179{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot (179{,}5 - 74{,}9) \cdot 10^{-5} = 1{,}41 \cdot 10^{-9}.$$

По формуле (5.26) рассчитывается величина коэффициента *a:*

$$\frac{2 \cdot (4{,}25 \cdot 10^{-9} \cdot 3 \cdot 10^{-5} - 4{,}96 \cdot 10^{-9} \cdot 10^{5} - 1{,}41 \cdot 10^{-9} \cdot 6 \cdot 10^{5})}{4{,}25 \cdot 10^{-9} \cdot 9 \cdot 10^{10} - 4{,}96 \cdot 10^{-9} \cdot 10^{10} - 1{,}41 \cdot 10^{-9} \cdot 36 \cdot 10^{10}} = 0{,}766 \cdot 10^{-6}\ \text{м}^2/\text{Н}.$$

В соответствии с уравнением (5.28) при подстановке в правую и левую части a = 0,766; 0,8; 0,9 и т. д. уточняем, что величина коэффициента a == $1{,}1 \cdot 10^{-6}$ м^2/Н (подстановка именно этого значения a обеспечивает равенство правой и левой частей уравнения).

Коэффициенты b и c находятся путем решения двух уравнений для первого и второго режимов работы скважины:

$$0{,}0943 \cdot 10^{11} = 74{,}9b + 5600c;$$

$$0.255 \cdot 10^{11} = 179.5b + 32100c.$$

Отсюда

$$b = 1{,}148 \cdot 10^{8}\ \frac{\text{Н} \cdot \text{с}}{\text{м}^5};\ c = 1{,}544 \cdot 10^{11}\ \frac{\text{Н} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^2 \cdot \text{м}^6}.$$

По величине коэффициента b рассчитываем гидропроводность и проницаемость пласта $(\frac{k_0 h}{\mu_H}; k_0)$:

$$\frac{k_0 h}{\mu_H} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi b} = \frac{2{,}3 \lg \frac{312}{0{,}128}}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}148 \cdot 10^{8}} = 1{,}08 \cdot 10^{-8}\ \frac{\text{м}^5}{\text{Н} \cdot \text{с}};$$

$$k_0 = 1{,}08 \cdot 10^{-8}\ \frac{\mu_H}{h} = 1{,}08 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0{,}3 \cdot 10^{-3}}{83} = 3{,}91 \cdot 10^{-14}\ м^2 = 39\ \text{мД}.$$

Пример3.Фильтрация двухфазной жидкости.

Скважина эксплуатирует пласт толщиной 8,2 м. Результаты исследования ее приводятся в таблице. Давление насыщения нефти газом равно $140 \cdot 10^5$ Па, следовательно скважина эксплуатировалась при фильтрации по пласту двухфазного потока (нефть и газ).

Для определения параметров пласта можно использовать следующие величины:

R_k=200 м, r_c = 0,124 м; при перфорации для 10 отверстий на 1 м c_1 = с = 10.

Свойства нефти и газа при $p_{нас}$: $\mu_н$ = 1,5 мПа·с; $\mu_г$ = 0,016 мПа·с, $\omega_н$ =1,25 и $\rho_н^{дег}$ = 0,85 г/см^3.

Таблица 6.1

Результаты исследования скважины при установившихся режимах работы

Режим	$Q_ж$, т/сут	$Q_н$, т/сут	Газовый фактор		Давление, Па	
			м^3/т	м^3/м^3	$p_{пл}$	$p_{заб}$
1	20,0	17,1	901	766	$81 \cdot 10^5$	$71{,}5 \cdot 10^5$
2	26,0	21,9	753	640	$81 \cdot 10^5$	$69{,}0 \cdot 10^5$
3	32,0	28,7	663	564	$81 \cdot 10^5$	$65{,}8 \cdot 10^5$
4	38,1	32,1	664	565	$81 \cdot 10^5$	$60{,}7 \cdot 10^5$

Значения произведения $(\mu_н \omega_н)$ при средних значениях давлений (между пластовым и забойным) на режимах приводятся в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Значения $(\mu_н \omega_н)$ при различных режимах работы скважины

Наименование	Режим			
	1	2	3	4

Средние давления $\left(\frac{p_{пл}+p_{заб}}{2}\right)$, Па	$76{,}2\cdot10^5$	$75{,}0\cdot10^5$	$73{,}4\cdot10^5$	$70{,}8\cdot10^5$
Произведение $(\mu_н\omega_н)$, мПа·с	2,29	2,31	2,32	2,34

В рассматриваемом случае

$$\alpha=\frac{0{,}016}{1{,}5}\cdot\frac{75\cdot10^5}{140\cdot10^5}=0{,}0057.$$

Следовательно, для расчетов ΔH необходимо использовать первые зависимости *H (p)* табл. 5.2 для α = 0,005. Из вспомогательного графика на рис. 6.3 вытекает, что все точки в координатах *Г(р)* располагаются в области $p^*<15$. Поэтому расчеты надо проводить по формуле (5.39) при *a* == 0,375.

Подготовка данных для построения индикаторной кривой в координатах $Q_ж\rightarrow\Delta H$ проводится в таблице 6.3.

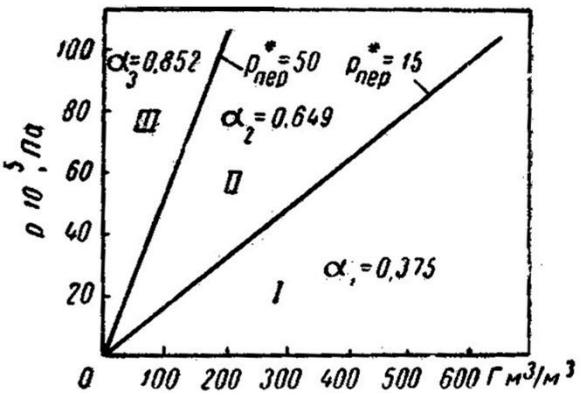


Рис. 6.3. Вспомогательный график для упрощения расчетов $\Delta H(\Delta p)$ при α = 0,005.

Таблица 6.3

Расчет $\Delta H(\Delta p)$ и перевод $Q_н$ в л/с в поверхностных условиях

Режимы	Δp, Па	$\omega_н\mu_н(\tilde{p})$, Па·с	$a\Delta p$	$\Delta H=\frac{a\Delta p}{\omega_н\mu_н(p)}$, c^{-1}
1	2	3	4	5
1	$9{,}5\cdot10^5$	$2{,}29\cdot10^{-3}$	$3{,}56\cdot10^5$	$1{,}54\cdot10^8$
2	$12{,}0\cdot10^5$	$2{,}31\cdot10^{-3}$	$4{,}50\cdot10^5$	$1{,}95\cdot10^8$
3	$15{,}2\cdot10^5$	$2{,}32\cdot10^{-3}$	$5{,}70\cdot10^5$	$2{,}46\cdot10^8$
4	$20{,}3\cdot10^5$	$2{,}34\cdot10^{-3}$	$7{,}62\cdot10^5$	$3{,}26\cdot10^8$

Продолжение табл. 6.3

Режимы	$Q_Н$, т/сут	$Q_н=\frac{Q_н}{\rho_н}$, л/с	$Q_В$, л/с	$Q_ж = Q_Н + Q_В$, л/с
1	6	7	8	9
1	17,1	$23{,}4\cdot10^{-5}$	$3{,}36\cdot10^{-5}$	$26{,}76\cdot10^{-5}$
2	21,9	$29{,}9\cdot10^{-5}$	$4{,}8\cdot10^{-5}$	$34{,}70\cdot10^{-5}$
3	28,7	$38{,}4\cdot10^{-5}$	$3{,}82\cdot10^{-5}$	$42{,}22\cdot10^{-5}$
4	32,1	$43{,}7\cdot10^{-5}$	$6{,}94\cdot10^{-5}$	$50{,}64\cdot10^{-5}$

По данным табл. 6.3, исходя из граф 9 и 5, строится индикаторная кривая по скважине в координатах $Q_ж$, ΔH (рис. 6.4).

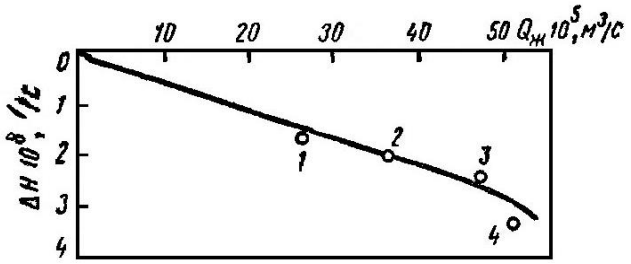


Рис. 6.4. Индикаторная кривая по скважине, построенная в координатах $Q_ж$, ΔH .

По прямолинейному участку кривой определен коэффициент

$$\eta' = \frac{34{,}7 \cdot 10^{-5}}{1{,}95 \cdot 10^{-8}} = 1{,}78 \cdot 10^{-12} \quad \text{м}^3/(\text{с}\cdot\text{Па}).$$

Проницаемость призабойной зоны пласта рассчитывается по формуле (5.42)

$$k = \frac{1{,}78 \cdot 10^{-12} \cdot 17{,}4}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 8{,}2} = 0{,}603 \cdot 10^{-12}\ \text{м}^2 = 0{,}603\ \text{Д}.$$

П р и м е р . 4 Определение параметров пласта в многослойной системе

По скважине, эксплуатирующей одновременно три пропластка на трех режимах работы, с помощью глубинного манометра замерены забойные давления и с помощью глубинного дебитомера — величины дебитов по каждому из пропластков. Данные приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Режимы	$p_{заб}$, кгс/см^2	Дебиты нефти, т/сут			
		q_1	q_2	q_3	$q_{скв}$
1	153	22,4	6,0	61,5	89,9
2	150	34,9	9,7	71,4	116,0
3	148	44,0	13,3	78,0	135,3

На рис. 5.9 нанесены индикаторные линии для трех пропластков (*I*, *II*, *III*) и общая индикаторная линия (*IV*) по скважине.

В соответствии с формулой (5.43) коэффициенты продуктивности по пропласткам и по скважине равны η_I =4,39; η_{II} = 1,50; η_{III} =3,58 и $\eta_{скв}$ = 9,47 м^3/(сут·кгс/см^2), а величины пластовых давлений $p_{пл_I}$ = 158, $p_{пл_{II}}$ = 157; $p_{пл_{III}}$ = 170 и $\bar{p}_{пл}$ = 162 кгс/см^2.

Таким образом, при исследованиях скважин на установившихся режимах определяют:

1. Характер фильтрации нефти (газа) в ПЗС.
2. Коэффициент гидропроводности призабойной зоны скважины $\frac{kh}{\mu}$.
3. Коэффициент подвижности нефти в ПЗС $\frac{\kappa}{\mu}$.
4. Коэффициент проницаемости ПЗС k.
5. Коэффициент продуктивности скважины К (или η).

Эти данные необходимы для:

1) правильного выбора (оптимального) работы скважины (максимальный дебит скважины Q_H при минимальном выносе песка, воды, полном раскрытии трещин, минимальные инерционные сопротивления, вовлечения в разработку максимального числа нефтенасыщенных пропластков и т.д.);

2) определения параметров ПЗС при вводе скважины в эксплуатацию из бурения.

3) периодическое определение параметров ПЗС во времени в течение всего срока эксплуатации скважины это позволяет выявить и устранить причины снижения добывных возможностей скважины.

4) измерение параметров ПЗС после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) позволяет оценить их технологическую и экономическую эффективность.

7. Исследование скважин при неустановившихся режимах работы (со снятием кривых восстановления давления на забое)

Определение параметров пласта и скважины при данном методе исследования скважин основано на использовании процессов перераспределения давления после остановки или пуска скважины.

Методом восстановления (падения) давления можно исследовать фонтанные, глубиннонасосные (со штанговыми насосами или ЭЦН), периодически эксплуатируемые, пьезометрические и нагнетательные скважины.

Изменение давления прослеживается непосредственно на забое той же скважины, на которой изменяется режим (дебит). Для учета притока нефти после закрытия скважины на устье необходимо прослеживать изменение давления на буфере и в затрубном пространстве.

С достаточной для практики точностью изменение давления на забое после мгновенной остановки скважин (или изменения дебита) при отсутствии свободного газа в призабойной зоне может быть выражено уравнением

$$\Delta p(t) = p(t) - p_c = \frac{\Delta q \mu}{4\pi kh} \ln \frac{2{,}25\chi \cdot t}{r_{c\,пр}}, \qquad (7.\ 1)$$

где Δq — изменение дебита скважины в пластовых условиях;

$p(t)$ — текущее давление на забое скважины;

p_c — забойное давление до изменения режима работы скважины;

χ — коэффициент пьезопроводности пласта в районе исследуемой скважины;

$r_{спр}$ — приведенный радиус, учитывающий несовершенство скважины;

t — время с момента изменения режима эксплуатации скважины.

Уравнение (7. 1) можно представить в следующем виде:

$$\Delta p(t) = \frac{2{,}3 q\mu}{4\pi kh} \lg t + \frac{2{,}3 q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{2{,}25\chi}{r_{c\,пр}^2} = i \lg t + B. \qquad (7.\ 2)$$

Следовательно, в полулогарифмических координатах кривая восстановления давления является прямой линией с углом наклона φ к оси lg t (рис. 7. 1) и с отсекаемым прямой на оси Δp отрезком B

$$\frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = i = \frac{2{,}3 q\mu}{4\pi kh}; \qquad (7.\ 3)$$

$$B = i \lg \frac{2{,}25\chi}{r_{спр}^2}. \qquad (7.4)$$

7.1 Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления без учета притока жидкости к забою после ее остановки

При достаточном времени исследования скважины и большинстве случаев обработка кривой восстановления давления без учета притока жидкости дает надежные результаты. Одновременно методика обработки данных исследования является наиболее простой.

Проведение данного вида исследований и обработка результатов исследований – КВД при мгновенном прекращении притока в скважину заключается в следующем.

1. Спускают в скважину глубинный манометр или дифференциальный манометр.

2. Резко останавливают или пускают скважину в работу.

3. Измеряют с помощью глубинного дифференциального манометра значения $P_{заб}$ во времени t $P_{забi} = f(t_i)$

4. Определяют $(P_{заб_i} - P_{заб_0}) = f(t) = \Delta p_i(t)$

5. Результаты полученных значений заносят в таблицу:

Номера точек	Время t, с	Δp, МПа	lg t
1	t_1	Δp_1	lg t_1
2	t_2	Δp_2	lg t_2
3	t_3	Δp_3	lg t_3
i	t_i	Δp_i	lg t_i
20	t_{20}	Δp_{20}	lg t_{20}

6. Кривая восстановления давления после остановки скважины строится в координатах Δp, lg t (Рис. 7.1). На прямолинейном ее участке выбираются две точки с координатами Δp_1, lg t_1 и Δp_2, lg t_2 и определяется угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}. \qquad (7.5)$$

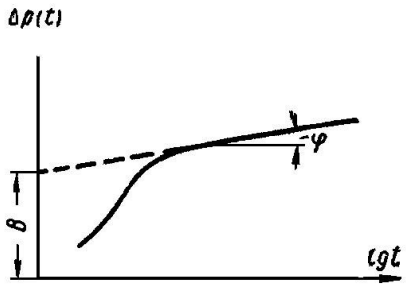


Рис. 7. 1. Кривая восстановления давления на забое скважины в полулогарифмических координатах.

Начало и конец выбранного прямолинейного участка на кривой Δp, lg t должны отвечать неравенствам

$$t_1 \geq \frac{R_k^2}{\chi} \cdot 10^{-3}; \qquad (7.6)$$

$$t_2 \leq \frac{R_k^2}{\chi}(1 \div 2) \cdot 10^{-1}, \qquad (7.7)$$

где $R_к$ — радиус условного контура питания (в расчетах обычно принимается равным половине расстояния между скважинами).

Указанные пределы (7.6), (7.7) при выборе прямолинейного участка способствуют отсечению области существенного влияния на кривую восстановления притока жидкости в скважину после ее остановки (в начале кривой) и взаимодействия скважин (в конце кривой).

При существенной неоднородности пласта в выделенной области (ограниченной пределами) может быть несколько участков, каждый из которых будет характеризовать определенную зону пласта.

Измеряется отрезок B на оси Δp от нуля до точки пересечения этой оси с прямолинейным участком КВД.

7. Проводят обработку данных КВД

а) определяется угловой коэффициент прямой

$$i = tg\varphi = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{2{,}3 \cdot q \cdot \mu}{4\pi kh} = \frac{2{,}3 \cdot q}{4\pi\varepsilon}; \qquad (7.8)$$

- по угловому коэффициенту определяют гидропроводность пласта **ε**;

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{2{,}3 \cdot q}{4\pi \cdot i}; \qquad (7.9)$$

- определяют подвижность нефти в пласте $\frac{k}{\mu}$

$$\frac{k}{\mu} = \frac{2{,}3 \cdot q}{4\pi \cdot i \cdot h}; \qquad (7.10)$$

- определяют коэффициент проницаемости пласта в области дренирования скважины

$$k = \frac{2{,}3 \cdot q \cdot \mu}{4\pi \cdot i \cdot h}; \qquad (7.11)$$

б) Измеряется отрезок B на оси Δp от нуля до точки пересечения этой оси с прямолинейным участком КВД, величина которого равна:

$$B = \frac{2{,}3 \cdot q \cdot \mu}{4\pi kh} \lg \frac{2{,}25\chi}{r_c^2} = i \cdot \lg \frac{2{,}25\chi}{r_c^2}; \qquad (7.12)$$

- определяют $\frac{\chi}{r_c^2}$; $\qquad \frac{\chi}{r_c^2} = \frac{e^{\frac{4B\pi kh}{q \cdot \mu}}}{2{,}25} = \frac{e^{B/i}}{2{,}25}; \qquad (7.13)$

- определяют пьезопроводность пласта **χ**:

1) Если скважина совершенная и r_c известен по долоту то,

$$\chi = \frac{r_c^2 \cdot e^{\frac{4B\pi kh}{q \cdot \mu}}}{2{,}25} = \frac{r_c^2 e^{B/i}}{2{,}25}; \qquad (7.14)$$

2) Если скважина несовершенная, то χ определяют по формуле Щелкачева

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_c)}; \qquad (7.15)$$

где $\beta_{ж}$ - коэффициент объёмный упругости пластовой жидкости;

β_c – коэффициент объёмный упругости пористой среды;

m – коэффициент пористости.

Параметры, входящие в формулу (7.15) могут быть определены в лабораторных условиях.

- по величине **χ** определяют приведенный радиус скважины, учитывающий гидродинамическое несовершенство

$$r_{c\,пр} = \sqrt{\frac{2{,}25\chi}{e^{\frac{4B\pi kh}{q\cdot\mu}}}} = \sqrt{\frac{2{,}25\chi}{e^{B/i}}}; \qquad (7.16)$$

- дополнительно определяют коэффициент продуктивности скважины:

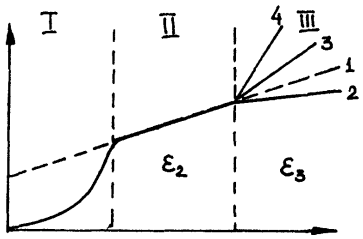
$$K = \frac{236\cdot\varepsilon\cdot\gamma_н^{пов}}{\omega_н \lg\frac{\sigma_{ср}}{r_{пр}}}; \frac{m}{сут\cdot МПа}; \qquad (7.17)$$

где $\beta_н$ - объемный коэффициент нефти;

$\gamma_н^{пов}$ - плотность нефти в поверхностных условиях.

Таким образом, проводя исследования на неустановившихся режимах, определяют параметры пласта в области дренирования.

1. Коэффициент гидроводности пласта ε.
2. Коэффициент подвижности нефти в пласте k/μ.
3. Коэффициент проницаемости пласта k.
4. Коэффициент пьезопроводности пласта χ.
5. По форме КВД в координатах Δp(t) – ln t можно качественно определить особенности строения неоднородной по проницаемости залежи (ухудшение фильтрационных свойств пласта вдали от забоя скважины приводит к увеличению угла наклона кривой):



Зона III
- линия 1- $\varepsilon_2 = \varepsilon_3$
- линия 2- $\varepsilon_2 < \varepsilon_3$
- линия 3- $\varepsilon_2 > \varepsilon_3$
- линия 4- $\varepsilon = 0$

Рис. 7.1. Фактическая КВД.

Причины искривления реальной КВД:

В зоне I:

- влияние притока жидкости после остановки скважины;
- нарушение геометрии потока в ПЗП из-за несовершенства скважины;
- нарушение режима работы скважины перед ее остановкой;
- неизотермическое восстановление давления;
- наличие свободного газа в объеме скважины,
- ухудшенные в результате бурения и эксплуатации коллекторские свойства ПЗП по сравнению с удаленной.

В III зоне:

- неоднородность пласта по простиранию (уменьшение угла наклона – улучшение коллекторских свойств наиболее удаленной зоны по сравнению с удаленной – линия 2, увеличение угла наклона – ухудшение коллекторских свойств – линия 3);

- наличие вблизи скважины непроницаемых границ (тектонических экранов, зон выклинивания пласта) – линия 4.

II зона:

- средний участок - по теории прямолинейный. Длина участка ограничена, т.к. P_c стремится к $P_{пл}$, т.е. к горизонтальной асимптоте. Область применения этого приема интерпретации по II участку КВД ограничена условиями, при которых справедлива формула упругого режима: скважина - источник постоянной интенсивности; пласт - бесконечный и однородный; возможна мгновенная остановка притока флюида в скважину.

По КВД мы оцениваем kh/μ для удаленных зон пласта, а по индикаторным диаграммам - kh/μ для ПЗП.

Таким образом, интерпретация результатов исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации позволяет количественно оценить значения параметров,

характеризующих пласт и скважину (гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность пласта, приведенный радиус, коэффициенты совершенства и продуктивности скважины). Эти данные необходимы для:

1. Использования их в расчетах показателей разработки при составлении проектов разработки месторождений.

2. Сравнения их (характеризуют удаленную зону пласта) с аналогичными данными, полученными по результатам исследований на установившихся режимах эксплуатации (характеризуют ПЗП).

3. Определения параметров пласта во времени для оценки технологической эффективности мероприятий, связанных с применением методов увеличения нефтеотдачи пластов и для контроля за разработкой.

7.2 Обработка результатов исследования со снятием кривой восстановления давления и с учетом притока жидкости к забою после остановки скважины

В некоторых случаях при исследовании скважины не удается получить прямолинейный участок кривой восстановления давления в координатах $\Delta p, \lg t$. Чаще всего это объясняется существенным влиянием продолжающегося притока (или оттока) жидкости из пласта в скважину (или наоборот) после ее закрытия на устье. В указанных случаях необходимо обрабатывав данные исследования с учетом притока жидкости в скважину после ее остановки.

Для обработки кривых восстановления давления с учетом притока жидкости необходимо одновременно с фиксацией изменения давления на забое регистрировать изменение потока жидкости во времени либо измерять изменение давления на буфере и в затрубном пространстве во времени (для фонтанных и компрессорных скважин), а для насосных скважин определять изменение уровня жидкости в затрубном пространстве.

Имеется несколько методов обработки кривых восстановления давления в скважине с учетом притока жидкости с целью определения параметров пластов и скважин. На основании исследований (сопоставление методов с помощью гипотетической кривой и по результатам исследований скважин высокоточными глубинными манометрами) большинство авторов рекомендуют применять при обработке кривых восстановления давления два метода.

При замедленном притоке жидкости предпочтительнее применять интегральный метод Э. Б. Чекалюка, а при высокой скорости затухания притока следует использовать дифференциальный метод Ю. П. Борисова. Интегральный метод также применяют и в тех случаях, когда кривые восстановления давления имеют разброс точек.

7.2.1 Интегральный метод Э. Б. Чекалюка

В данном случае основной формулой является

$$\frac{\lg \bar{t} D(\bar{t})}{n\left[Q_0 t - V(t)\right]} = \frac{\mu}{2\pi kh}\left[\lg \frac{\chi}{r_{спр}^2} + \lg t\right], \tag{7.18}$$

где $D(t)$ — интеграл Дюамеля;

Q_0 — дебит скважины до ее остановки;

$V(t)$ —суммарный приток жидкости в скважину к моменту времени t после ее закрытия на устье.

Если ввести в уравнение (7.18) координаты $x - \lg t$;

$$y = \frac{D(\bar{t}) \lg \bar{t}}{n\left[Q_0 t - V(t)\right]}, \tag{7.19}$$

где n — масштабный коэффициент, получим прямую линию с угловым коэффициентом

$$i' = \frac{\Delta p_1 - \Delta p_2}{\lg t_1 - \lg t_2} = \frac{\mu}{2\pi kh} \tag{7.20}$$

и отрезком на оси y

$$B' = \frac{1}{2\pi}\frac{\mu}{kh}\lg \frac{\chi}{r_{спр}^2} \tag{7.21}$$

Изменение суммарного притока жидкости «в скважину после ее закрытия на устье

$$V(t)=\frac{\left[(F_{зат}-F_{тр})\Delta p_{заб}(t)-F_{зат}\Delta p_{зат}(t)-F_{тр}\Delta p_{буф}(t)\right]}{\rho_{н}^{пл}}, \qquad (7.22)$$

где $F_{зат}$, $F_{тр}$ — площади сечений столбов жидкости в затрубном пространстве и в подъемных трубах, соответственно;

$\Delta p_{заб}$ (t), $\Delta p_{зат}$ (t), $\Delta p_{буф}$ (t) — приращения давления на забое скважины, в затрубном пространстве и на буфере, начиная от момента ее остановки;

$\Delta\ \rho_{н}^{пл}$ — плотность нефти в пластовых условиях.

Для построения зависимости (7.18) необходимо вычислить координаты трех-четырех точек. Предварительно кривая восстановления давления строится в специальных координатах $\left[p_{заб}(t_n-t_i);G(\bar{t})\right]$ в предположении, что исследование скважины длилось заданное время

$$t_n'=t_1;\quad t_n''=t_2;\quad t_n'''=t_3$$

и т. д. Величины $G(\bar{t}_i)$ определялись с помощью палеток (рис. 7.3), а интеграл Дюамеля — по предыдущим кривым путем графического интегрирования:

$$D(\bar{t})=\Delta G(\bar{t})\sum_{i=1}^{n}\Delta\tilde{p}_{заб}(t_n-t_i). \qquad (7.23)$$

Здесь $\Delta G(\bar{t})$ — выбранный шаг по оси абсцисс при определении интеграла.

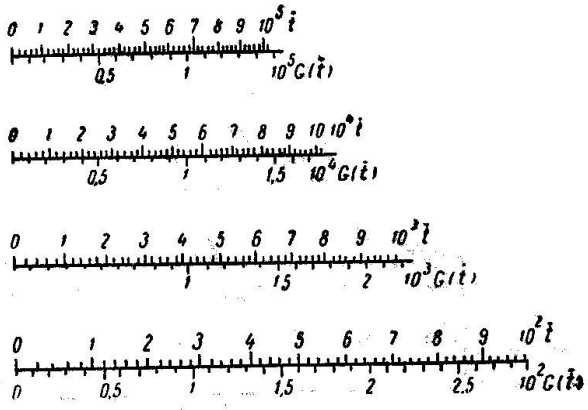


Рис. 7.3. Палетки для определения вспомогательной функции.

7.2.2 Дифференциальный метод Ю. Н. Борисова

Основной расчетной формулой в данном методе является

$$\Delta p_c(t)z=\frac{2{,}3Q_0\mu}{4\pi kh}\lg\frac{2{,}25\chi}{r_{спр}^2}+\frac{2{,}3Q_0\mu}{4\pi kh}\lg\Theta \qquad (7.24)$$

где

$$z=\frac{1}{1-\dfrac{f'(\Delta p)}{Q_0\rho_{н}^{пл}}}; \qquad (7.25)$$

$$\lg\Theta=\lg t-\beta(t)\,. \qquad (7.26)$$

В формулах (7.25) и (7.26):

$$f'(\Delta p)=\Delta p\cong\frac{f(\Delta p)_{n+1}-f(\Delta p)_{n-1}}{2\Delta t}, \qquad (7.27)$$

где

$$f(\Delta p)_n=F_к(\Delta p_{заб\,п}-\Delta p_{зат\,п})+F_т(\Delta p_{заб\,п}-\Delta p_{буф\,п})\,; \qquad (7.28)$$

$$F_к = \frac{\pi}{4}(D^2 - d_1^2); \quad F_m = \frac{\pi d^2}{4} \tag{7.29}$$

где D — внутренний диаметр обсадной колонны скважины;

d_1 — внешний диаметр колонны фонтанных труб;

d — внутренний диаметр этой колонны;

Δt — интервал времени между двумя соседними точками (одинаковый).

$$\beta(t) = \frac{1{,}6\left[\dfrac{f(\Delta p)}{t} - f'(\Delta p)\right]}{2{,}3\left[Q_0 \rho_н^{пл} - f'(\Delta p)\right]}. \tag{7.30}$$

По прямолинейному участку кривой, построенной в координатах $(\Delta p_c z), (\lg t - \beta)$, определяется уклон к оси абсцисс

$$i'' = \frac{(\Delta p_c z)_2 - (\Delta p_c z)_1}{(\lg t - \beta)_2 - (\lg t - \beta)_1} \tag{7.31}$$

и отрезок B'', отсекаемый на оси ординат.

Параметры пласта и скважины определяются по формулам (7.9)-(7.11), (7.15)-(7.17).

7.3 Экспресс-метод

Метод предназначен для исследования длительно или временно простаивающих скважин с целью определения их продуктивности (приемистости) и фильтрационных параметров пластов. С теоретической точки зрения этот метод является разновидностью метода восстановления давления. Он разработан для условий, когда давление на забое скважин равно или выше давления насыщения.

Для исследования скважины экспресс-методом применяются два способа возбуждения: подкачка газа и «мгновенный подлив».

При первом способе в скважину, устье которой герметично закрыто, с помощью компрессора или от баллона подкачивается сжатый газ (воздух) с тем, чтобы уровень жидкости был оттеснен на несколько метров или десятков метров.

Основной расчетной формулой при исследовании скважин экспресс-методом с подкачкой в нее газа является

$$\psi(S) = \frac{\Delta p(S)}{SV(S)} = 0{,}183\frac{\mu}{kh}\left(\lg\frac{1{,}26\chi}{r_{спр}^2} - \lg S\right); \tag{7.32}$$

где

$$\Delta p(S) = \int_0^\infty \Delta p_{заб}(t) e^{-St} dt; \tag{7.33}$$

$$V(S) = \int_0^\infty V(t) e^{-St} dt. \tag{7.34}$$

Здесь S — постоянное число, рассматриваемое как параметр, который выбирается в зависимости от продолжительности периода исследования в 1/с.

В результате исследования скважины способом подкачки должны быть получены зависимости $\Delta p_{заб}(t)$ и величины изменения объема жидкости в стволе скважины $V(t)$.

Для построения зависимостей по уравнению (VI. 55) необходимо выбрать несколько значений параметра S. Обычно принимаются 3-4 значения, чтобы минимальная величина S составляла $\frac{2 \div 3}{T}$ (где T — общая продолжительность исследований в с), а максимальная S равнялась бы $(2{,}5 \div 3)S_{мин}$. Промежуточные значения S определяются из приближенных равенств

$$\frac{S_{\text{мин}}}{S^2} \approx \frac{S_2}{S_3} \approx \frac{S_3}{S_{\text{макс}}}. \qquad (7.35)$$

Интегралы (7.33) и (7.34) вычисляются после выделения точек излома линий $\Delta p_{\text{заб}}(t)$ и $V(t)$. Для точек излома выписываются значения координат t с индексами (0, 1, 2, ..., j, j + 1, ..., k) и $\Delta p_{\text{заб}}$, V с теми же индексами.

Интегрирование осуществляется по приближенным формулам

$$\Delta p(S) = \frac{1}{S^2}\sum_{j=0}^{j=k}\frac{\Delta p_{\text{заб}\,j+1} - \Delta p_{\text{заб}\,j}}{t_{j+1} - t_j}\cdot(e^{-St}j - e^{-St}j + 1); \qquad (7.36)$$

$$V(S) = \frac{1}{S^2}\sum_{j=0}^{j=k}\frac{V_{j+1} - V_j}{t_{j+1} - t_j}\cdot(e^{-St}j - e^{-St}j + 1). \qquad (7.37)$$

По вычисленным значениям $\Delta p(S)$ и $V(S)$ находятся отношения $\psi = \dfrac{\Delta p(S)}{SV(S)}$, т. е. получаются исходные данные для построения графика $\psi(S)$, $\lg S$ (рис. 7.4).

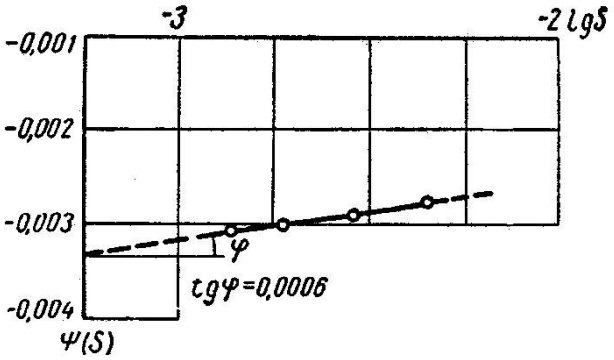


Рис. 7.4. Зависимость $\psi(S)$ от $\lg S$, построенная по данным исследования скважины с подкачкой газа.

Возбуждение непереливающих скважин осуществляется путем быстрого погружения под уровень специальных баллонов, в результате чего уровень «мгновенно» поднимается на величину $\Delta l = \dfrac{V_0}{F}$ (где V_0 — общий объем погружаемых под уровень баллонов; F — площадь внутреннего сечения обсадной колонны). Этот способ называется «мгновенным подливом».

Изменение уровня после подъема выражается величиной $\Delta l(t)$ (рис. 7.5).

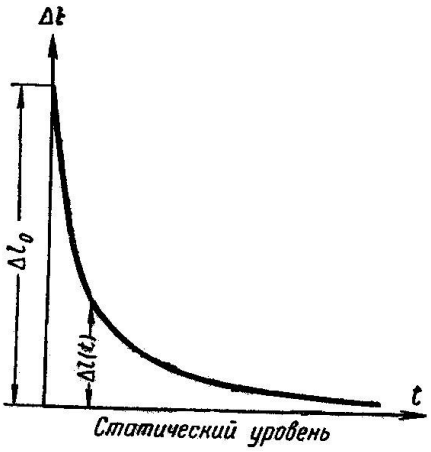


Рис. 7.5. Снижение уровня в скважине после «мгновенного подлива».

При обработке результатов исследования кривая $\Delta l(t)$ перестраивается в координатах $\lg\frac{\Delta l(t)}{\Delta l_0}$, $\lg t$ в том же масштабе, что и палетка (рис. 7.6). Фактическая кривая переносится на кальку и накладывается на палетку таким образом, чтобы горизонтальная линия фактической кривой $\left[\Delta l(t) = \Delta l_0\right]$ совпала с осью абсцисс палетки.

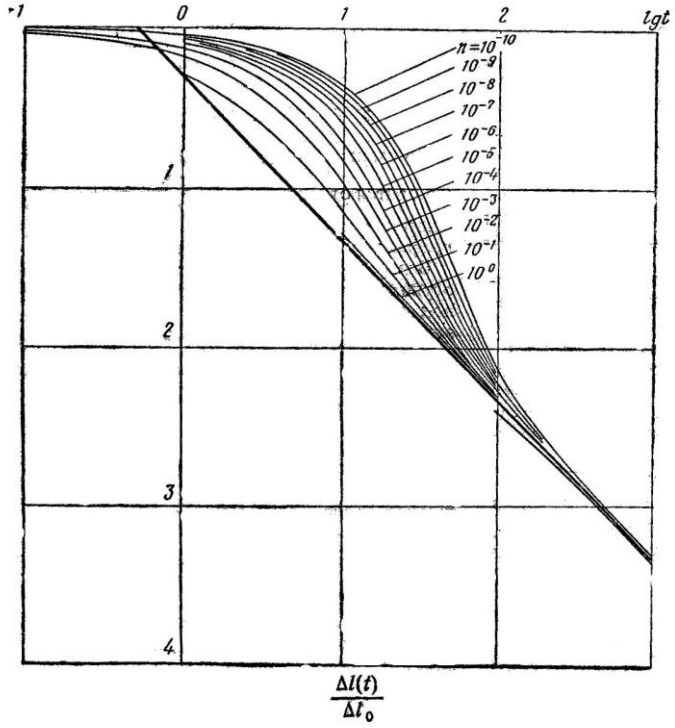


Рис. 7.6. Палетка дли обработки результатов исследования скважин методом «мгновенного подлива». Параметром кривых является коэффициент *n*.

Добившись хорошего совпадения фактической кривой с одной из кривых палетки, с палетки на кальку переносится прямая, проходящая под углом 45° к оси $\lg t$. В точке пересечения последней с осью ординат фактического графика получается значение $\lg\frac{\Delta l(O)}{\Delta l_0}$, по которому потенциированием находится значение $\Delta\bar{l} = \frac{\Delta l(O)}{\Delta l_0}$. Отмечается также величина параметра *n* кривой палетки, с которой совместилась фактическая кривая.

При исследовании скважины способом подкачки гидропроводность и приведенный радиус скважины определяются по формулам

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{0{,}183}{i}; \tag{7.38}$$

$$r_{c\,пр} = \sqrt{\frac{1{,}26\chi}{S \cdot 10^{A/i}}}, \tag{7.39}$$

где i — уклон прямой в координатах ψ (S) к оси $\lg t$:

$$i = \frac{\psi_2(S_2) - \psi_1(S_1)}{\lg S_2 - \lg S_1}, \tag{7.40}$$

A, S — произвольная ордината на прямолинейной зависимости $\psi(\lg S)$ и соответствующее ей значение S.

При исследовании скважин способом «мгновенного подлива» параметры пласта и скважины определяются по формулам

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{F \cdot 10^3}{4\pi\gamma\Delta\bar{l}}; \tag{7.41}$$

$$r_{спр} = \sqrt{\frac{2\chi\Delta\bar{l}\ n}{10^3}}, \tag{7.42}$$

где γ — относительная (безразмерная) плотность жидкости в скважине.

7.4 Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления на забое при эксплуатации трещиноватых пластов

Методика основана на соотношениях $\psi(t)$ для неустановившихся процессов в стволе скважины после изменения режима ее работы, соответствующих начальным и более поздним периодам изменения давления:

$$\psi(t_{он}) = \frac{Q_0\mu}{8\pi k_т h}\ln t_{он} - \frac{Q_0\mu}{2\pi k_т h}\cdot\ln\left(0{,}89\sqrt{\frac{\sigma\sqrt{\chi_n r_{спр}^2}}{\chi}}\right); \tag{7.43}$$

$$\psi(t_{оп}) = \frac{Q_0\mu}{8\pi k_т h}\left[\frac{\ln(t_{оп}+\tau)}{2} - \ln\left(0{,}89\sqrt{\frac{r_{спр}^2}{\chi}}\right)\right]; \tag{7.44}$$

$$\psi(t_0) = \frac{\int_0^\infty \Delta p_c(t)e^{-t/t_0}dt}{t_0 - \frac{1}{Q_0}\int_0^\infty Q(t)e^{-t/t_0}dt}, \tag{7.45}$$

где $k_т$ — проницаемость трещиноватого пласта;

σ — удельная поверхность трещин $(\sigma = 2T)$;

T — объемная плотность трещин;

χ_n — пьезопроводность пористой среды.

Время регистрации показателей после изменения режима работы скважины должно быть не менее 4—8 ч.

В качестве исходных данных для расчета выбирают значения давления (и дебита) в моменты времени t_i, составляющие (начиная с t_2) геометрическую прогрессию со знаменателем δ, не превышающим двух. Удобнее принять $\delta = \sqrt{2}$.

$$\Delta p_2(t_2 = 1);\quad \Delta p_3(t_3 = \sqrt{2});\quad \Delta p_4(t_4 = 2)\ldots;\quad \Delta p_n\left(t_n = 2\frac{n-2}{2}\right).$$

Значения давлений, не совпадающие для указанных моментов времени с замеренными, находятся линейным интегрированием между двумя имеющимися точками.

Далее определяются вспомогательные функции S_i.

$$S_i = e^{-\frac{4t_i}{t_n}}\ (i = 2,\ 3,\ldots,\ n\text{-}1);\ S_n = 0. \qquad (7.46)$$

В координатах p, S проводятся прямые $\Delta p = \Delta p_i$ и $S = S_i$ до их попарного пересечения.

Через n указанных точек пересечения в точку (0,1) проводится кривая $\Delta p_i = \Delta p_i(S_i)$, которая соответствует величине $t_0 = \frac{t_n}{4}$. Через (n—1) ближайшие к построенной кривой узловые точки и точку (0,1) проводится кривая, соответствующая $t_0 = \frac{t_{n-1}}{4}$, и т. д. до кривой, соответствующее значение t_0 для которой будет $t_0 = 4t_1$.

С помощью планиметра или по формуле Симпсона определяются площади, ограниченные каждой из построенных кривых и осями координат. Произведение величин этих пло-щадей на соответствующее значение t_0 дает искомую величину интеграла в формуле (7.45).

Кривая восстановления давления строится в координатах ψ, $\ln t_0$.

Если кривая имеет начальный прямолинейный участок, то определяется ее уклон к оси абсцисс ($i_н$) и отрезок, отсекаемый на оси ординат ($B_н$). Выбирая два достаточно больших значения t_0, вычисляются

$$\tau = \frac{t_{on1} - t_{on2}e^{\Theta}}{e^{\Theta} - 1};$$

$$\Theta = \frac{\psi(t_{on1}) - \psi(t_{on2})}{2i_н}; \qquad (7.47)$$

и кривая строится в координатах ψ, $\ln(t_0 + \tau)$.

Если кривая ψ, $\ln t_0$ имеет асимптотический прямолинейный участок с уклоном к оси абсцисс ($i_н$), то, определяя $B_н$ и сопоставляя с выражением (7.44), получим

$$k_т = 0{,}04\frac{Q_0\mu}{hi_н}; \qquad (7.48)$$

$$\chi = \frac{k_т}{\mu(m\beta_н + \beta_с)}; \qquad (7.\ 49)$$

$$r_{c\,пр} = 1{,}12\sqrt{\chi}e^{-\frac{B_н}{4i_н}}; \qquad (7.50)$$

$$\sigma = \frac{4\chi}{r_{спр}^2 \cdot 3{,}16\sqrt{\chi_п}}e^{-\frac{B_н}{4i_н}}. \qquad (7.51)$$

7.5 Метод гидропрослушивания

Пуск в эксплуатацию или остановка скважины при исследовании методом КВД влияет на работу соседних скважин ***(интерференция скважин***). ***Степень этого влияния*** зависит от свойств пластовой системы и интенсивности импульса дебита.

Изучение свойств и строения пластов по результатам интерференции скважин называется **гидропрослушиванием.**

Метод гидропрослушивания скважин ***предназначен*** для установления гидродинамической связи между исследуемыми скважинами (рис. 7.7) Заключается в наблюдении за изменением давления в одной из них (реагирующей) при создании возмущения в другой (возмущающей).

Метод применяется на залежах, эксплуатирующихся при давлениях выше давления насыщения и используется при условии фильтрации однофазной жидкости или водонефтяной смеси.

Цель: определить осредненные значения ***гидропроводности*** ε и ***пьезопроводности*** χ в районе исследуемых скважин.

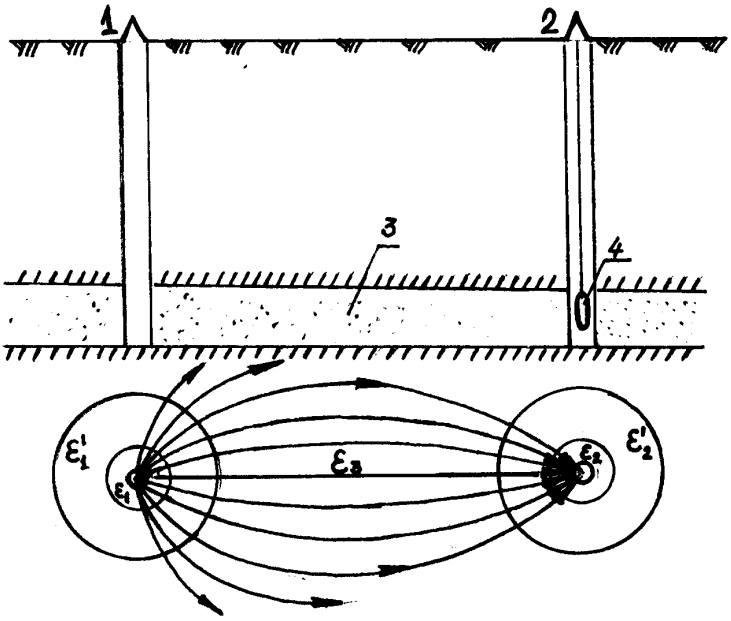


Рис. 7.7. Схема проведения гидропрослушивания пластов:

1 – возмущающая скважина, 2 – реагирующая скважиная, 3 – пласт, 4 – глубинный прибор (манометр или дифманометр)

ε_1 и ε_2 – коэффициенты гидропроводности призабойных зон пласта, ε_1' и ε_2'– коэффициенты гидропроводности удаленных зон пласта, ε_3 – коэффициент гидропроводности пласта на участке между возмущающей и реагирующей скважинами.

Возможны три варианта получаемых значений ***коэффициента гидропроводности*** на участке между исследуемыми скважинами по сравнению с призабойной и удаленной зонами пласта вокруг скважин:

1) $\varepsilon_3 \geq \varepsilon_2$ и ε_1;

2) $\varepsilon_3 < \varepsilon_2$ и ε_1 - имеется зона неоднородности;

3) $\varepsilon_3=0$ - имеется непроницаемая граница.

Разновидности метода гидропрослушивания**:**

1. Скачкообразное изменение дебита возмущающей скважины
2. Плавное изменение дебита возмущающей скважины
3. Периодическое изменение дебита возмущающей скважины.

Эти разновидности метода гидропрослушивания применяют для уточнения свойств пластовой системы для конкретной области пласта, для отдельных пропластков в любой точке пласта и т.д.

Способы обработки кривых реагирования:

1. Графоаналитические методы (способ касательной)
2. Методы характерных точек (по экстремуму кривой)
3. Методы эталонных кривых
4. Аналитические методы.

Кривые реагирования (***гидропрослушивания***) обычно строят в координатах ΔP-t (ΔP - изменение давления в реагирующей скважине по отношению к фоновой кривой). Если при исследовании используют **U-образные ртутные манометры**, то кривую строят в координатах Δl-t (Рис. 7.8, Δl- мм. ртутного столба).

При обработке кривых гидропрослушивания (Рис. 7.8) способом касательной коэффициент гидропроводности определяют по приращению давления в реагирующей скважине Δp_k , соответствующему времени t_k, когда темп изменения давления начал уменьшаться и кривая имеет видимый изгиб. Начало координат по оси абсцисс совпадает с моментом создания импульса в возмущающей скважине. Коэффициент пьезопроводности пласта устанавливают также по времени t, от считываемому от момента создания импульса до начала перегиба кривой гидропрослушивания .

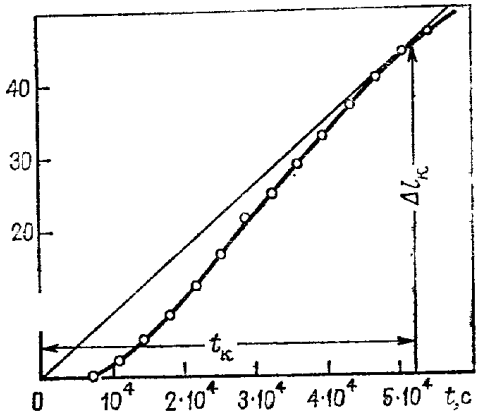


Рис. 7.8. Кривая гидропрослушиваяия с точкой перегиба

$$\varepsilon = \frac{590Q}{\Delta P_к} = \frac{590Q}{\Delta l_к c} \qquad (7.52)$$

$$\chi = \frac{0{,}57R^2}{t_к} \qquad (7.53)$$

где Q- дебит возмущающей скважины в пластовых условиях, м^3/сут;

R- расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м;

$\Delta P_к$ – перепад давления соответствующий $t_к$, Па ;

с – масштабный коэффициент, для перевода Δl (мм.рт.ст) в ΔP (Па).

По **методу касательной** не всегда удается обработать кривую гидропрослушивания, т.к. последняя может иметь такую форму при которой касательной провести нельзя. Кроме этого так обрабатываются результаты исследования для случая **единичного измерения** режима возмущающей скважины, т.е этот метод справедлив для условий, когда режим в возмущающей скважине в момент t=0 изменится на величину Q и поддерживался неизмененным.

Если **изменение дебита** возмущающей скважины создается путем его последовательного снижения (остановка скважины) и увеличения (пуск в работу через некоторое время), то на забое регулирующей скважины чувствительным дифманометром можно зарегистрировать кривую, имеющую максимум (Рис.7.9.)

Коэффициент пьезопроводности в этом случае можно определить по формуле

$$\chi = \frac{R^2 \cdot t_1}{4t_{\max} \cdot t_2} \cdot \frac{1}{\ln \dfrac{\Delta Q_1 \cdot t_{\max}}{\Delta Q_o \cdot t_2}}, \qquad (7.54)$$

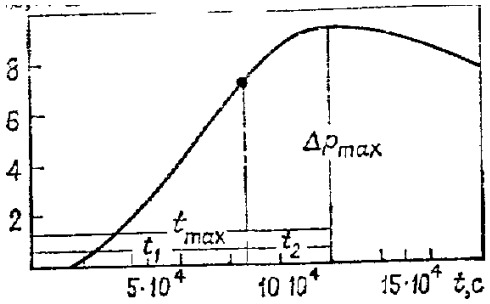


Рис. 7.9. Кривая гидропрослушивания, имеющая максимум

где t_1 - время между первым и вторым изменением дебита;

$t_2 = t_{max} - t_1$

ΔQ_o - значение дебита в пластовых условиях при первом изменении;

ΔQ_1 — значение дебита в пластовых условиях при втором изменении.

При использовании **метода эталонных кривых** результаты исследований представляются в виде графика гидропрослушивания (рис. 7.10)). По оси ординат откладывается изменение забойного давления реагирующих скважин, а по оси абсцисс — время в часах. Время отсчитывается с момента изменения режима работы возмущающей скважины (точка *B*).

Изменение давления Δp_i в момент времени t_i соответствующее вертикальному отрезку Δl_i, берется между фоном (AA_1) и фактической кривой в реагирующей скважине (BC).

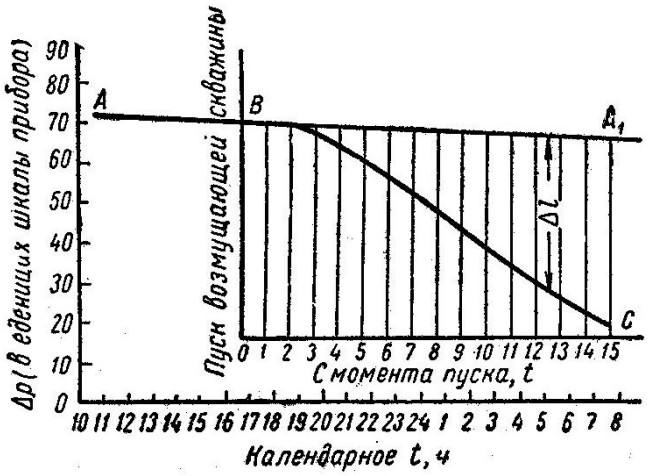


Рис. 7.10. График гидропрослушивания (изменение забойного давления в наблюдательной скважине от изменения дебита в возмущающей).

Фактическая кривая изменения давления на забое реагирующей скважины строится в координатах $\lg \Delta p$, $\lg t$ таким образом, чтобы она разместилась на бланке. С этой целью выбираются соответствующие масштабы для оси времени и для оси давления.

На фактическую кривую накладывается эталонная, нанесенная на кальку (масштабы координатных осей *y* обеих кривых должны быть одинаковы), рис. 7.11.

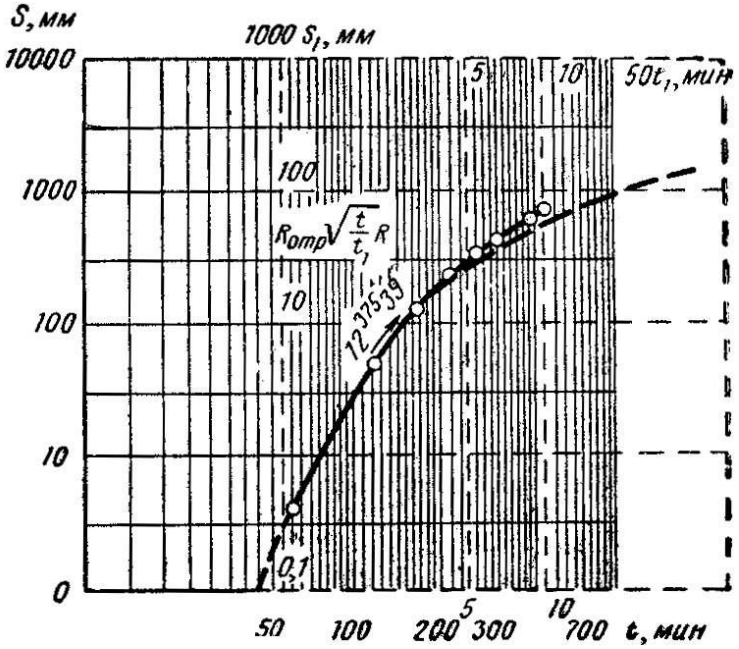


Рис. 7.11. Эталонная кривая восстановления давления, применяемая при исследовании скважин методом гидропрослушивания.

При совмещении кривых следует соблюдать параллельность координатных осей обеих кривых. Фиксируются значения совпадающих точек кривых эталонной и фактической по давлению и по времени (соответственно Δp и t_1 — для эталонной кривой и $\Delta p_ф$ и $t_ф$ для фактической). Параметры пласта рассчитываются из соотношений:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\Delta p_1}{\Delta p_ф} \Delta Q; \qquad (7.54)$$

$$\chi = \frac{t_1}{t_ф} 10 R^2, \qquad (7.55)$$

где ΔQ — изменение дебита возмущающей скважины;

R — расстояние между двумя взаимодействующими скважинами.

8. Примеры обработки результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления.

Пример. 1. Обработка КВД без учета притока жидкости к забою после ее остановки.

Кривая восстановления давления на забое снята после остановки фонтанной скважины, эксплуатирующейся с дебитом 106 т/сут. Условный контур питания $R_к$ = 300 м. Эффективная толщина пласта h = 17,6 м, пористость m = 0,18. Свойства нефти: $\mu_н^{пл}$ = 2,6 мПа·с; $\beta_н = 11 \cdot 10^{-10}$ Па$^{-1}$ ($11 \cdot 10^{-5}$ см^2/кгс); $\omega_н$ = 1,16; $\gamma_н^{пов}$ = 0,86; $\beta_c = 1 \cdot 10^{-10}$Па$^{-1}$($1 \cdot 10^{-5}$ см^2/кгс).

Результаты исследования скважины со снятием кривой восстановления давления на забое приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Результаты исследования скважины со снятием кривой восстановления

Время после остановки t, с	lg$t$	Приращение забойного давления $\Delta p_{заб}$ кгс/см^2	Время после остановки t, с	lg$t$	Приращение забойного давления $\Delta p_{заб}$ кгс/см^2
0	—	120,30	3000	3,477	7,15
120	2,080	1,50	3600	3,556	7,30
300	2,477	2,06	4200	3,623	7,40
600	2,778	3.55	4800	3,681	7,48
900	2,954	4,50	5400	3,732	7,55
1200	3,078	5,11	6000	3,778	7,65
1500	3,176	6,17	7800	3,891	7,70
1800	3,255	6,70	9600	3,982	7,85
2400	3,380	7,00	14400	4,158	8,10

Кривая восстановления давления представлена на рис. 8.1.

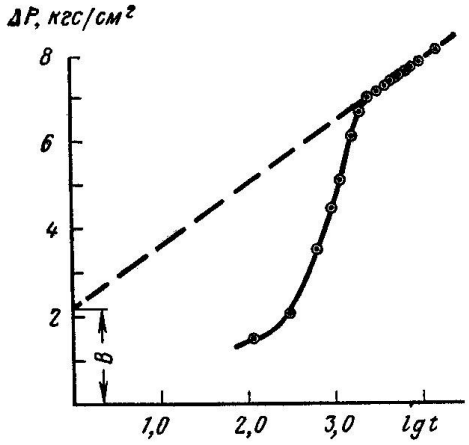


Рис. 8.1. Кривая восстановления давления на забое скважины (1 кгс/см^2 ≈ 0,1 МПа).

Принимаем на прямолинейном участке кривой две точки, по которым находим угловой коэффициент:

$$i = \frac{8{,}10 - 7{,}00}{4{,}158 - 3{,}380} = 1{,}42 \text{ кгс/см}^2$$

Отрезок B, отсекаемый на оси Δp продолжением ассимптоты кривой, соответствует значению 2,15 кгс/см^2.

Дебит нефти в пластовых условиях по скважине

$$q = \frac{106 \cdot 1{,}16 \cdot 10^6}{0{,}86 \cdot 86400} = 1650 \text{ см}^3\text{/с}$$

Гидропроводность и коэффициент пьезопроводности пласта

$$\frac{kh}{\mu_н} = \frac{2{,}3 \cdot 1650}{4 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}42} = 213 \ \frac{\text{Д} \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}};$$

$$\chi = \frac{213}{1760 \cdot (0{,}18 \cdot 11 + 1) \cdot 10^{-5}} = 4070 \text{ см}^2\text{/с}$$

Проверим правильность выбора прямолинейного участка кривой:

$$t_1 = \frac{9 \cdot 10^8}{4070} \cdot 10^{-3} = 221 \text{ с} < 2400\text{с};$$

$$t_2 = \frac{9 \cdot 10^8}{4070} \cdot 10^{-1} = 22100 \text{ с} > 14400\text{с}.$$

Следовательно, участок заключен в указанных пределах.

Приведенный радиус несовершенной скважины

$$r_{спр} = \sqrt{\frac{2{,}25 \cdot 4070}{10^{2{,}15/1{,}42}}} = \sqrt{\frac{2{,}25 \cdot 4070}{32{,}7}} = 16{,}7 \text{ см}$$

Пример. 2. Обработка КВД с учетом притока жидкости к забою после ее остановки по интегральному методу Э.Б.Чекалюка.

После установившейся работы скважины с дебитом нефти Q_0 = 200 т/сут на забое скважины дифференциальным глубинным манометром снята кривая восстановления давления, а также кривые восстановления давления на буфере ($\Delta p_{буф}$) и в затрубном пространстве скважины ($\Delta p_{зат}$), см. табл. 8.2. Эффективная толщина пласта равна 10 м и коэффициент пористости — 0,2. Свойства нефти: $\rho_н^{пл}$ = 810 кг/м^3; $\mu_н$ = 2,2 мПа·с; $\omega_н$ = 1,38; $\beta_н = 10{,}5 \cdot 10^{-5}$ см^3/кгс; β_c = 1·10^{-5} см^2/кгс. Площадь сечения столба жидкости в подъемных трубах $F_{тр}$ = 30 см^2, а в затрубном пространстве $F_{зат}$ = 135 см^2.

Таблица 8.2

Результаты исследования скважины

t, с	$\Delta p_{заб}$, кгс/см^2	$\Delta p_{буф}$, кгс/см^2	$\Delta p_{зат}$, кгс/см^2	$V(t)$, м^3

0	0	0	0	0
600	9,32	6,6	2,6	1,215
1200	12,08	7,7	3,6	1,585
1800	13,35	8,8	4,1	1,710
2400	14,10	9,5	4,4	1,79
3000	14,70	10,1	4,5	1,87
3600	15,10	10,7	4,5	1,93
4200	15,49	11,1	4,5	2,00
4800	15,70	11.5	4,5	2,02
5400	15,90	12,2	4,5	2,04
6000	16,09	12,7	4,5	2,06
7200	16,40	13,6	4,5	2,08
8400	16,75	14,7	4,5	2,12
9600	16,97	15,4	4.5	2,15
10800	17,20	16,0	4,5	2,17
12500	17,50	16,9	4,5	2,19
14400	17,65	17,5	4,5	2,20

Примечание. 1 кгс/см^2 ≈ 0,1 МПа

В последней графе табл. 8.2 приведены результаты подсчета по формуле (7.22) притока в ствол скважины нефти $V(t)$ после ее остановки. Например,

для t = 600 с

$$V_{(600)} = \frac{[(135+30)\cdot 9{,}32 - 135\cdot 2{,}6 - 30\cdot 6{,}6]}{0{,}00081} = 1{,}215 \text{ м}^3;$$

для t = 1200 с

$$V_{(1200)} = \frac{[(135+30)\cdot 12{,}08 - 135\cdot 3{,}6 - 30\cdot 7{,}6]}{0{,}00081} = 1{,}585 \text{ м}^3$$

Для построения кривой восстановления давления в координатах y, x определим координаты четырех точек при четырех значениях времени t_n, например при t_1=1800с, t_2=3600, t_3=6000 и t_4=10800 с. Примем масштаб времени $n = \frac{1}{6}$. Тогда безразмерное время $\bar{t}_1$ будет равным

$$\bar{t}_1 = nt_1 = \frac{1800}{6} = 300; \quad \bar{t}_2 = \frac{3600}{6} = 600;$$

$$\bar{t}_3 = \frac{6000}{6} = 1000; \quad \bar{t}_4 = \frac{10800}{6} = 1800.$$

По данным табл. 8.2 составляем вспомогательную табл. 8.3 для четырех принятых значений времени.

Значения величин $G(\bar{t})$ находятся по величинам $\bar{t}$ с помощью палеток (см. рис. 7.3).

Для каждого из безразмерных $\bar{t}_i$ строятся кривые зависимости $\Delta p_c(t_n - t)$ от $G(t)$ (рис. 8.2).

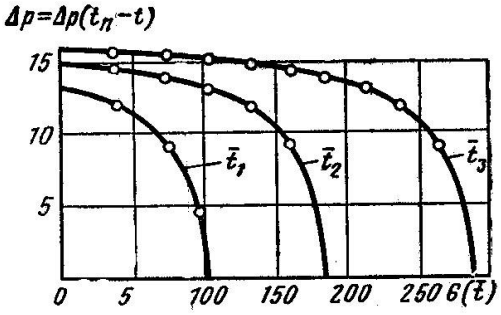


Рис. 8.2. Кривые зависимости $\Delta p(t_n - t)$ от $G(\bar{t})$ для $\bar{t}_1 = 300$; $\bar{t}_2 = 600$; $\bar{t}_3 = 1000$.

По этим кривым находятся значения интегралов Дюамеля в соответствии с формулой (7.23). Площадь заключенную между каждой из кривых и координатными осями, делят на вертикальные полосы принятой постоянной ширины, а интеграл определяют как произведение сумм средних ординат для каждой из полос на ширину полосы, например:

$$D(\bar{t}_1 = 300) = 10 \cdot (13{,}2 + 13{,}0 + 12{,}6 + 12{,}1 + 11{,}6 + 10{,}8 + 8{,}8 + 7{,}2 + 4{,}5 + 0{,}4) = 2312;$$

Таким же образом получают $D(\bar{t}_2 = 600) = 2312$; $D(\bar{t}_3 = 1000) = 3956$ и $D(\bar{t}_3 = 1800) = 7240$.

Величины y_i (левая часть уравнения (7.18) рассчитываются следующим образом:

$$y_1(\bar{t}_1 = 300) = \frac{2{,}478 \cdot 1042}{\frac{1}{6}(3200 \cdot 1800 - 1{,}71 \cdot 10^6)} = 0{,}00383;$$

$$y_2(\bar{t}_2 = 600) = 0{,}00402; \quad y_3(\bar{t}_3 = 1000) = 0{,}00415; \quad y_4(\bar{t}_4 = 1800) = 0{,}00435.$$

Величины x_i определяются логарифмированием t_i:

$$x_1 = \lg 1800 = 3{,}26; \quad x_2 = \lg 3600 = 3{,}57; \quad x_3 = \lg 6000 = 3{,}78; \quad x_4 = \lg 10800 = 4{,}04;$$

По точкам в координатах y_i, x_i, проводим прямую (рис. 8.3), отсекающую на оси ординат отрезок $y_0 == 0{,}00158$ и расположенную к оси абсцисс с уклоном

$$i' = \frac{0{,}00158}{2{,}35} = 0{,}00067.$$

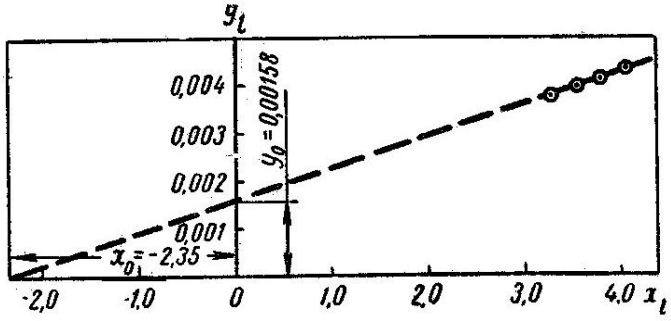


Рис. 8.3. Зависимость y_i от x_i, построенная с учетом притока жидкости в скважину после остановки.

Отсюда гидропроводность пласта

$$\frac{kh}{\mu_н} = \frac{1}{6{,}28 \cdot 0{,}00067} = 238 \ \frac{\text{Д} \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}^2},$$

а проницаемость

$$k = \frac{238 \cdot 2{,}2}{1000} = 0{,}523 \text{ Д}.$$

Пьезопроводность пласта равняется

$$\chi = \frac{0{,}523}{2{,}2(0{,}2 \cdot 10{,}5 \cdot 10^{-5} + 1{,}0 \cdot 10^{-5})} = 7800 \text{ см}^2/\text{с},$$

а приведенный радиус несовершенной скважины

$$r_{спр} = \sqrt{\frac{7800}{10^{-(-2{,}35)}}} = \sqrt{\frac{7800}{224}} = 5{,}9 \text{ см}.$$

Пример. 3. Обработка КВД с учетом притока жидкости к забою после ее остановки по дифференциальному методу Ю.Н. Борисова.

Дебит нефти до остановки Q_0 = 42,9 т/сут. Плотность нефти в пластовых условиях и на поверхности равны $\rho_н^{пл}$ = 794 кг/м^3 и $\rho_н^{пов}$ = 860 кг/м^3. Объемный коэффициент $\omega_н$ = 1,1. Поперечные проходные сечения кольцевого пространства $F_к$ = 133 см^2 и фонтанных труб $F_{тр}$ = 30,1 см^2. Эффективная мощность пласта h=8 м, пористость — 20%. Вязкость пластовой нефти $\mu_н$ = 4,5 мПа·с; $\beta_н$ = 9,42·10^{-5} см^2/кгс; β_c = 1,6·10^{-5} см^2/кгс. Результаты гидродинамических исследований скважины приведены в табл. 8.4.

В табл. 8.5 приводятся результаты обработки данных исследования скважины, а ниже даются примеры определения промежуточных функций.

Для первой точки (t_1 = 600 с):

$$f(\Delta p_1) = 133(2{,}24 - 0{,}41) + 30{,}1(2{,}24 - 1{,}99) = 250{,}9;$$

$$f'(\Delta p_1) = \frac{403{,}2 - 0}{2 \cdot 600} = 0{,}336.$$

Для второй точки (t_2 = 1200 с) аналогично:

$$f(\Delta p_2) = 133(3{,}60 - 0{,}82) + 30{,}1(3{,}60 - 2{,}49) = 403{,}2;$$

$$f'(\Delta p_2) = \frac{460{,}2 - 250{,}9}{2 \cdot 600} = 0{,}174 \text{ и т. д.}$$

Таблица 8.4

Данные гидродинамических исследований скважины

Точки	t, с	Давление, кгс/см^2		
		$\Delta p_{заб}$	$\Delta p_{зат}$	$\Delta p_{буф}$
1	600	2,24	0,41	1,99
2	1200	3,60	0,82	2,49
3	1800	4,23	1,03	3,08
4	2400	4,61	1,13	3,27
5	3000	4,78	1,13	3,39
6	3600	4,93	1,03	3,49
7	4200	5,03	0,99	3,54
8	4800	5,13	0,93	3,59
9	5400	5,21	0,82	3,59

Величины z, β вычисляются соответственно:

$$z_1 = \frac{1}{1 - \dfrac{0{,}336 \cdot 0{,}86 \cdot 86400}{42{,}9 \cdot 1{,}1 \cdot 794}} = 3{,}26;$$

$$z_2 = \frac{1}{1 - \dfrac{0{,}174 \cdot 0{,}86 \cdot 86400}{42{,}9 \cdot 1{,}1 \cdot 794}} = 1{,}57 \text{ и т. д.}$$

$$\beta_1 = \frac{1{,}6\left(\dfrac{250{,}9}{600} - 0{,}336\right)}{2{,}3(0{,}485 - 0{,}336)} = 0{,}383;$$

$$\beta_1 = \frac{1{,}6\left(\dfrac{403{,}2}{1200} - 0{,}174\right)}{2{,}3(0{,}485 - 0{,}174)} = 0{,}362 \text{ и т. д.}$$

В результате, например,

$$\Delta p_{\text{заб}_1} z_1 = 2{,}24 \cdot 3{,}26 = 7{,}30 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\lg\Theta_1 = \lg t_1 - \beta_1 = \lg 600 - 0{,}383 = 2{,}395.$$

По данным табл. 8.5 строится кривая восстановления давления в координатах $\Delta p_{\text{заб}} z$, $\lg\Theta$ (рис. 8.4). По прямолинейному участку кривой определяются B''= 1,6 кгс/см^2 и i'' = 1,143 кгс/см^2.

Параметры пласта и скважины получаются равными:

$$\frac{kh}{\mu_н} = \frac{2{,}3 \cdot 42{,}9 \cdot 1{,}1 \cdot 11{,}57}{0{,}86 \cdot 4 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}143} = 102 \ \frac{\text{Д} \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}};$$

$$k = \frac{102 \cdot 4{,}5}{800} = 0{,}573 \text{ Д};$$

$$\chi = \frac{0{,}573}{4{,}5(0{,}2 \cdot 9{,}42 \cdot 10^{-5} + 1{,}6 \cdot 10^{-5})} = 3660 \text{ см}^2/\text{с};$$

$$r_{спр} = \sqrt{\frac{2{,}25 \cdot 3660}{10^{1{,}6/1{,}143}}} = \sqrt{\frac{7550}{10^{1{,}4}}} = 17{,}4 \text{ см.}$$

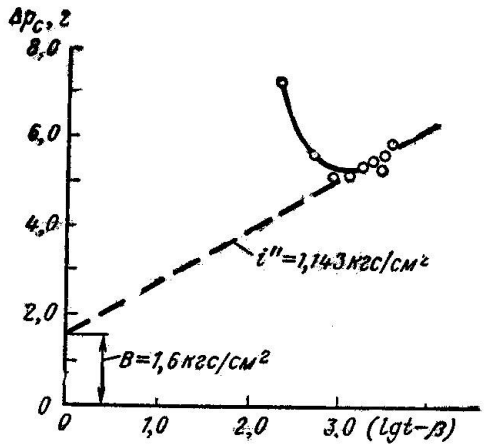


Рис. 8.4. Кривая восстановления давления на забое скважины в координатах $(\Delta p_c z), (\lg t - \beta)$

Таблица 8.5

Обработка результатов исследования скважины с учетом притока (дифференциальный метод)

Показатели	Данные по точкам в с								
	t_1 = =600	t_2 = =1200	t_3 = =1800	t_4 = =2400	t_5 = =3000	t_6 = =3600	t_7 = =4200	t_8 = =4800	t_9 = =5400
$f(\Delta p)$, кгс	250,9	403,2	460,2	503,2	527,3	562,4	582,2	604,9	632,6
$f'(\Delta p)$, кгс/с	0,336	0,174	0,083	0,056	0,049	0,046	0,036	0,042	0,052
$\frac{f'(\Delta p)}{Q_0 \rho_{пл}}$	0,693	0,359	0,171	0,115	0,101	0,095	0,074	0,086	0,110
$1-\frac{f'(\Delta p)}{Q_0 \rho_{пл}}$	0,307	0,641	0,829	0,885	0,899	0,905	0,926	0,914	0,890
z	3,26	1,57	1,21	1,13	1,12	1,107	1,07	1,097	1,13
$\Delta p_{заб} z$, кгс/см^2	7,30	5,65	5,12	5,20	5,35	5,46	5,38	5,63	5,88
$\frac{f(\Delta p)}{t}$, кгс/с	0,418	0,336	0,257	0,210	0,176	0,156	0,139	0,126	0,117
$\left[\frac{f(\Delta p)}{t} - f'(\Delta p)\right]$, кгс/с	0,082	0,162	0,174	0,154	0,127	0,110	0,103	0,084	0,065
$Q_0 \rho_{пл} - f'(\Delta p)$.	0,149	0,311	0,402	0,429	0,436	0,439	0,449	0,443	0,433
β	0,383	0,362	0,301	0,250	0,203	0,174	0,160	0,132	0,105
$\lg t - \beta$	2,395	2,717	2,954	3,130	3,274	3,382	3,463	3,549	3,627

Примечание. 1 кгс $\approx$ 10 Н; 1 кгс/см^2 $\approx$ 0,1 МПа; 1 кгс/с $\approx$ 10 Н/с

Пример. 4. Исследование скважины способом «мгновенного подлива».

Результаты исследования представлены в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Результаты исследования скважин способом «мгновенного подлива»

№ п/п	t, в мм бланка	$\lg(t)$, в мм бланка	$\Delta l(t)$, мм	$\frac{\Delta l(t)}{\Delta l_0}$	$\lg\frac{\Delta l(t)}{\Delta l_0}$
1	8	34,0	23,0	0,125	$\bar{1}$,097—0,903
2	13	25,5	14,5	0,078	$\bar{2}$,892—1,108
3	18	21,5	10,5	0,057	$\bar{2}$,756—1,244
4	25	18,5	7,5	0,041	$\bar{2}$,613—1,387
5	30	17,2	6,2	0,034	$\bar{2}$,632—1,468
6	39	16,0	5,0	0,027	$\bar{2}$,432—1,568
7	47	14,2	3,9	0,021	$\bar{2}$,322—1,678
8	109	12.5	1,5	0,0081	$\bar{3}$,909—2,091
9	194	11,8	0,8	0,0043	$\bar{3}$,633—2,367
10		11,0 $(l/t)=0$	0,0	0	

Площадь поперечного сечения колонны исследуемой скважины F = 117 см^2. Эффективная толщина пласта 8,6 м. γ = 1,0. Объем вытесняемой прибором жидкости V= 20 715 см^3.

Откуда $\Delta l_0 = \frac{20715}{117} = 177$ см. В мм бланка Δl_0 =184 мм. Масштабные коэффициенты M_t=11,09 с/мм; M_l = 9,6 мм/мм.

По данным таблицы кривая восстановления давления строится на кальке в логарифмических координатах $\lg\frac{\Delta l(t)}{\Delta l_0}$, $\lg t$ и сопоставляется с теоретическими кривыми, приведенными на палетке (рис. 7.6).

Из сопоставления данных определяются параметры фактической кривой

$$\lg\frac{\Delta l(O)}{\Delta l_0} = 0{,}10.$$

При потенциировании получаем:

$$\Delta l = 1{,}26;$$

Параметр кривой n = 0,3.

Параметры пласта и скважины получаются из расчетов:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{117\cdot 10^3}{4\cdot 3{,}14\cdot 1\cdot 1{,}26\cdot 11{,}09} = 665\ \frac{\text{Д}\cdot\text{см}}{\text{мПа}\cdot\text{с}};$$

$$k = \frac{1{,}0\cdot 665}{860} = 0{,}773\ \text{Д}$$

$$\chi = \frac{0{,}773}{1{,}0(0{,}2\cdot 4{,}5\cdot 10^{-5} + 1{,}5\cdot 10^{-5})} = 32200\ \text{см}^2/\text{кгс};$$

$$r_{спр} = \sqrt{\frac{2\cdot 32200\cdot 1{,}26\cdot 0{,}3}{10^3}} = 4{,}94\ \text{см}.$$

Пример. 5. Обработка результатов исследования скважины со снятием КВД на забое при эксплуатации трещиноватых пластов.

Кривая восстановления давления на забое скважины, эксплуатирующей трещиноватый пласт, снята после ее остановки (см табл. 8.7). Дебит нефти до остановки 2599 см^3/с. Эффективная толщина пласта равна 9,8 м; коэффициент пористости блоков — 0,1. Вязкость нефти в пластовых условиях 7,34 мПа·с. $\beta_н$ = 7,5·10^{-5} см^2/кгс; β_c = 1·10^{-5} см^2/кгс.

Таблица 8.7

Результаты исследования скважины со снятием кривой восстановления давления на забое (1 кгс/см^2 ≈ 0,1 МПа)

i	t, мин	Δp_i, кгс/см^2	i	t, мин	Δp_i, кгс/см^2
1	0	0	10	16	7,99
2	1	2,11	11	$16\sqrt{2}$	8,76
3	$\sqrt{2}$	2,60	12	32	9,67
4	2	3,31	13	$32\sqrt{2}$	10,51
5	$2\sqrt{2}$	4,05	14	64	11,60
6	4	4,98	15	$64\sqrt{2}$	12,80
7	$4\sqrt{2}$	5,59	16	128	14,19
8	8	6,62	17	$128\sqrt{2}$	15,79
9	$8\sqrt{2}$	7,30	18	256	17,52

Притоком жидкости в скважину после ее остановки пренебрегается, так как не были сняты дополнительно кривые восстановления на буфере и в затрубном пространстве.

Для выбранных значений t_i (с 6 до 14 точки) по формуле (7.46) вычисляются значения S_i и изложенным выше способом наносится сетка прямых Δp_i, S_i, Например, для t_i = 32мин Δp_i = 9,67:

$$S_1 = e^{-\frac{4\cdot 32}{256}} = 0{,}606.$$

В координатах Δp_i, S_i (рис. 8.5) проводятся соответствующие прямые до их пересечения. Через узлы построенной сетки проводятся кривые Δp_i, S_i (с целью разгрузки графика нанесены кривые только для четных номеров *i),* и одним из указанных выше способов подсчитываются значения интегралов, входящих в выражение (7.45), а затем и самой функции $\psi(t_0)$ при дискретных значениях t_0 (табл. 8.8).

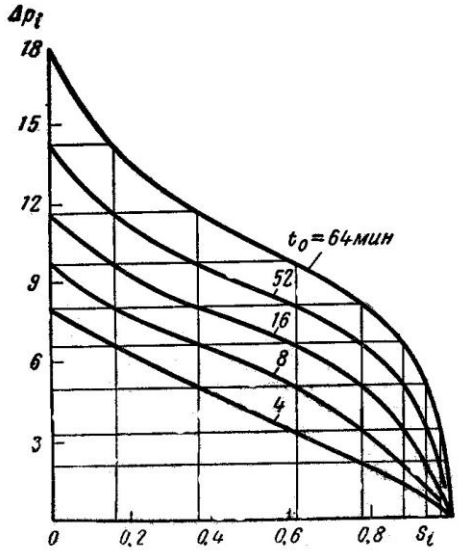


Рис. 8.5. Вспомогательные зависимости $\Delta p_i\,(S_i)$.

Таблица 8.8

Значения расчетных величин при обработке кривой восстановления давления

t_0, с	$(t_0+\tau)$ τ=1430	$\ln t_0$	$\ln(t_0+\tau)$	$\psi(t_0)$
240	1670	5,481	7,421	3,963
339	1769	5,827	7,478	4,635
480	1910	6,174	7,555	5,338
679	2109	6,520	7,654	6,066
960	2390	6,867	7,779	6,823
1358	2788	7,214	7,933	7,619
1920	3350	7,560	8,117	8,468
2715	4145	7,907	8,330	9,389
3840	5270	8,253	8,570	10,252

По данным табл. 8.8 кривая восстановления давления строится в координатах $\psi(t_0)$, $\ln t_0$ (рис. 8.6). Поскольку пласт заведомо трещиноват, а кривая имеет выпуклый характер, используем начальный прямолинейный ее участок, который соответствует зависимости (7.43).

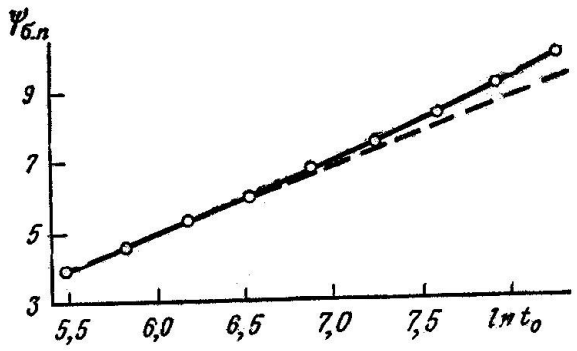


Рис. 8.6. Кривая восстановления давления в координатах ψ, $\ln t_0$.

Определяем величины $B_н$ и $i_н$ из системы уравнений для двух точек на прямой, например:

$$5{,}338 = B_н + i_н \cdot 6{,}174;$$

$$3{,}963 = B_н + i_н \cdot 5{,}481,$$

откуда $B_н$ = -6,92: $i_н$ = 1,985.

Выбирая два достаточно больших значения t_{01} = 64 мин и t_{02} = 32, по формулам (7.47) находим

$$\Theta = \frac{10{,}252 - 8{,}468}{2 \cdot 1{,}98} = 0{,}451;$$

$$\tau = \frac{3840 - 1920e^{0{,}451}}{e^{0{,}451} - 1} = 1430.$$

При известной величине τ находятся значения $\ln(t_0 + \tau)$ и строится кривая восстановления давления в координатах ψ, $\ln(t_0 + \tau)$, рис. 8.7. При больших значениях t_0 расчетные точки ψ хорошо ложатся на прямую, соответствующую зависимости (7.44).

Величина $B_н$ определяется из системы уравнений для двух последних точек, лежащих на прямой

$$10{,}252 = B_н + i_н \cdot 8{,}570,$$

$$9{,}389 = B_н + i_н \cdot 8{,}330,$$

откуда $B_н$ = -20,65.

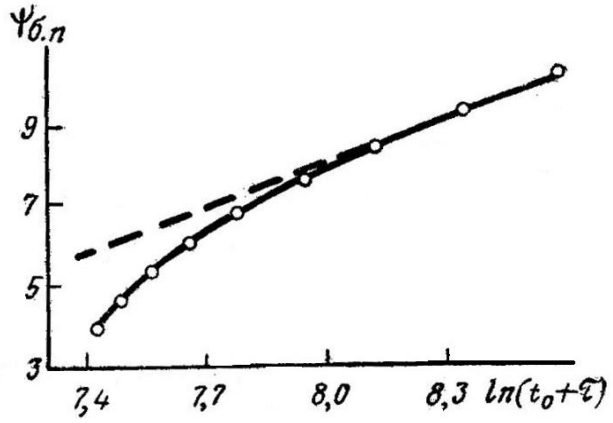


Рис. 8.7. Кривая восстановления давления в координатах ψ, $\ln(t_0 + \tau)$.

По формулам (7.48) - (7.51) определяются параметры пласта и скважины:

$$k_т = 0{,}04 \frac{2599 \cdot 7{,}34}{980 \cdot 1{,}985} = 0{,}392 \text{ Д};$$

$$\chi = \frac{0{,}392}{7{,}34 \cdot 1{,}75 \cdot 10^{-5}} 3050 \text{ см}^2/\text{с};$$

$$r_{спр} = 1{,}12\sqrt{3050} e^{\frac{20{,}65}{4 \cdot 1{,}985}} = 816 \text{ см} = 8{,}16 \text{ м};$$

$$\sigma = \frac{4 \cdot 3050}{816^2 \cdot 3{,}16\sqrt{7{,}8 \cdot 10^{-3}}} e^{\frac{6{,}92}{4 \cdot 1{,}985}} = 1{,}58 \text{ 1/см}.$$

Пример. 6. Обработка результатов исследования скважин методом гидропрослушивания

- Способом касательной

Определить способом касательной параметры ε и χ по результатам гидропрослушивания, представленным в табл. 8.9. Импульс создан путем пуска в эксплуатацию возмущающей скважины с постоянным дебитом Q = 122 м^3/сут в пластовых условиях. Расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами R=750 м.

Таблица 8.9

Результаты исследования скважины

Номер точки	Время с момента пуска возмущающей скважины, мин	Изменение давления в реагирующей скважине , мм. рт. ст.	Номер точки	Время с момента пуска возмущающей скважины, мин	Изменение давления в реагирующей скважине мм. рт. ст.
1	120	0,2	8	540	25,0
2	180	2,25	9	600	29,2
3	240	5,1	10	660	33,0
4	300	8,7	11	720	37,0
5	360	12.7	12	780	40,8
6	420	16,7	13	840	44,5
7	480	21.8	14	900	47,0

Кривая гидропрослушивания в координатах Δl (мм рт. ст.) - t (с) представлена на рис. 7.8.

Проведем к кривой касательную из начала координат. Значения перепада давления и времени, соответствующие точке касания $\Delta l_к$ = 45,4 мм рт. ст., $t_к$ = 5,2·10^4 с. По полученным значениям по формулам (7.52) и (7.53) определяются параметры пласта на участке между исследуемыми скважинами:

$$\varepsilon = \frac{590 \cdot 122}{45{,}4 \cdot 133{,}322} = 11{,}9 \frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}$$

$$\chi = 0{,}57 \frac{750^2}{5{,}2 \cdot 10^4} = 6{,}17 \frac{м^2}{с}$$

- ***По экстремуму кривой гидропрослушивания***

Найти пьезопроводность пласта по результатам исследований методом гидропрослушивания при следующих исходных данных: расстояние между забоями возмущений и реагирующей скважин R=600 м; изменение дебита возмущающей скважины производилось путем ее остановки и последующего пуска через одни сутки с дебитом, равным начальному (t_1 = 1 сут = 86400 с); дебит до остановки скважины и после ее пуска ΔQ = 88,16 м^3/сут в пластовых условиях; данные наблюдений за изменением давления в реагирующей скважине приведены ниже (время отсчитывается с момента остановки возмущающей скважины).

Таблица 8.10

Результаты исследования скважины

t, с	$2\cdot10^4$	$3\cdot10^4$	$4\cdot10^4$	$5\cdot10^4$	$6\cdot10^4$	$7\cdot10^4$	$8\cdot10^4$	$9\cdot10^4$
P, Па	264,8	931,6	1863,3	2942,0	3942,3	5197,5	6354,7	7453,0
t, с	$10\cdot10^4$	$11\cdot10^4$	$12\cdot10^4$	$13\cdot10^4$	$14\cdot10^4$	$15\cdot10^4$	$16\cdot10^4$	$18\cdot10^4$
P, Па	8414,1	8933,9	9071,1	9022,1	8875,0	8580,8	8237,6	7580,5

Кривая гидропрослушивания в координатах $\Delta p(t)$ - t представлена на рис. 7.9. По точке, соответствующей максимальному значению перепада давлени определяем значения Δp_{max} = 9071 Па и $t_{max} = 12\cdot10^4$ с. Находим разность

$$t_2 = t_{max} - t_1 = 12\cdot10^4 — 86\,400 == 33\,600 \text{ с.}$$

Коэффициент пьезопроводности может быть определен по формуле (7.54)

$$\chi = \frac{600^2\cdot86400}{4\cdot12\cdot10^4\cdot33600}\cdot\frac{1}{\ln\dfrac{88{,}16\cdot12\cdot10^4}{88{,}16\cdot33600}} = 1{,}51\frac{м^2}{с}$$

- Способом эталонных кривых

Дебит возмущающей скважины, расположенной на расстоянии в 375 м от реагирующей, был изменен на ΔQ=57,1 м^3/сут. При совмещении фактической и эталонной кривых (рис. 7.11) совпадающей оказалась точка с координатами на фактической ($t_ф$=180 мин, $S_ф$=120 мм) и на эталонной (t_1=3,24 мин, S_1=12 мм), откуда

$$\frac{\Delta p_1}{\Delta p_ф} = \frac{S_1}{S_ф} = 0{,}1; \quad \frac{t_1}{t_ф} = 0{,}018.$$

Параметры пласта, определенные по формулам (7.54) и (7.55) оказываются равными:

$$\frac{kh}{\mu} = 0{,}1\cdot57{,}1\cdot100 = 571 \text{ Д·см/(мПа·с);}$$

$$\chi = 0{,}018\cdot10\cdot375^2 = 25600 \text{ см}^3\text{/с.}$$

9. Технология гидродинамических исследований скважин и пластов

При измерениях в скважинах глубиной свыше 1500 м применяют только механизированные глубинные лебедки.

Для спуска приборов в скважины (с избыточным давлением на устье) на фонтанной арматуре должен быть установлен лубрикатор *1* (рис. 9.1), представляющий собой полый цилиндр и имеющий в верхнем торце сальник для прохода проволоки или кабеля, манометр *2* и кран *4* для сообщения лубрикатора с атмосферой. К корпусу крепится направляющий и оттяжные ролики *3* для прохода проволоки или кабеля *5*.

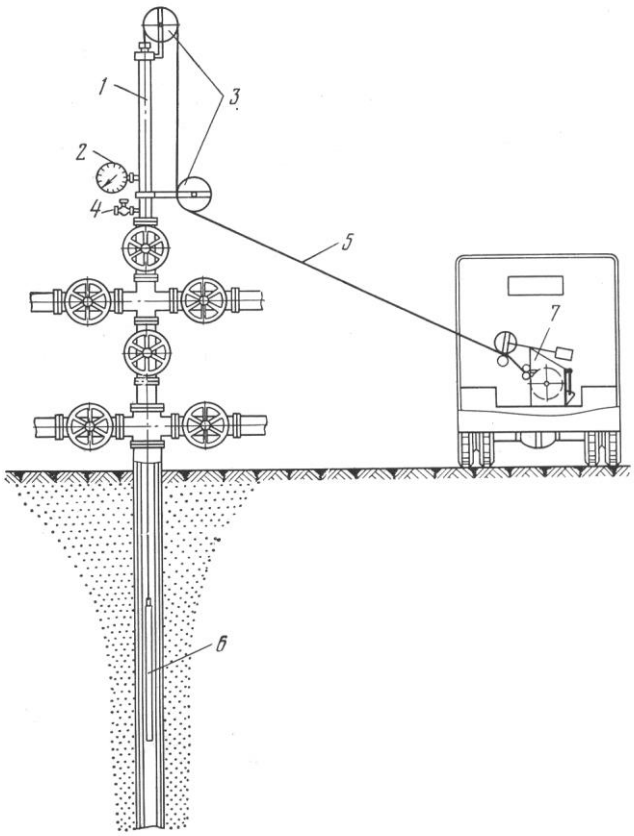


Рис. 9.1. Оборудование фонтанной скважины для глубинных измерений.

Установка с лебедкой располагается примерно в 25—40 м от устья. Установку ставят таким образом, чтобы вал барабана лебедей был перпендикулярен направлению движения проволоки от скважины до середины барабана.

Для подготовки глубинного прибора 6 к спуску конец проволоки от лебедки 7 пропускают через сальник лубрикатора, вывинтив его предварительно из корпуса. Закрепив конец проволоки в подвесной части прибора, его помещают в корпус лубрикатора и завинчивают сальник. Сальник затягивают так, чтобы надежно уплотнить проволоку, но при этом обеспечить возможность движения ее через сальник.

Лебедка Азинмаш-8 (Азинмаш-8А и Азинмаш-8Б) монтируется на автомашине ГАЗ-66.

Она предназначена для спуска и подъема в скважину измерительных приборов на глубину до 6000 м (глубинные манометры, термометры), а также для измерения глубины скважин и уровня жидкости в них. Привод ее осуществляется от коробки передач автомашины через карданный вал и узел цепной передачи. Для ручного подъема приборов предназначена рукоятка, смонтированная на барабане лебедки.

Техническая характеристика лебедки

Диаметр бочки барабана, мм	165
Длина бочки барабана, мм	200
Диаметр проволоки, мм	1,6-1,8
Габаритные размеры, мм:	
длина	1195
ширина	895
высота	892
Габаритные размеры агрегата, м:	
длина	6,1
ширина	2,1
высота	2,8
Масса, кг:	
агрегата	4320
лебедки (без проволоки)	323

Для точного отсчета глубины спуска прибора лебедка оборудована мерительным аппаратом: мерного шкива с двумя нажимными роликами, предупреждающими проскальзывание проволоки, и счетчика, связанного с мерным шкивом одной парой передаточных шестерен.

Мерительный аппарат позволяет определить глубину положения прибора с точностью до 0,1 м. Лебедка управляется рычагами.

9.1 Исследование добывающих и нагнетательных скважин при установившихся режимах работы (методом установившихся отборов)

При исследовании фонтанных скважин методом установившихся отборов режим эксплуатации изменяют путем смены штуцера, а при исследовании компрессорных скважин — уменьшением или увеличением противодавления на устье (с помощью штуцера или регулировочного вентиля), либо расхода рабочего агента.

Режим эксплуатации нагнетательных скважин изменяют с помощью регулирующих устройств на насосной станции, а забойное давление определяют по манометру, установленному на

В общем случае для исследования добывающих скважин методом установившихся отборов необходимо на нескольких установившихся режимах эксплуатации (обычно трех-четырех) измерить ее дебит, обводненность продукции, газовый фактор и забойное давление или перепад ($p_{пл}$—$p_{заб}$). В зависимости от конкретных условий программа измерений может быть сокращена. Так, если при всех режимах эксплуатации забойное давление остается выше давления насыщения нефти газом, то газовый фактор можно определить только на одном режиме цикла или воспользоваться данными предшествующих исследований. В тех случаях, когда имеется полная уверенность, что индикаторная диаграмма по скважине должна быть прямолинейной, достаточно ограничиться измерением дебита, обводненности, забойного давления и депрессии ($p_{пл}$—$p_{заб}$) только на одном режиме.

Исследование может быть начато с режима минимального или максимального отбора. Время установления каждого нового режима зависит от свойств продуктивного пласта и на каждом объекте определяется опытным путем. При прочих равных условиях это время меньше при фильтрации в пласте однофазной жидкости и больше при фильтрации газированной жидкости.

На большинстве объектов, разрабатываемых при давлениях выше давления насыщения, скважины эксплуатируются на каждом режиме исследовательского цикла от одного до пяти дней.

Дебит и забойное давление измеряют в конце периода установления режима. После этого скважину переводят на следующий режим. Забойные давления на каждом режиме определяют только в тех случаях, когда скважины эксплуатируются при сравнительно больших депрессиях (более 0,5—1,0 МПа). Ошибки измерений при этом обычно не приводят к большому разбросу точек при построении индикаторных диаграмм в координатах q—$p_{заб}$. При малых депрессиях (порядка 0,2— 0,3 МПа) разброс может быть настолько большим, что индикаторную диаграмму в этих координатах построить не удается. В этих случаях на каждом режиме следует измерять и забойное и пластовое давление, а диаграмму строить в координатах q—Δp. Депрессия Δp, определяемая на каждом режиме, имеет, как правило, меньшую относительную ошибку, чем $p_{заб}$, так как при измерениях за один спуск прибора абсолютные ошибки $p_{пл}$ и $p_{заб}$ примерно одинаковы и поэтому на разность ($p_{пл}$—$p_{заб}$)= Δp почти не влияют. Однако при незначительных депрессиях (до 0,3—0,4 МПа) на точность определения Δp начинают оказывать влияние ошибки расшифровки бланков манометров. Тогда для измерений Δp следует пользоваться дифференциальными глубинными манометрами.

9.2 Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом восстановления (падения) забойного давления.

При исследовании фонтанных и компрессорных скважин до изменения режима их эксплуатации необходимо измерить дебит и обводненность продукции, а также буферное и затрубное давление.

Для измерения забойного давления и регистрации к. в. д. в скважину спускают глубинный манометр или дифманометр на глубину середины интервала перфорации или как можно ближе к ней и продолжают эксплуатировать скважину на установившемся режиме в течение 15—20 мин, а затем закрывают задвижку на выкидной линии фонтанной скважины. На компрессорной

скважине остановку осуществляют путем одновременного закрытия задвижки и прекращения подачи рабочего агента. Время восстановления давления на забое после остановки скважины на промыслах устанавливают опытным путем (обычно несколько часов). Если это время исчисляется днями, полная к. в. д. не снимается, а проводят отдельные измерения глубинным манометром, спускаемым на 15—20 мин через выбранные интервалы времени после остановки скважины.

Глубинные дифманометры с газовым заполнением обычно используют в тех случаях, когда депрессия на забое не превышает 20 % от забойного давления, а температура на заданной глубине (в интервале перфорации) практически не изменяется после остановки скважины. При установке глубинных приборов выше интервала перфорации форма к. в. д. может быть искажена за счет изменения температуры жидкости в ствол после остановки скважины, а также за счет изменения средней плотности жидкости в процессе восстановления давления, если скважина дает обводненную нефть. Влияние этих факторов особенно сильно сказывается, если чувствительным элементом прибора является сжатый газ. При достаточно большом расстоянии между средней глубиной интервала перфорации и глубиной спуска прибора и большой обводненности продукции скважины, влияние осаждения воды на забой после ее остановки может оказаться столь существенным, что прибор будет регистрировать падение забойного давления, в то время как оно в интервале перфорации растет.

При остановке нагнетательных скважин температура воды в стволе резко повышается за счет тепла окружающих пород. Поэтому обычно при исследовании таких скважин для построения кривых падения давления используют данные изменения устьевого давления после остановки. Эти данные используют в тех случаях, когда в скважине имеются насосно-компрессорные трубы (НКТ), башмак которых максимально приближен к интервалу перфорации, отсутствуют пакерующие устройства или устьевое оборудование и трубы негерметичны. При закачке воды через НКТ изменение давления контролируется с помощью манометра, установленного на устье затрубного пространства, а при закачке воды через затрубное пространство—с помощью манометра, установленного на буфере скважины. Если закачка осуществляется одновременно через НКТ и затрубное пространство, то перед исследованием воду закачивают только через затрубное пространство в течение 3—5 дней, необходимых для стабилизации режима закачки.

В тех случаях, когда к. в. д. регистрируется только устьевым манометром (буферным или затрубным), то с помощью этой кривой, пользуясь гидростатической формулой, можно построить достаточно точную кривую восстановления забойного давления, если известно изменение плотности жидкости в скважине во времени после ее остановки. Это изменение связано с изменением средней температуры жидкости в стволе. На ряде объектов проводят специальные исследования по выявлению температурных поправок на плотность и составляют таблицы или графики, по которым эти поправки определяют на разные моменты времени после остановки скважины в зависимости от ее приемистости.

Иногда после остановки нагнетательной скважины устьевое давление быстро снижается до атмосферного и зарегистрировать к. в. д. не удается. В таких случаях режим изменяют не путем остановки, а уменьшением расхода закачиваемой воды до такой величины, при которой давление на устье в течение всего периода регистрации кривой будет оставаться выше атмосферного.

9.3 Исследование скважин, оборудованных ШСН и ЭЦН.

Изменение режима эксплуатации глубинно-насосных скважин можно достигнуть: 1) изменением длины хода полированного штока; 2) изменением числа качаний балансира; 3) одновременным изменением хода штока и числа качаний. Если изменить дебит скважины этими способами не удается, что возможно в случаях, когда при всех доступных комбинациях длины хода и числа качаний теоретическая подача насоса превышает приток жидкости из пласта, прибегают к изменению глубины подвески насоса. В этих случаях на всех режимах динамический уровень жидкости как правило, остается у приема насоса и забойное давление может быть определено по гидростатической формуле $p_{заб} = 0{,}01\rho g(H - L)$, где H — глубина точки приведения; L — глубина приема насоса.

По скважинам, оборудованным ЭЦН, изменение режима эксплуатации производится чаще всего увеличением или уменьшением устьевого противодавления путем смены штуцера или закрытием задвижки на выходе.

Для регистрации к. в. д. и определения пластового давления скважины останавливают. Если в затрубном пространстве имеется избыточное давление, то одновременно с регистрацией к. в. д. на забое регистрируют и кривую восстановления давления в затрубном пространстве по показаниям манометра, установленного на устье.

В скважинах, оборудованных ЭЦН, кривые восстановления давления могут быть сняты с помощью лифтовых манометров, манометров, спускаемых на проволоке (если установлен суфлер), и в отдельных случаях с помощью дифманометров со специальными наконечниками. Однако качественные кривые могут быть получены лишь в случае, когда насос установлен вблизи пласта. На практике же ЭЦН устанавливают обычно на несколько сотен метров выше пласта, что исключает возможность качественных исследований. В необходимых случаях в интервале между насосом и продуктивным пластом подвешивается хвостовик из насосно-компрессорных труб, у башмака которого устанавливают лифтовый манометр. Чаще всего используют специальные устройства — суфлеры, устанавливаемые выше насоса и позволяющие с помощью обычных манометров, спускаемых в лифтовые трубы, измерять давление в затрубном пространстве вблизи насоса.

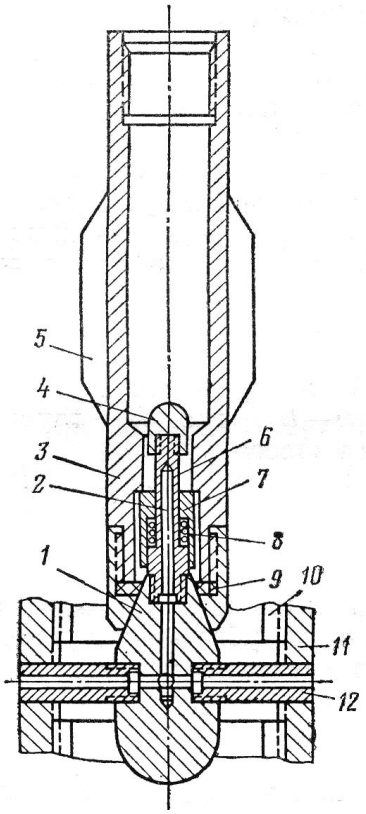
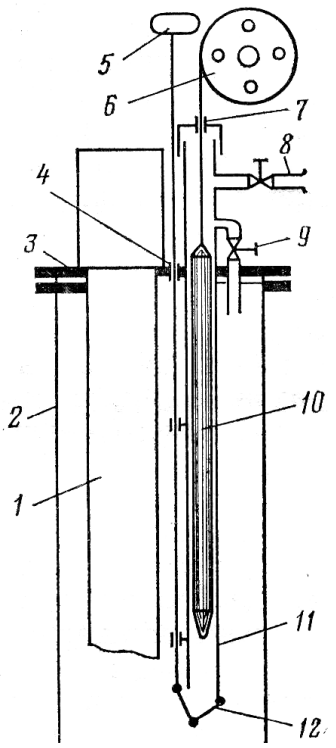


Рис.9.2. Суфлер конструкции ТатНИИ

На рис. 9.2 показан суфлер конструкции ТатНИИ. Он состоит из муфты *11,* служащей для соединения лифтовых труб и являющейся базой всего устройства; корпуса 7 с отверстиями, связанными с затрубным пространством посредством трубок *12*, и клапанного устройства, состоящего из трубки *2* с отверстием *6*, ползуна 7, пружины *8* и головки *4*. Верхняя часть корпуса *1* выполнена в виде конуса и служит посадочным гнездом для наконечника *3* глубинного манометра.

В нормальном состоянии ползун 7 отжат пружиной *8* в верхнее положение и отверстие *6* закрыто (внутренняя полость лифтовых труб *10* с затрубным пространством не сообщается). При спуске манометра его наконечник *3* садится на конус корпуса *1*. При этом ползун 7 под действием веса прибора отжимается вниз, отверстие *6* открывается, что обеспечивает связь чувствительного элемента прибора с затрубным пространством. Точность посадки наконечника манометра обеспечивается направляющими пластинами *5,* приваренными к его корпусу, а герметичность — уплотнительным устройством *9*.

Глубиннонасосные скважины в последние годы исследуют путем спуска глубинных приборов малого диаметра (25-30 мм) в затрубное пространство. Одна из схем оборудования устья скважины для спуска манометров показана на рис. 9.3.



◄ Рис. 9.3 Схема оборудования устья насосной скважины для спуска приборов в затрубное пространство

В эксцентричной планшайбе *3*, на которой подвешена колонна 7, устанавливается корпус *11* погружного лубрикатора (конструкция ВНИИ). В нижней части лубрикатора предусмотрен клапан *12*, который может открываться и закрываться с помощью тяги *6*, для уплотнения которой имеется сальник *4*.

При нормальной работе скважины клапан *12* закрыт. Перед спуском прибора в скважину необходимо отвернуть головку лубрикатора 7 (при закрытом уравнительном вентиле *9)*; через сальник головки пропустить конец проволоки от лебедки и закрепить его в головке прибора *10*, а затем ввести прибор в лубрикатор и навинтить головку 7. Чтобы открыть клапан *12,* необходимо предварительно сообщить внутреннюю полость лубрикатора с затрубным пространством путем открытия уравнительного вентиля *9.* После этого клапан открывается с помощью тяги *5*, спускают прибор в скважину. Газ из затрубного пространства выпускают при открытых вентилях *9* и *8*.

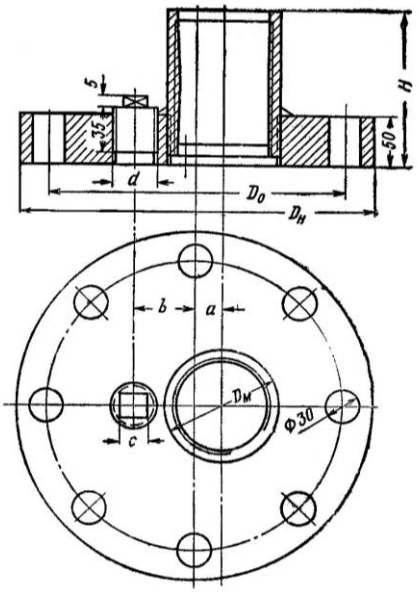


Рис. 9.4. Схема эксцентричной планшайбы на устье скважины, оборудованной штанговым глубинным насосом.

Планшайба (рис. 9.4) создает односторонний увеличенный зазор между подъемными трубами и обсадной колонной. Рекомендуемые размеры планшайбы приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Рекомендуемые размеры планшайбы в мм

Размеры	Отношение диаметра обсадной колонны к диаметру насосно-компрессорных труб		
	168/89	168/73	146/73
$D_М$	107	89,5	89,5
d	М4×1,5	М4×1,5	М3×1,5
a	25	25	23
b	57	55	47
c	27	27	22
H	155	155	147

Если по техническим причинам глубинные манометры нельзя спустить в скважину, то вместо кривой восстановления давления строят кривую восстановления уровня жидкости в затрубном пространстве. В этом случае вначале замеряют динамический уровень (2—3 раза), а после остановки насоса через определенные промежутки времени (1—2 мин) определяют текущее положение уровня жидкости. Частоту измерений подбирают опытным путем, она должна быть тем больше, чем выше скорость подъема уровня.

При исследовании скважин методом установившихся отборов во всех случаях, когда это технически возможно, применяют лифтовые или малогабаритные глубинные манометры.

9.4 Исследование наблюдательных и пьезометрических скважин экспресс-методами

Пьезометрические скважины, предназначенные для контроля за изменением давления в отдельных точках пласта и наблюдательные, предназначенные для контроля за перемещением водонефтяного контакта, как правило, не имеют эксплуатационного оборудования. В большинстве случаев эти скважины исследуются экспресс-методами, т. е. методами, проводимыми без эксплуатации скважин. Пьезометрические скважины часто используются в качестве реагирующих при гидропросушивании.

Методом подкачки газа можно исследовать переливающие и непереливающие скважины. В зависимости от оборудования скважины газ закачивается либо непосредственно в обсадную колонну (если скважина не оборудована насосно-компрессорными трубами), либо в затрубное пространство, либо в насосно-компрессорные трубы, либо, наконец, одновременно и в трубы и в затрубное пространство. В процессе закачки газа регистрируются изменение забойного и устьевого давления с помощью манометров, установленных на устье, и глубинного дифманометра.

Схема оборудования скважины без насосно-компрессорных труб для исследования методом подкачки газа приведена на рис. 9.5.

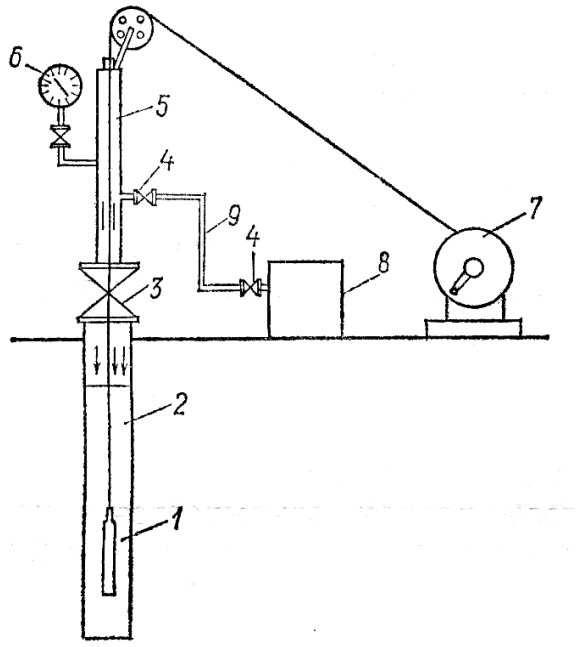


Рис. 9.5. Схема оборудования устья скважины при подкачке газа:
1 и *6*—манометры; *2*—обсадная колонна; *3* — задвижка; *4* — вентиль; 5—лубрикатор; 7—лебедка; *8*—компрессор;. *9*—линия сжатого газа

Метод подлива жидкости применяют только для исследования непереливающих скважин. Этим методом одновременно проверяют степень сообщаемости ствола пьезометрической скважины со вскрытым продуктивным пластом. Способ исследования заключается в следующем: 1) измеряют начальный статический уровень (расстояние от устьевого фланца до уровня); 2) в скважину заливают воду; 3) прослеживают изменение уровня во времени после подлива.

Статический и динамический уровни измеряют с помощью хлопушек, электроконтактных желонок или других устройств, спускаемых на проволоке или электрическом кабеле. Момент посадки спускаемого устройства на уровень определяют по звуку в случае спуска хлопушек или звонковых устройств; по показанию вольтметра или с помощью сигнальной лампочки в случае применения электроконтактных устройств; по ослаблению натяжения проволоки при спуске желонок, поплавков, грузов и т. п.

Глубина уровня в момент посадки на него спускаемого устройства фиксируется по счетчику глубины или по специальным меткам-наплавкам на проволоке либо путем измерения рулеткой расстояния от нижнего торца спускаемого устройства до метки, на проволоке (против обреза устьевого фланца). Количество заливаемой воды определяют из условия, чтобы при отсутствии сообщаемости уровень в скважине поднялся на несколько метров. Эта предполагаемая высота подъема должна быть заранее рассчитана.

При исследовании непереливающих скважин экспресс-методами быстрое повышение уровня осуществляется не путем подлива, а погружением под уровень специальных вытесняющих баллонов (способ мгновенного подлива). Технологические операции при исследовании таким способом проводят в следующей последовательности: 1) измеряют начальный статический уровень, 2) под уровень погружают вытесняющие баллоны вместе с регистрирующим прибором (например, дифманометром «Онега-1», 3) баллоны и прибор выдерживают в скважине 1—3 часа для регистрации кривой падения уровня (время для разных объектов устанавливают опытным путем).

Если скважина не имеет связи с вскрываемым пластом, то для восстановления сообщаемости она временно эксплуатируется компрессорным способом (от нескольких часов до нескольких дней). За это время призабойная зона очищается от механических примесей и ржавчины. После проведения таких работ вновь проверяют сообщаемость ствола с пластом и в зависимости от результатов составляют заключение о пригодности или непригодности скважины для наблюдений.

10. Глубинные автономные манометры

Так как условия, при которых проводятся измерения параметров в скважинах, существенно отличаются от условий работы измерительных приборов общепромышленного назначения, приборы для глубинных измерений следует рассматривать как отдельную группу средств измерительной техники.

Наиболее существенными являются следующие особенности работы глубинных приборов.

1. Измерения проводятся на значительном удалении от места наблюдения за показаниями приборов: глубина спуска прибора в скважину достигает 7000 *м.*

2. Прибор (снаряд) эксплуатируется в измеряемой, среде и подвергается действию окружающего давления, температуры и коррозионных жидкостей. В связи с увеличением глубин бурения, а также с необходимостью контроля различных процессов по интенсификации добычи нефти и газа, давление окружающей среды может достигать 1000—1500 *кг·с/см*^{2}, а температура до 300—400° С.

3. Прибор спускается на проволоке или кабеле в затрубное пространство или в трубы диаметром 37—63 *мм.*

4. При спуске прибора в скважину через трубы на него действует выталкивающая сила тем большая, чем выше скорость встречного потока жидкости или газа и меньше проходное сечение между внутренней стенкой трубы и корпусом прибора. В отдельных случаях спуск глубинного прибора в действующие скважины представляет сложную техническую задачу.

5. Во время спуска и подъема прибор подвергается ударам, а во время работы, например, в скважине, оборудованной установками погружных электронасосов, и действию вибрационных нагрузок.

6. Время пребывания прибора в месте измерения в зависимости от вида проводимых исследований и способа эксплуатации скважин составляет от нескольких часов до нескольких месяцев.

7. Среда, в которой находится прибор, как правило, представляет собою многофазную жидкость, содержащую нефть, газ, воду и механические включения (песок, шлам и т. д.) с различными физико-химическими свойствами (плотность, вязкость, наличие солей и т. д.).

В соответствии с указанными выше особыми условиями работы к конструкции глубинных приборов предъявляется ряд требований. Вследствие воздействия на них встречного потока жидкости или газа и необходимости спуска в геометрически ограниченное пространство наружный диаметр корпуса приборов в основном не должен превышать 32—36 *мм,* а при спуске через *37-мм* трубы или в затрубное пространство — 20—25 *мм.* Длина его также ограничена: обычно не превышает 2000 *мм,* так как увеличение ее сверх этого предела значительно осложняет операции, связанные с подготовкой прибора к спуску в фонтанные скважины.

Кроме того, должна быть обеспечена полная герметичность внутренней полости прибора от внешнего давления. Особые требования предъявляются также к устройствам, расположенным в глубинном приборе и эксплуатируемым в условиях повышенной температуры, ударов и вибраций.

По способу получения измерительной информации глубинные приборы делятся на:

а) **автономные**, результаты измерения которых можно получить только после извлечения их из скважины;

б) **дистанционные**, обеспечивающие передачу сигнала измерительной информации по кабелю.

Класс точности приборов обозначается числом, совпадающим со значением допускаемой погрешности.

Например: Манометр имеет класс точности 0,5 это значит, что его допускаемая погрешность равна 0,5% от предела измерения. Т.е. если манометр имеет предел измерения 30 МПа, то погрешность прибора не должна превышать ± 0,15 МПа.

Для регистрации изменения давления и температуры в процессе исследования скважин глубинные манометры и термометры снабжаются специальными часовыми приводами. Краткая техническая характеристика часовых приводов, применяемых в автономных приборах, приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Основные характеристики часовых приводов

Показатель	МПЧ-0,125	МПЧ-0,25	МПЧ-0,5	МПЧ-1	МПЧ-2
Продолжительность хода от одной заводки, ч	2	4	8	16	32
Продолжительность одного оборота вала, ч (мин)	0,125(7,5)	0,25(15)	0,5(30)	1(60)	2(120)
Момент на валу, Н·см	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5
Диапазон рабочей температуры, °С	От –10 до + 160°С				
Габариты, мм	$\varnothing 22 \times 232$				

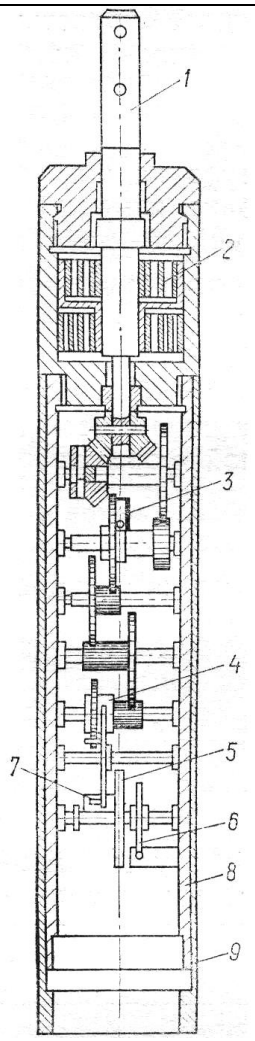


Рис. 10.1 Часовой привод

Часовые приводы состоят из пружинного двигателя, редуктора и регулятора хода (рис. 10.1).

Двигатель имеет заводные спиральные пружины *2*, создающие крутящий момент на выходном валу *1*. Этот момент расходуется на перемещение диаграммного бланка и на поддержание колебаний регулятора хода с целью обеспечения равномерности вращения выходного вала. Момент от двигателя к регулятору хода передается через понижающий редуктор с храповиком *3*. Для преобразования вращательного движения выходного вала редуктора в колебания баланса *5* служат анкерная вилка 7 и колесо хода *4*. Период колебаний баланса (время одного колебания) регулируется спиральной пружиной—волоском *6*. Частота вращения выходного вала часового привода зависит от передаточного отношения редуктора и периода колебаний баланса, а точность хода (постоянство скорости)—от стабильности периода колебаний. Механизм часовых приводов помещен в корпус *8* (металлическую трубу с отверстиями для осмотра и проверки взаимодействия деталей), на который надевается защитный кожух *9*, предохраняющий механизм от загрязнения.

Разработаны также механизмы часовых приводов с продолжительностью хода от одной заводки 64, 128 и 256 ч. Их краткое обозначение обозначение соответственно: МПЧ4; МПЧ8 и МПЧ16. Длина часовых приводов составляет 830 мм при диаметре корпуса 22 мм.

Выпускаемые промышленностью автономные (самопишущие) скважинные манометры и дифманометры, широко используемые для исследования добывающих и нагнетательных скважин, а также для испытаний с помощью трубных испытателей, по принципу действия подразделяются на:

а) геликсные;
б) пружинно-поршневые;
в) компенсационные.

10.1 Геликсные манометры:

Выпускаемые промышленностью автономные (самопишущие) скважинные манометры широко используют для исследования добывающих и нагнетательных скважин, а также для испытаний с помощью трубных испытателей пластов.

М а н о м е т р типа МГН-2 с многовитковой трубчатой пружиной, принципиальная схема которого приведена на рис. 10.2, а, предназначен для измерения давления в добывающих скважинах.

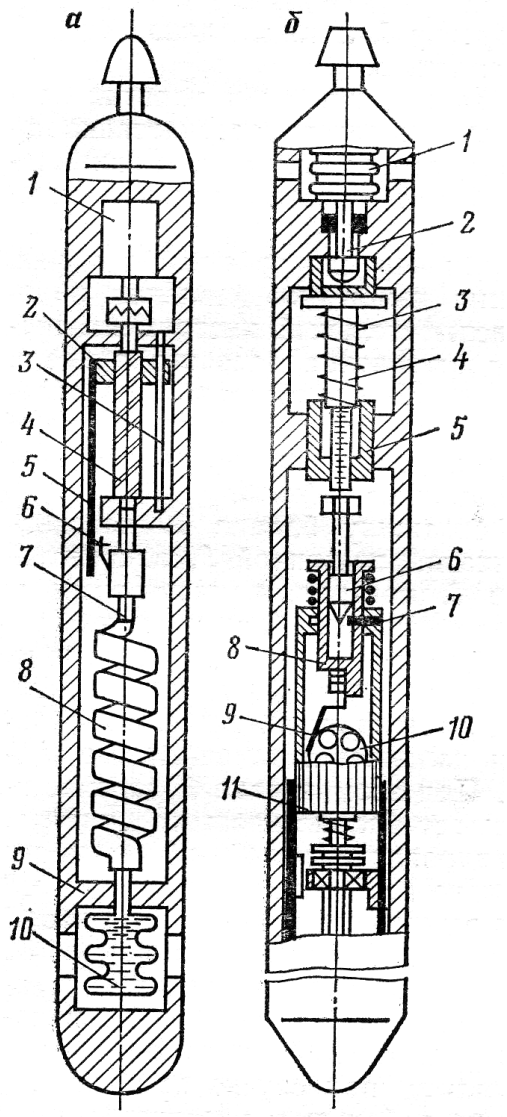


Рис. 10.2 Схема глубинного геликсного манометра типа МГН-2 (МГИ-1М)

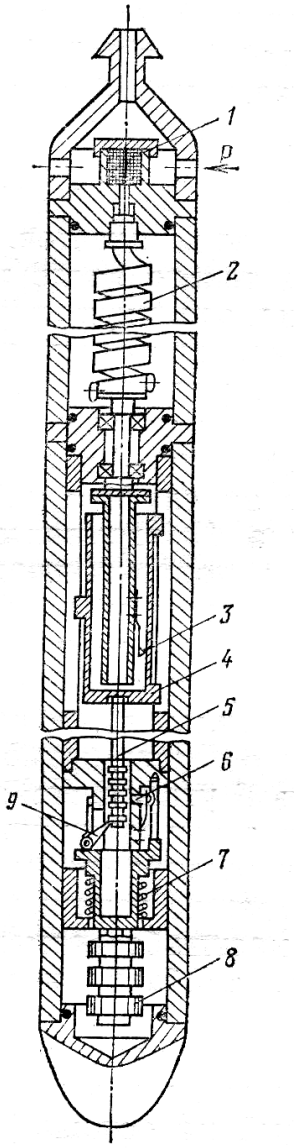


Рис. 10.3. Геликсный манометр типа МГТ-1

Давление в скважине через отверстие в корпусе *9* передается жидкости заполняющей внутреннюю полость разделительного и манометрической трубчатой пружине (геликсу) *8*. Под действием измеряемого давления свободный конец геликса поворачивает ось *7*, на которой жестко крепится пластинчатая пружина с пишущим пером *6*. Перо чертит на бланке, вставленном в каретку *5*, линию, длина которой пропорциональна измеренному давлению.

Для получения непрерывной записи давления каретка соединяется с гайкой *2*, которая перемещается поступательно по направляющей *3* при вращении ходового винта *4*. Равномерное вращение винта осуществляется с помощью часового привода *1*.

Манометр МГИ-1М предназначен для работы в трубных испытателях пластов. Регистрация изменения давления начинается только после того, как испытательный инструмент спущен на заданную глубину. Для включения часового привода применяется гидровключатель (рис. 10.2, б), состоящий из сильфона *1*, уплотненного поршня *2* и подпружиненного штока *4* с нанесенными на нем делениями. Изменение начального натяга пружины 3 производится с помощью гайки 5.

Перед спуском приборов в скважину баланс *10* часового привода *11* тормозится пластинчатой пружиной *9*, закрепленной на подпружиненной втулке *8*, которая, в свою очередь, удерживается защелкой 7. После спуска прибора на заданную глубину усилие предварительного натяга пружины *3* и усилие, действующее на уплотненный поршень *2*, в результате воздействия давления в скважине уравновешиваются. Во время дальнейшего спуска прибора поршень начинает перемещаться и толкатель *6* утапливает защелку 7. При этом втулка *8* перемещается вверх и пружина 9 освобождает баланс часового привода. Использование регулируемых гидровключателей обеспечивает регистрацию изменения давления по всей длине бланка в большом масштабе времени за счет выключения часового привода в период сборки испытателя пластов и спуска его на забой. Для получения полной картины изменения давления в процессе испытания пластов применяют манометр МГИ-3, ходовой винт которого имеет два шага: мелкий вначале и более крупный на основной длине. Поэтому при спуске прибора изменение давления записывается на небольшом участке бланка, а кривые притока и восстановления давления регистрируются в большом масштабе по времени на основном участке диаграммного бланка.

Глубинный геликсный манометр МГТ-1 (рис.10.3) предназначен для контроля давления на забое скважин, в которые закачивается горячая вода или нагнетается влажный пар при температуре до 350 °С.

Измеряемое давление передается в полость геликсной пружины *2* через сетчатый фильтр *1*. Регистрация показаний осуществляется пером *3* на бланке, вставленном в барабан 4, который соединен с рейкой *5*. Положение барабана относительно пера фиксируется защелкой *6* и подпружиненной собачкой *9*. При резком торможении или рывке прибора за проволоку грузы *8* перемещаются по инерции вниз и отводят собачку, освобождая рейку *5*, которая вместе с барабаном под действием собственного веса перемещается также вниз на один шаг.

Дальнейшему перемещению рейки препятствует собачка *9*, под действием пружины *7* возвращающаяся в исходное положение. При этом на бланке регистрируется давление, измеренное в момент рывка прибора. Всего в течение работы прибора можно зафиксировать 10—15 значений давления в произвольно выбранные моменты времени. Регистрирующее устройство получило название инерционного отметчика времени. Характеристика геликсных манометров приведена в табл. 10.2

Таблица 10.2

Основные характеристики геликсных манометров

Показатель	МГН-2	МГИ-1М	МГИ-3	МГТ.1
Верхний предел измерения давления, МПа	10; 16; 25; 100	40; 60; 80	16; 25; 40; 60; 80; 100	25
Рабочая температура, °С	100	100	160	400
Класс точности	0,6; 1,0	0,6—1,0	0,25	2,0
Длина записи давления, мм	50	50	90	50
Длина записи времени, мм	120	120	190	—
Габариты, мм:				
длина	1700-1900	2000-2300	1900	1700
диаметр	32-36	36	56	32
Масса, кг	10	12	16,5	8,0

На базе глубинных геликсных манометров типа МГН-2 и МГИ-1М разработан ряд унифицированных скважинных манометров типа МСУ с пределами измерения давления, равными 100—200 МПа, работоспособными при температуре до 250—400 °С. Характеристика унифицированных геликсных манометров приведена в табл. 10.3.

Таблица 10.3

Основные характеристики унифицированных геликсных манометров

Показатель	МСУ-1; МСУ-К-1	МСУ-2; МСУ-К-2	МСУ-3
Верхний предел измерения давления, МПа	10; 16; 25; 40; 60; 80; 100; 140; 160; 200		25
Класс точности:			
по прямому ходу	0,25	0,25	—
с учетом прямого и обратного хода	0,6; 1; 1,5	0,6; 1; 1,5	2
Наибольшая рабочая температура, °С	100; 160; 250		400
Габариты, мм:			
длина	1770—1945	1815—1990	1700
диаметр	32; 36	32; 36	36
Масса, кг (не более)	11,5	11,7	10,7

Примечания. 1. Манометры МСУ-1 и МСУ-К-1 предназначены для спуска в эксплуатационные скважины. 2. Манометры МСУ-2 и МСУ-К-2 с гидровключателем предназначены для установки в трубных испытателях пластов. 3. Манометры МСУ-3 с инерционным отметчиком времени предназначены для исследования паронагнетательных скважин.

Манометры в антикоррозионном исполнении МСУ-К применяют для измерения давления в агрессивных средах, содержащих до 25 % сероводорода и углекислого газа. Длина записи давления у всех типов манометров составляет 50±5 мм, длина записи времени—120 мм.

10.2 Пружинно-поршневые манометры

Пружинно-поршневой манометр МПМ-4 предназначен для исследования скважин, оборудованных насосами, через затрубное пространство. Действие его основано на уравновешивании измеряемого давления силой натяжения винтовой цилиндрической пружины.

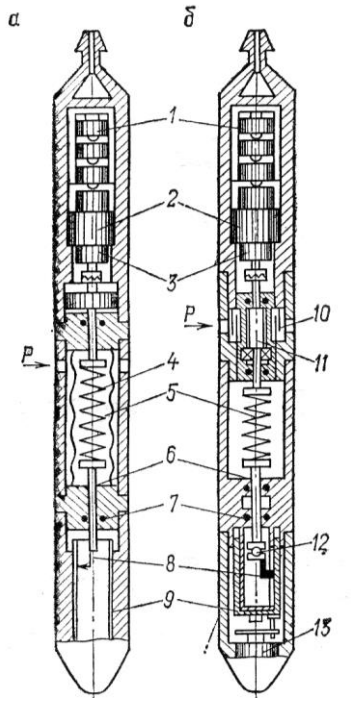


Рис. 10.4 Схемы манометров с вращающимся поршнем

Под влиянием скважинного давления *p* поршень *6* (рис. 10.4, а), уплотненный резиновым кольцом *7*, деформирует винтовую цилиндрическую пружину *5* и перемещается на ход, пропорциональный измеренному давлению. Перемещение поршня регистрируется пишущим пером *8* на бланке, вставленном в барабан *9*. Внутренняя полость маноблока, где размещена винтовая пружина, заполнена жидкостью и предохраняется от загрязнения разделителем *4*. В конце хода поршень садится на упор во избежание поломки пружины при дальнейшем повышении давления.

Для уменьшения трения в уплотнении поршня ему придается вращательное движение. В манометре МПМ-4 поршень жестко соединен с пишущим пером, а бланк установлен в неподвижном барабане. Вращение осуществляется с помощью электродвигателя *2*, питаемого от батареи сухих элементов *1*. Пишущее перо во время движения поршня чертит на диаграммном бланке винтовую линию.

Для получения четкой картины изменения давления частота вращения поршня уменьшается с помощью понижающего редуктора *3*. Такое же медленное вращение поршня можно обеспечить, если вместо электродвигателя с редуктором применить усиленный часовой привод.

Однако при сравнительно небольшой частоте вращения поршня (0,1 об/мин) появляется так называемая динамическая погрешность, т. е. ошибка в процессе измерения. Поэтому манометр МПМ-4 целесообразно использовать для регистрации медленно меняющегося давления или поинтервального измерения установившихся давлений в скважине. Техническая характеристика манометра МПМ-4 приведена ниже.

Верхний предел измерения давления, МПа 12
Основная приведенная погрешность, % 0,6
Длина записи давления, мм 110
Рабочая температура, °С 60
Габариты, мм:
длина 1460
диаметр 25
Масса, кг 4,0

Прецизионный пружинно-поршневой манометр МГН-1 (рис. 10.4, б) используют для определения давления при быстро протекающих процессах.

В этом приборе поршень вращается с частотой 10 об/мин, а пишущее перо, соединенное с поршнем посредством шарнира *12*, перемещается поступательно. Поэтому измеренное давление регистрируется на бланке, вращаемом с помощью часового привода *13*. Давление воздействует на полость манометра через лабиринтное уплотнение *10*, внутри которого смонтирован уплотненный с двух сторон промежуточный вал *11*, служащий для разгрузки электродвигателя от действия осевых сил.

Техническая характеристика манометра МГН-1 приведена ниже.

Верхний предел измерения давления, МПа 4; 6; 10; 16; 25; 30
Основная приведенная погрешность, % . . . . . 0,1—0,25
Длина записи давления, мм . . . . . .От +10 до +100
Рабочая температура, °С . . . . . 100 ± 10
Габариты, мм:
длина 1800
диаметр 32
Масса, кг 7,5

Примечание. Нижний предел измерения не должен превышать 10 % от верхнего.

10.3 Компенсационные манометры и дифманометры.

Автономные компенсационные манометры типа «Байкал-1» предназначены для измерения и регистрации небольших (до 2,5 МПа) давлений в скважинах.

Действие манометра основано на уравновешивании измеряемого давления натяжением винтовой цилиндрической пружины. В отличие от пружинно-поршневых манометров прямого действия (МПМ-4) трение в записывающем устройстве этого прибора не влияет на его погрешность и чувствительность, так как деформация чувствительного элемента служит только для замыкания электрической цепи питания электродвигателя, который перемещает пишущее перо на ход, пропорциональный измеренному давлению.

Конструктивно манометр «Байкал-1» (рис. 10.5) состоит из преобразователя давления *I*, регистрирующего устройства *II* и блока питания *III*.

В качестве чувствительного элемента использованы сильфоны *16* и *18* разного диаметра, имеющие общее дно *17*, которое жестко соединено штоком *15* с винтовой цилиндрической пружиной *13*. Второй конец пружины навинчен на якорь *12*, выполненный в виде гайки, поступательно перемещающейся по ходовому винту *11*, вращаемому с помощью электродвигателя постоянного тока *6*. Вал электродвигателя одним концом соединен через понижающий редуктор с промежуточным винтом *9* и далее с основным винтом *11*, а вторым концом также через понижающий редуктор — с винтом *5* регистрирующего устройства.

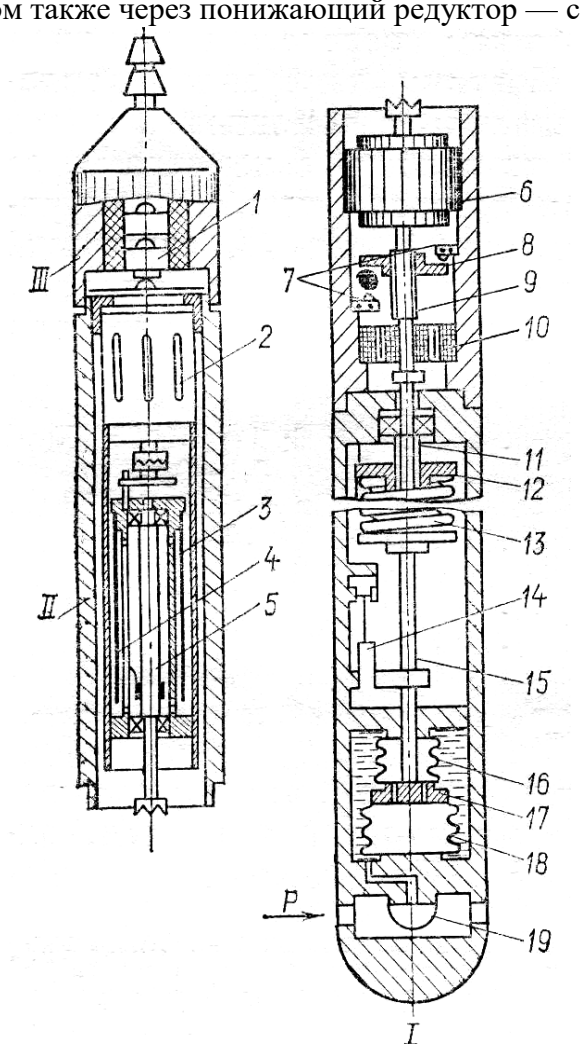


Рис. 10.5 Компенсационный манометр «Байкал-1»

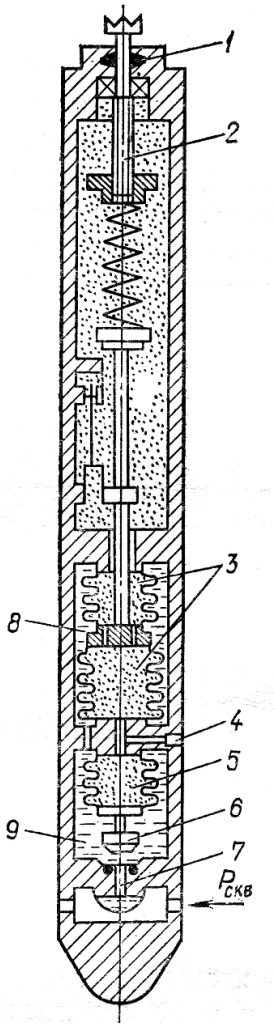


Рис. 10.6. Преобразователь давления дифманометра «Онега-1»

Измеряемое давление через разделитель *19* воздействует на кольцевую площадь сильфона большего диаметра *18*, в результате чего он деформируется и перемещает шток *16* с закрепленным на нем плечом пружинного контакта *14*. При этом подвижной контакт замыкает

электрическую цепь питания электродвигателя, вал которого приводит во вращение ходовые винты преобразователя давления и регистрирующего устройства. При вращении винта *11* гайка *12* деформирует пружину *13* до тех пор, пока ее натяжение не станет равным усилию, действующему на сильфон *18*. При равенстве усилий подвижной контакт вернется в нейтральное положение и разомкнет цепь питания электродвигателя. Частота вращения вала электродвигателя, а следовательно, и деформация пружины будут пропорциональны измеренному давлению.

Одновременно пишущее перо *4* переместится по ходовому винту *5* на расстояние, также пропорциональное частоте вращения вала, а следовательно, измеренному давлению. Таким образом, на бланке, вставленном в барабан *3* часового привода *2,* будет прочерчена линия, длина которой характеризует измеренное давление. С понижением давления подвижной контакт отклонится в другую сторону и вновь замкнет цепь электродвигателя, вал которого начнет вращаться в обратную сторону до тех пор, пока усилие, действующее на сильфон, не уравновесится натяжением пружины. В этот момент подвижной контакт снова переместится в нейтральное положение и разомкнет цепь питания электродвигателя.

Для предотвращения прибора от поломки при повышении давления служат микровыключатели 7, которые прерывают цепь питания электродвигателя в крайних положениях ползуна *8,* перемещающегося по промежуточному винту *9.* Электрическое питание двигателя осуществляется с помощью элементов *1,* установленных в блоке питания *I*, а реверс двигателя - с помощью электронного переключателя *10,* смонтированного в блоке электродвигателя.

Компенсационный скважинный дифманометр «Онега-1» предназначен для измерения и регистрации давления при исследовании скважин методами гидропрослушивания и восстановления давления.

Конструктивно прибор отличается от манометра «Байкал-1» наличием узла клапана, служащего для предотвращения поломки сильфонов при заполнении его сжатым газом. Преобразователь давления (рис. 10.6) через иглу *4* предварительно заполняется сжатым газом под давлением, примерно равным забойному давлению в скважине. Под действием этого давления сильфон *5* с клапаном *6* закрывает входное отверстие 7, отсекая жидкость, заполняющую камеры *8* и *9*. Давление сжатого газа через сильфоны *3* передается находящейся в замкнутом объеме несжимаемой жидкости, что предохраняет эти сильфоны от разрушения. Ходовой винт *2* уплотнен сальником *1*.

При спуске прибора в скважину клапан *6* открывается, когда забойное давление станет несколько большим давления сжатого газа. После открытия клапана прибор начинает регистрировать изменение забойного давления (разность между давлениями в скважине и давлением сжатого газа). При подъеме прибора клапан *6* закрывается и сжатый газ остается в полости преобразователя.

В таблице 10.4 приведена характеристика манометров «Байкал-1» и «Онега-1».Пределы измерения давления дифманометром «Онега-1» определяются только жесткостью винтовой цилиндрической пружины. Они не зависят от давления сжатого газа. Поэтому с его помощью можно проводить гидропрослушивание скважин, когда максимальные приращения забойного давления составляют порядка 0,5—2 % от начального значения.

Таблица 10.4

Характеристика манометров «Байкал-1» и «Онега-1»

Показатель	«Байкал-1»	<0нега-1»
Верхний предел измерения давления, МПа	0,4; 1,0; 1,6; 2,5	0,4; 1,0; 1,6; 2,5
Максимальное статическое давление, МПа	2,5	25
Погрешность, % от верхнего предела измерения	0,6; 1,0	1,0
Порог чувствительности, МПа	0,001—0,002	0,001—0,002
Наибольшая рабочая температура, °С	100	100
Длина записи давления, мм	125	125
Габариты, мм:		
длина	1900	2300
диаметр	36	36

Масса, кг	8,0	10,0
Примечание. Погрешность приборов по прямому ходу (при монотонном изменении давления) не превышает 0,25 %.		

Продолжительность работы компенсационных приборов не зависит практически от времени их пребывания в скважине, так как в период, когда давление не изменяется, питание электродвигателя автоматически отключается.

11. Приборы для измерения расхода жидкости и газа.

При разработке многопластовых объектов возникает необходимость их послойного изучения, связанная с количественной оценкой притока жидкости по каждому пропластку или приемистости пропластков нагнетательных скважин. Для этой цели применяют дистанционные приборы, с помощью которых получают информацию о значениях дебитов (расходов) жидкости (газа) в разных точках по толщине продуктивного пласта. С помощью скважинных расходомеров можно также получить более точную кривую дополнительного притока жидкости в скважину после ее остановки, чем кривую, построенную по показаниям устьевых и глубинных манометров.

Приборы для измерения расходов жидкости и газа в скважинах условно подразделены на расходомеры, предназначенные для измерения расходов воды и влажного пара, нагнетаемых в скважину, и дебитомеры, служащие для определения дебитов нефти и газа.

Измерения расходов жидкости в скважинах имеют свои особенности, обусловленные прежде всего тем, что они проводятся в трубопроводах, образуемых открытым стволом скважины или эксплуатационной колонной, площадь поперечного сечения которых в месте замера обычно неизвестна. Поэтому при определении только скорости потока жидкости или газа нельзя точно измерить расход, равный произведению скорости на площадь поперечного сечения трубопровода. Кроме того, глубинный снаряд может занимать различные положения по сечению трубопровода и в зависимости от этого показания даже на одной и той же глубине будут неодинаковыми.

В связи с этим глубинные расходомеры (дебитомеры), как правило, снабжены специальными пакерами, предназначенными для направления всего измеряемого потока через калиброванное сечение прибора и центровки положения глубинного снаряда в стволе скважины. Пакер раскрывается в скважинес помощью силового привода, управляемого с поверхности. В качестве пакеров применяют резиновые оболочки, раскрываемые гидравлически с помощью насосов, и металлические пластины, раскрываемые с помощью микроэлектродвигателей.

Чувствительным элементом большинства глубинных приборов служит турбинка. На практике широко применяют глубинные турбинные дебитомеры с металлическим пружинным пакером.

Для контроля расходов воды в нагнетательных скважинах часто используют беспакерные расходомеры с центратором, а также расходомеры с бесприводным пружинным пакером. Расходомеры с резиновым (абсолютным) пакером применяют довольно редко.

11.1 Дебитомеры с управляемым пакером

Дистанционные дебитомеры РГД-2М, РГД-36, Кобра-Р36 и ДГД в основном применяют для исследования добывающих скважин: фонтанных и насосных.

Дебитомер РГД-2М состоит из турбинного датчика расхода и пакерующего устройства с приводом от электродвигателя (рис. 11.1). Поток жидкости направляется пакером в корпус датчика расхода и вращает турбинку *8,* на оси которой укреплен магнит 7, взаимодействующий с магнитоуправляемым контактом *6,* размещенным в герметичной камере. При вращении турбинки контакт размыкает и замыкает электрическую цепь питания с частотой, пропорциональной скорости ее вращения, и следовательно, объемному расходу жидкости.

Пакер расходомера раскрывается с помощью блока управления *1* и электродвигателя постоянного тока *2*. Каркас пакера изготовлен из пружинящих лент, обтянутых оболочкой из ткани или пленки. В закрытом состоянии оболочка пакера находится под трубой *9,* перекрывающей входные отверстия. При включении двигателя через редуктор 3 уплотненный вал вращает ходовые винты *4* и *5*. Труба *9* перемещается вверх и снимается с пакера фонарного типа, состоящего из пружинных лент *11* и манжеты *13,* выполненной в виде полого усеченного конуса с диафрагмой *12*. При дальнейшем движении труба через крестовину *15* и тягу *10* поднимает втулку *14, к* которой крепятся пластины каркаса. Во время сжатия пластин пакер перекрывает кольцевую площадь и прижимает оболочку к обсадной трубе. Жидкость через входные окна поступает в калиброванный канал, где установлена турбинка, и через отверстия выходит из прибора. После проведения измерений пакер закрывается. Реверс двигателя обеспечивается за счет изменения полярности напряжения.

Дебитомер «Кобра-Р36». Пакер в нем выполнен в виде полого цилиндрического пакета, состоящего из тонких плоских пружин, которые при сжатии перекрывают кольцевой зазор. Отличительной особенностью таких дебитомеров является то, что входные и выходные отверстия открываются только в процессе измерения. Это позволяет увеличить ресурс работы турбинки и предохраняет ее от засорения при спуско-подъемных операциях.

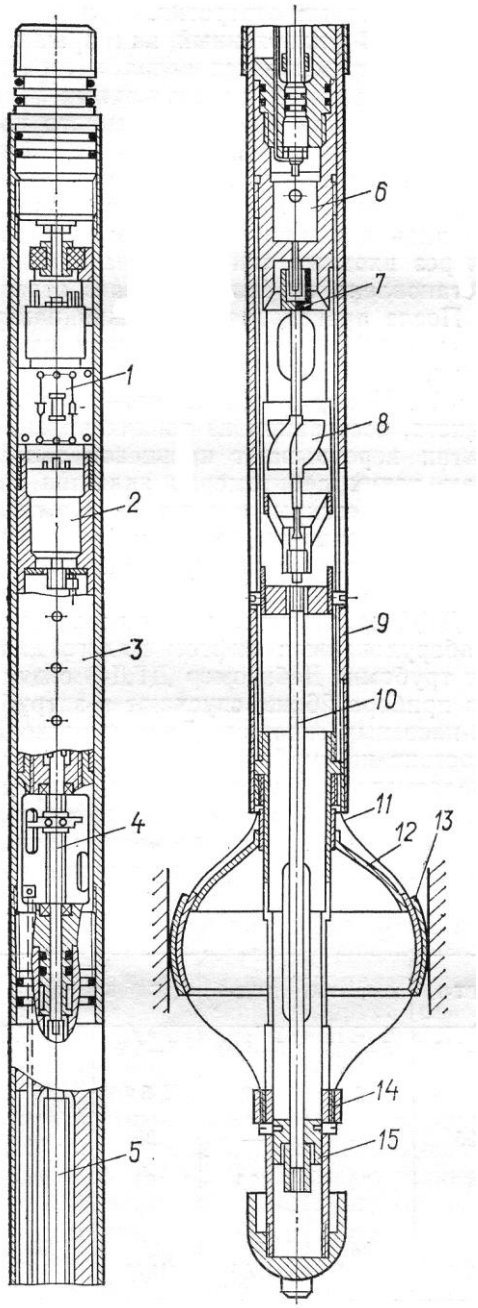


Рис. 11.1. Глубинный дебитомер РГД-2М

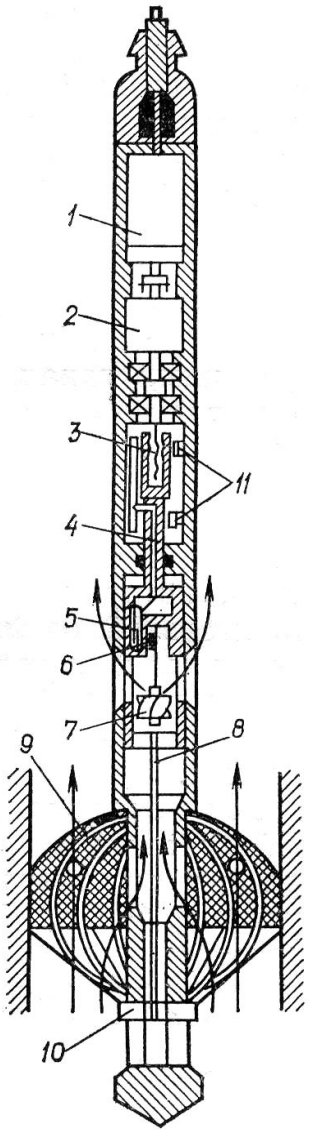


Рис. 11.2. Глубинный дебитомер ДГД-8

Дебитомеры типа ДГД предназначены для исследования фонтанных скважин, оборудованных лифтом малого диаметра или остеклованными трубами. Дебитомер ДГД-8 с диаметром корпуса глубинного прибора 26 мм спускают в затрубное пространство глубинно-насосных скважин. Датчик расхода этого прибора (рис. 11.2) состоит из турбинки 7 с постоянным магнитом *6* и магнитоуправляемого контакта *5*. Пакер *9* представляет собой оболочку, обтягивающую пружинные ленты, расположенные по диаметру прибора. Для увеличения верхнего предела измерения в оболочке могут быть сделаны отверстия.

Открывается пакер с помощью электродвигателя 7, который через редуктор *2* вращает ходовой винт *3* и перемещает поступательно уплотненный шток *4* с размещенным на нем преобразователем. При этом тяга *8,* соединенная с ползуном *10,* сжимает пружины пакера, который принимает сферическую форму и перекрывает кольцевой зазор. Для включения и отключения электродвигателя предназначены концевые микровыключатели *11*. Характеристика дебитомеров указанных типов приведена в табл. 11.1.

Таблица 11.1

Характеристика дебитомеров с управляемым пакером

Показатель	РГД-2М	РГТ-1	Кобра-Р36	ДГД-6	ДГД-6Б	ДГД-8
Предел измерения дебита, $м^3$/сут	5-200	5-200	5-200	5-200	5-200	3,6-36
Погрешность измерения, %	5	5	5	10	5	5
Рабочее давление, МПа	—	35	—	—	20	—
Рабочая температура, °С	70	100	70	100	80	80
Диаметр корпуса,мм	42	42	36	30	30	26
Длина, мм	1800	1630	1600	1500	1550	1360

11.2 Комплексные приборы

Для получения наиболее достоверных результатов исследования скважин необходимо контролировать не только характер изменения давления, температуры и расхода жидкости, но и содержание в ней воды и газа, вязкость, плотность и другие параметры.

В последние годы при исследованиях скважин стали применять глубинные комплексные приборы, предназначенные для определения в процессе исследования нескольких физических величин: давления, температуры, расхода и содержания нефти, воды и газа в потоке.

Для определения фазовых соотношений потока используют конденсаторы. Емкость плоского или цилиндрического конденсатора зависит от его геометрических размеров и диэлектрической проницаемости среды, находящейся между обкладками. Изменение диэлектрической проницаемости среды при постоянных размерах вызывает соответствующее изменение емкости конденсатора, что позволяет определить процентное отношение, например, воды и нефти по известным диэлектрическим постоянным отдельно воды и нефти.

Глубинные влагомеры обычно применяют в сочетании с дебитомерами. При исследованиях скважин с помощью таких комплексных приборов получают ценную информацию о местах притока жидкости и ее обводненности по отдельным пластам и пропласткам.

Комплексные приборы ВРГД-36 и Кобра-36РВ содержат преобразователи расхода и влажности, а также пакетирующее устройство. Преобразователь влагомера, в полости которого смонтирован магнитный прерыватель датчика расхода, выполнен в виде цилиндрического конденсатора.

Емкость конденсатора зависит от его геометрических размеров и диэлектрической проницаемости среды, находящейся между обкладками. Изменение диэлектрической проницаемости среды при постоянных размерах конденсатора вызывает изменение его емкости, что позволяет определять фазовое соотношение в потоке воды и нефти по известным диэлектрическим постоянным отдельно воды и нефти.

Нижний конец преобразователя влагомера используется в качестве верхней опоры оси турбинки, на которой укреплены магниты, взаимодействующие с магнитным прерывателем тока. Последовательное расположение турбинки и проточного конденсатора способствует образованию части конденсата мелкодисперсной смеси, проходящей за счет турбулизирующего эффекта вращения турбинки.

Эти приборы снабжены пакером с электромеханическим приводом, конструкция которого унифицирована с пакерующим устройством расходомера РГД-2М или Кобра-36РВ. Выходной сигнал, передаваемый на поверхность по одножильному кабелю, несет двойную информацию: о содержании воды в нефти и частоте вращения турбинки.

Частотный сигнал, модулированный по амплитуде, по кабелю поступает на вход наземного блока, где происходит его усиление и разделение на два канала. В первом канале происходит выделение несущей частоты, характеризующей влажность потока жидкости, во втором — модулирующей частоты, характеризующей частоту вращения турбинки.

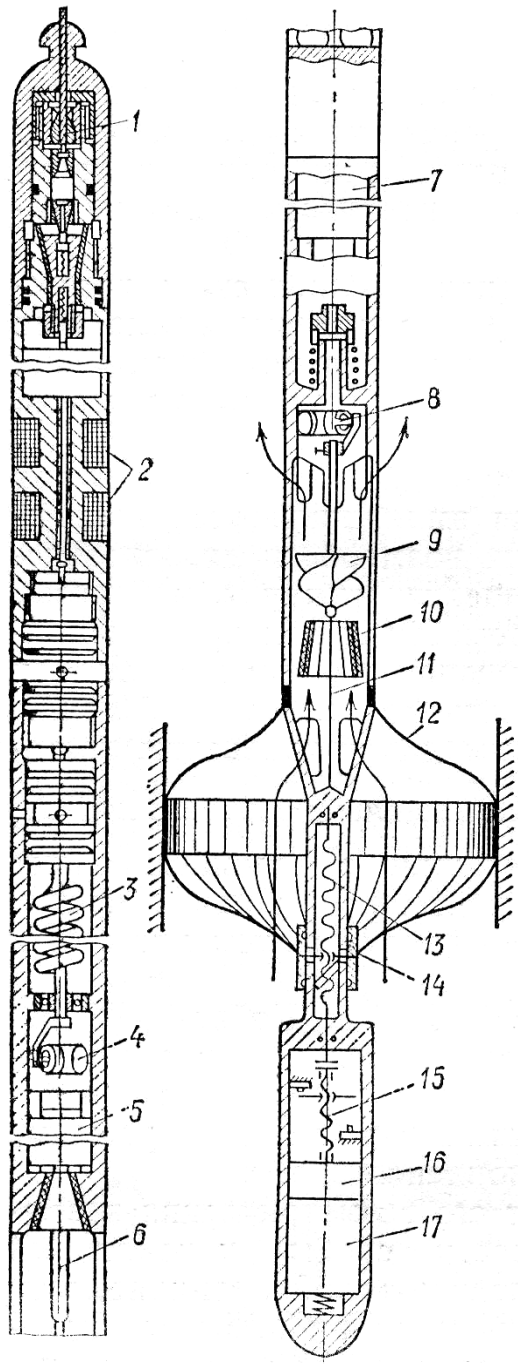


Рис. 11.3. Комплексный прибор «Поток-5»

Комплексный прибор «Поток-5» предназначен для измерения четырех величин: давления, температуры, расхода и влажности жидкости. Этот прибор (рис. 11.3), опускаемый в скважину на одножильном кабеле *1,* состоит из преобразователей указанных величин и пакера с электромеханическим приводом. Локатор сплошности, в который входят трансформаторы *2,* включенные совместно, и электронный блок, обеспечивает точную привязку данных к разрезу скважины. Датчик давления состоит из геликсной пружины *8* и индуктивного преобразователя. Свободный конец геликса соединен с ферритовым полукольцом, входящим в катушку *4.* С повышением или понижением давления в скважине ферритовый сердечник перемещается внутри катушки, изменяя ее индуктивность. В качестве преобразователей температуры использованы полупроводниковые элементы *6.* Изменение сопротивления этих элементов, пропорциональное уменьшению или увеличению температуры окружающей среды, преобразуется в частоту. Расход измеряют с помощью датчика с заторможенной турбинкой *9.* Поток жидкости, воздействуя на турбинку, вызывает закручивание струн на определенный угол, что приводит к перемещению ферритового полукольца *8* внутри катушки и изменению ее индуктивности. Содержание воды в нефти определяется с помощью емкостного датчика *10.*

Катушки индуктивности датчиков давления и расхода входят в состав колебательных контуров LC-генераторов. Поэтому при изменении индуктивности изменяется частота выходного сигнала. Преобразование индуктивности в частоту происходит в электронных блоках 5 и 7. Датчики подключаются к наземной аппаратуре последовательно посредством вызова сигнала или автоматически через 10-12 с. При подключении по вызову время измерения неограниченно. В автоматическом режиме работы время измерения составляет 2-3 с.

Пакерующее устройство состоит из пакера, образованного металлическими пластинами *12,* пары винт—гайка *15* и электродвигателя *17.* Пластины пакера, образующие каркас, закреплены во втулках в два ряда. Нижняя подвижная втулка *14* соединена с гайкой, перемещающейся по ходовому винту *13,* который через редуктор *16* соединен с валом электродвигателя. При открытии пакера по сигналу с поверхности гайка вначале совершает движение по винтовой линии, перемещаясь по пазу со скосом. Пластины *12* каркаса изгибаются и прижимают надетую на них оболочку к стенкам скважины. В конце хода гайка перемещается поступательно по пазу, параллельному осевой линии, в результате чего усиливается прижатие пластин к стенкам скважины. При движении гайки по винтовой линии пластины каркаса, закрепленные шарнирно на втулке *14,* поворачиваются под углом к образующей. Закрытие пакера происходит в обратном порядке. Диаметр корпуса прибора составляет 40 мм при длине 2800 мм. Предел измерения давления 25 МПа, погрешность ±1,5%. Диапазоны измеряемых расходов могут быть 1—60 или 2—150 т/сут. Предел измерения температуры -100 °С с погрешностью ±1,5%. Масса глубинного прибора не более 15 кг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балакирев Ю.А. Гидропрослушивание и термографирование нефтяных скважин и пластов. Баку: Азернешр. 1965. - 200 с.
2. Баренблатт Г.И. О некоторых приближенных методах в теории одномерной неустановившейся фильтрации жидкости при упругом режиме. Изв. АН СССР. 1954. №9. С. 35-49.
3. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа.- М.: Недра, 1972. -88 с.
4. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. - Движение жидкостей и газов в неоднородных пластах. - М.: Недра, 1984. - 211с.
5. Басниев К.С., Цибульский П.Г. Обратная задача теории фильтрации многокомпонентных систем. Нефть и газ. 1980. № 4. С. 55-60.
6. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1993. 416 с.
7. Басович И.Б., Капцанов Б.С. Выбор фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований скважин. - Нефт. хоз-во. 1980. № 3. С. 44-47.
8. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учеб. для вузов.– М.: Недра, 1990. – 427 с.
9. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. М.: Недра, 1964, -272 с.
10. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973. -246 с.
11. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. - 269 с.
12. Василевский В.Н., Петров А.И. Исследования нефтяных пластов и скважин. - М.: Недра, 1973. - 344 с.
13. Габдуллин Т.Г. Оперативное исследование скважин. - М.: Недра, 1981. - 213с.
14. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982. - 310с.
15. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов.- М.: Недра, 1974. - 224 С.
16. Капцанов Б.С., Кульчицкий Л.Г., Симонова Г.М. Исследование точности определения фильтрационных и геометрических параметров пласта по кривым восстановления давления в скважинах //Азерб. нефт. хоз-во. 1986. № 8. С. 14-17.
17. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. - М.: Недра, 1974. - 200с.
18. Кульгина Н.М., Кульгин В.Т., Гриценко И.В. Методика обработки кривых восстановления давления в разведочных скважинах //Газовая пром-ть. 1975. С30- ЗЗ.
19. Кундин А.С. Влияние продолжающегося притока в скважину на точность определения параметров пласта //Изв. вузов. Нефть и газ. 1975. № 3. С. 41-44.
20. Ли Юн-шан. Определение параметров пласта по наблюдениям за изменением забойного давления с учетом притока жидкости в скважину после ее остановки //Изв. вузов. Нефть и газ. 1960. № 3. С. 63-69.
21. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористых средах. - М.: Гостоптехиздат. 1949. - 627 с.
22. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91, Миннефтегазпром, ВНИИ, М., 1991. - 540 с.
23. Методическое руководство по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей. РД-39-0147035-234-88, Миннефтегазпром, ВНИИ, 1989. -115с.
24. Наказная Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. М.: Наука. 1972.- 184 с.

25. Петров А.И. Методы и техника измерений при промысловых исследованиях скважин. М.: Недра, 1972.
26. Петров А.И. Глубинные приборы для исследования скважин. - М.: Недра, 1980. - 224 с.
27. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др., Под ред. Ш.К. Гимтудинова.- М.: Недра. 1988. – 302с.
28. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. д-ра техн. наук Ш.К.Гиматудинова. М.: Недра, 1974. -704 с.
29. Сушилин В.А. Методы и техника глубинных исследований в скважинах. М.: Недра, 1964.
30. Телков А.П. Определение параметров пласта по кривым восстановления забойного давления при различной форме границ пласта. //Подземная гидродинамика. М.: Недра, 1961 С. 131-142 (Тр. МИНХ и ГП им. И.М.Губкина. Вып. 33).
31. Технология и техника добычи нефти. Учеб. для вузов /А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И.Гусев. Под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде.- М.: Недра, 1986.
32. Требин Ф.А., Щербаков Г.В., Яковлев В.П. Гидромеханические методы исследования скважине и пластов. М.: Недра, 1965. - 275с.
33. Хазин О.Н., Кундин А.С. Обработка кривых восстановления давления методом В.Н.Щелкачева. //Нефт. хоз-во. 1973. № 7. С. 7-9.
34. Хейн А.Л. Теоретические основы и методика определения параметров пластов по данным испытания несовершенных скважин при неустановившемся режиме фильтрации жидкости и газа. //Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождении Тр. ВНИИГАЗ. М.-Л.: Гостоптехиздат. 1952. С. 80-145.
35. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учеб для техникумов/ А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. – М.: Недра,1989 –480 с.
36. Чарный И.А. Определение некоторых параметров при помощи кривых восстановления забойного давления//Нефт. хоз-во. 1955. №3. С 40-48.
37. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. - М.: Гостоптехиздат, 1963.-369 с.
38. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Киев: Госуд. изд-во технич. литературы УССР, 1961.- 286 с.
39. Чернов Б.С., Базлов М.Л., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. - М.; Гостоптехиздат, I960. - 319 с.
40. Шагиев Р.Г. Определение параметров пласта по графикам прослеживания давления в реагирующих скважинах.//Изв. Вузов "Нефть и газ", № 11,1960.С.53-59.
41. Шагиев Р.Г. Анализ влияния сил инерции на кривые восстановления давления и определение параметров пласта./Труды МИНХ и ГП, вып. 42, 1963. С. 129-142.
42. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. - М.: Гостоптехиздат, 1959. -467 с.
43. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография в 2 ч. - М.: Нефть и газ, 1995. ч. 1. - 586 с.,ч. 2. - 493с.
44. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учеб. для вузов.– М.: Недра, 1988.
45. Эконамидис М.Д, Нольте К.Г. Воздействие на нефтяные и газовые пласты. /Пер. с англ. под ред. А.И.Булатова. Краснодар, 1992. (часть 1 и 2).