

Р. Г. ШАГИЕВ

## ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН по КВД

МОСКВА «НАУКА» 1998

УДК 622 32 ББК6530413 Ш15

Рецензенты:

доктор технических наук С.Н. Закиров, доктор технических наук В.А. Сахаров

Шагиев Р.Г.

Исследование скважин по КВД - М Наука, 1998 - 304 с ISBN 5-02-002520-8

В монографии впервые в отечественной теории и практике рассмотрены проблемы гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин, связанные с использованием нового поколения высокоточных глубинных приборов. Представлены теоретические и методические основы, техника и технология исследования вертикальных и горизонтальных скважин по кривым восстановления давления (КВД) с использованием при интерпретации диагностических графиков в условиях линейного упругого режима фильтрации. Обобщен современный отечественный и зарубежный опыт. На промысловых примерах проанализированы методы логарифмических производных давления при интерпретации данных. Приводятся результаты уникальных промысловых экспериментов по изучению неньютоновских свойств нефти в процессе разработки месторождений.

Книга рассчитана на сотрудников нефтяных и газовых компаний, специалистов по гидродинамическим исследованиям скважин, аспирантов и студентов.

Автору приятно опубликовать книгу к 50-летию юбилею Уфимского государственного нефтяного технического университета и 30-летию кафедры «Разработка газовых месторождений»  
Табл. 13 Ил 51 Библиогр. 276 назв.

# ВВЕДЕНИЕ

## Предмет гидродинамических исследований скважин

Кривые восстановления (падения) забойных давлений (КВД-КПД) являются одним из известных и распространенных методов гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации.

Под гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИС) понимается система мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам замер с помощью глубинных приборов ряда величин (изменения забойных давлений, дебитов, температур во времени и др., относящихся к продуктивным нефтегазовым пластам), последующая обработка измеряемых данных, анализ и интерпретация полученной информации о продуктивных характеристиках - параметрах пластов и скважин и т.д.

За последние годы были разработаны дистанционные высокоточные глубинные электронные манометры с пьезокварцевыми датчиками давления и глубинные комплексы с соответствующим компьютерным обеспечением (так называемые электронные манометры второго поколения). Применение таких манометров и комплексов позволяет использовать при анализе новые процедуры, резко улучшающие качество интерпретации фактических данных и количественно определяемых параметров продуктивных пластов. Особо остро стоят эти вопросы при разработке сложно построенных месторождений, при бурении, эксплуатации и исследовании горизонтальных скважин.

Автор ставит своей задачей ознакомить читателя с теоретическими основами, техникой, технологией и промышленным опытом гидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин на неустановившихся процессах линейного упругого режима фильтрации по кривым падения - восстановления давления (КПД-КВД) с использованием современных приборов. На этой базе появляется возможность методически обосновать применение новых элементов анализа и интерпретации данных ГДИС при принятии промышленных решений.

Значительное внимание в книге уделяется методическим вопросам анализа, обработки и интерпретации кривых падения - восстановления давления. Кроме того, на опыте промышленных исследований, проведенных автором, показаны возможности рассмотренных методов, их преимущества и недостатки при интерпретации данных исследования вертикальных и горизонтальных скважин. Это определяет структуру и содержание книги.

В общем, комплексе проблем разработки месторождений углеводородов важное место занимает начальная и текущая информация о параметрах пласта - сведения о продуктивных пластах, их строении и коллекторных свойствах, насыщающих флюидах, геолого-промышленных условиях, добычных возможностях скважин и др. Объем такой информации о параметрах пласта весьма обширен. Так, в терминологическом справочнике [35] приводится более трех тысяч терминов, относящихся к параметрам пласта: строению, свойствам пластов-коллекторов и насыщающих их флюидов, вопросам подсчета запасов углеводородов, системам разработки залежей, контролю, анализу и регулированию процесса разработки, оптимизации эксплуатации скважин и др.

В свою очередь, в понятие параметров пласта входят:

- пространственно-геометрические размеры залежи - пласта, т.е. глубина и положение кровли и подошвы, водонефтяного и газонефтяного контактов, площадь пласта, насыщенная углеводородами;
- пластовые давление и температура - режим пласта;
- пористость, насыщенность, проницаемость и анизотропия пласта, кривые фазовых проницаемостей и капиллярного давления, сжимаемость пористой среды и флюидов;
- состав углеводородов и их физические свойства в зависимости от давления и температуры - уравнения состояния (PVT - плотность, вязкость, давления насыщения и критические, газовый фактор, усадка и т.п.);
- тип пласта-коллектора, его упругодеформационные свойства, тип пластовой фильтрационной системы;
- продуктивная характеристика скважин (коэффициенты продуктивности и приемистости, фильтрационных сопротивлений газовых скважин, состояние призабойных зон - скин-фактор).

Источниками сведений о параметрах пласта служат как прямые, так и косвенные методы, основанные на интерпретации результатов исследований скважин: геолого-геофизических исследований, лабораторных изучений образцов породы (кернов, шлама) и проб пластовых флюидов при различных термобарических условиях (исследования PVT, изучаемой физикой пласта), данных бурения скважин и специального моделирования процессов фильтрации ГДИС.

Параметры пласта, полученные различными прямыми и косвенными методами (ГДИС, бурение, геолого-геофизические методы, PVT), имеют свои особенности и в силу этого характеризуют пласт в различной степени:

- по достоверности - точности найденного, подсчитанного числового значения того или иного параметра пласта (могущего, например, характеризоваться терминами «определено», «оценено», «подсчитано», «сопоставлено», «определенным образом интерпретировано» - с указанием границ применимости, рекомендациями о практическом использовании в расчетах, анализе и т.д.);

- по «качеству», «масштабности» информации - речь может идти как о дифференциальных (местных, локальных, частных), так и интегральных (общих, суммарных, средневзвешенных) значениях параметров во времени и пространстве (средневзвешенных по различным объемам пласта, приуроченных к определенным условиям, за определенный промежуток времени и т.д.). Например, коэффициенты проницаемости, найденные различными методами и основанные на различных физических процессах, происходящих при различных термобарических условиях (по геофизическим данным либо с помощью лабораторных методов по керну, по КВД или индикаторным диаграммам), по-разному характеризуют пласт. Их сопоставление и использование должно быть осознано с учетом особенностей найденных значений и их физической интерпретацией. Так, общеизвестно, что параметры пласта, полученные по данным бурения, геофизических и лабораторных исследований, при промысловых исследованиях скважин используются, как правило, при оценке запасов объемным методом. Параметры пласта по данным ГДИС и текущая промысловая информация в большинстве случаев используются для характеристики процессов разработки и добычи.

Обработка и интерпретация результатов ГДИС связана с решением прямых и обратных задач подземной гидромеханики. Учитывая, что обратные задачи подземной гидромеханики не всегда имеют единственные решения, существенно отметить комплексный характер интерпретации данных ГДИС с широким использованием геолого-геофизических данных и результатов лабораторных исследований PVT.

Рассматривая комплекс информации о пласте по данным геологии, геофизики, PVT и ГДИС как взаимосвязанным элементам единой системы, можно составить представление о пласте (модели пласта) и модели пластовой фильтрационной системы (МПФС). МПФС - это систематизированная разнородная исходная информация о продуктивном пласте в виде геологических карт, профилей, описаний кернов, данных различных геофизических исследований скважин, экспериментальных зависимостей физических свойств пласта-коллектора и пластовых флюидов от давления (по данным PVT), таблиц или графиков, уравнений и формул, безразмерных зависимостей, описывающих поведение модели пласта.

МПФС является комплексным динамическим понятием, которое постоянно уточняется по мере бурения новых скважин и получения новой информации о процессе разработки залежи. Таким образом, целью ГДИС является получение информации о динамических фильтрационных характеристиках пласта для создания детерминированной МПФС, адекватной реальному пласту в результате комплексного использования промысловых геолого-геофизических данных и лабораторных исследований PVT (физики пласта).

Гидродинамические исследования скважин направлены на решение следующих задач:

- измерение дебитов (приемистости) скважин и определение природы флюидов и их физических свойств;

- измерение и регистрация во времени забойных и пластовых давлений, температур, скоростей потоков и плотности флюидов с помощью глубинных приборов (датчиков) и комплексов;

- определение (оценка) МПФС и параметров пластов - гидропроводности в призабойной и удаленных зонах пласта, скин-фактора, коэффициентов продуктивности (фильтрационных сопротивлений) скважин; пространственного распределения коллекторов, типа пласта коллектора

(его деформационных свойств), положения экранов, сбросов и границ (зон пласта), взаимодействия скважин; распределения давления в пласте, типов фильтрационных потоков и законов фильтрации в пласте и других параметров - по результатам обработки и интерпретации данных измерений и регистрации давлений и дебитов различными типами и видами ГДИС;

- оценка полученных результатов, т.е. проверка на адекватной МПФС, и исходных замеренных данных.

Методически решение задач ГДИС относится к специальным задачам теории распознавания образов с использованием специальных приемов и процедур.

ГДИС относится к сфере научных услуг по получению информации о продуктивном пласте и может рассматриваться как слабоструктурированная проблема системного анализа [68, 161].

Проблема ГДИС является одной из актуальных и достаточно специфических и сложных научно-технических оставляющих в общем комплексе вопросов управления разработкой месторождений углеводородов и состоит в интегрированном, междисциплинарном подходе к решению проблем на основе современных научно-технических достижений геологии, геофизики, а также результатов исследований по подземной гидромеханике, математическому моделированию, компьютерным технологиям, отраслевой экономике с учетом политических, социальных, юридических, экологических, финансовых и других аспектов (за рубежом - Integrated Reservoir Management) [17, 69, 71, 175, 253].

Под системой ГДИС понимается совокупность таких взаимосвязанных элементов, как теоретические основы (решения прямых и обратных задач подземной гидромеханики), техника и технология (приборы и оборудование, вплоть до использования спутниковых каналов связи для передачи показаний глубинных приборов), методы и процедуры обработки и интерпретации данных (в т.ч. с использованием ЭВМ, экспертных систем и элементов искусственного интеллекта) и др. Эта система обладает общим интегральным эффектом, эмергентными свойствами и позволяет создавать идеализированные, концептуальные модели пластовых фильтрационных систем (МПФС), отражающих реальные объекты - продуктивные пласты и скважины. Поэтому проблема ГДИС выделяется в междисциплинарную предметную область, тесно связанную с циклом нефтегазопромысловых дисциплин: геологией, геофизикой, физикой нефтегазового пласта, подземной гидромеханикой, техникой и технологией добычи, теорией проектирования разработки месторождений, а также высшей математикой и математическим моделированием, физикой, отраслевой экономикой, метрологией и экологией [5,11, 12, 15,23-25, 33, 35, 36,42,44,45,48, 49, 59, 70-73, 123, 129, 169, 209, 268 и др.].

Предметная область ГДИС (Well Testing) является объектом постоянного и активного изучения и развития, что находит отражение в многочисленных публикациях (статьях и монографиях) отечественных и зарубежных исследователей. Так, в монографии [71] список литературы включает 984 публикации, в [129] - 316, в [268] - 195 публикаций.

В мире систематически проводятся научные конференции, симпозиумы и семинары по различным аспектам ГДИС (теоретическим и практическим, горизонтальных скважин и т.д.), при проведении которых часто организуются краткосрочные (обычно однодневные) курсы с обзорами достижений в этой области [121, 240, 243, 257].

За последние годы были разработаны новые методы определения характерных особенностей и параметров сложнопостроенных залежей, горизонтальных скважин, трещиноватых коллекторов - на основе теоретических разработок по учету влияния ствола скважины и скин-фактора, использования диагностических билогарифмических графиков КВД и производных давления, широкого использования компьютерных технологий с соответствующим математическим обеспечением, применения глубинных высокоточных манометров и комплексов «второго» поколения и т.д.

В настоящее время предмет ГДИС стал оформляться в самостоятельную учебную и научную дисциплину - «Гидродинамические методы исследования скважин», специальные разделы ГДИС включаются в учебные курсы.

Стоимость такого обучения, по данным зарубежных обзоров, составляет до 400-600 долларов США (без учета проезда и проживания) для каждого участника. Например, плата за обучение на четырехдневных краткосрочных курсах по ГДИС на английском языке при Французском нефтяном институте [121] составляет 7500 французских франков (около 300 долларов США в день для каждого участника) смежных дисциплин. По тематике ГДИС выполняется значительный объем курсовых и дипломных проектов по специальности «Разработка

и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» в нефтегазовых университетах и вузах. В настоящей книге принята методически концептуальная форма изложения ГДИС с учетом как специальной читательской аудитории, так и студентов.

Поэтому теоретические основы ГДИС излагаются по возможности кратко, сжато и как можно проще - с минимальными математическими выводами, выкладками и получением соответствующих дифференциальных уравнений, анализом их решений и комментариями. Для более глубокого и детального изучения теоретических аспектов ГДИС, отечественного и зарубежного опыта и достижений, читатель может обратиться к специальной литературе (часть которой приведена в библиографии) и материалам соответствующих учебных курсов («Подземная гидромеханика» и др.).

Понимание же физической сущности используемых аналитических решений, их физическая интерпретация, обеспечивает их правильное использование. Подобное изложение ГДИС позволяет более ясно представлять различные способы обработки данных ГДИС, анализировать их, оценивать области их применения для правильной интерпретации результатов и их практического использования.

В книге рассматриваются только ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации на базе линейной теории упругого режима. В свою очередь ГДИС входит в более общую группу промысловых исследований скважин (геофизических, физико-химических, термометрических и др.).

В научной литературе, руководствах и руководящих документах (РД), инструкциях по ГДИС, документации по глубинным приборам и оборудованию, в том числе и зарубежной, используются физические параметры в международной системе единиц измерений (СИ), а также в нефтепромысловой системе единиц измерений США.

В книге, учитывая все большее распространение на промыслах приборов, оборудования и технологий не только отечественного, но и зарубежного производства, используются терминология и обозначения, общепринятые в теории и практике ГДИС, нефтепромысловой лексике, что наглядно отражено как в отечественной, так и в зарубежной (американской) научно-технической литературе в области Well Testing-Reservoir Engineering.

Уравнения и нумерация формул с использованием нефтепромысловых единиц измерения США отличаются дополнительным знаком - апострофом ('), например: система СИ - формула (1), система единиц США - формула (Г). В Англии и США знаки десятичных дробей отделяют не запятой, а точкой. Номенклатура основных символов, параметров ГДИС и уравнения в различных системах измерений, принятых в изложении, дается после «Введения» отдельным разделом.

**НОМЕНКЛАТУРА ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ И УРАВНЕНИЙ ГДИС В РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ**

Система СИ	Нефтепромысловая система единиц США *
m – пористость, доли единиц	$\phi$ , доли единиц
k – коэфф. проницаемости, м <sup>2</sup>	k, md, Millidarcy
h – толщина пласта, м	h, ft, Foot
r, l – радиус, длина, м	r, l, ft
$\mu$ – вязкость, Па·с	$\mu$ , cp, Centipose
t – время, с	$\Delta t$ , h, Hours
P, $\Delta P$ – давление, разность давл., Па	P, $\Delta P$ , psi, Pounds per square inch
$\beta^*$ – сжимаемость системы, Па <sup>-1</sup>	$C_t$ , psi <sup>-1</sup>
$\alpha = k / \mu \beta^*$ – пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	$k / \phi \mu C_t$ , md/cp·psi <sup>-1</sup>
q – дебит, м <sup>3</sup> /с	q, STB/D (Stock tank barrels/day)
B – объемный коэффициент нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	B, RB/STB (Reservoir barrels/STB)

**Дифференциальное уравнение упругого режима фильтрации**

$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{j^{**}}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1)$	$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{j}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{0.000264 \cdot \frac{\mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t}} \quad (1')$
---	---

**Обобщенное уравнение неустановившегося режима фильтрации**

$\Delta P = \frac{qB\mu}{2\pi kh} P_{\delta}(t_{\delta}) \quad (2)$	$\Delta P = \frac{141.2 \cdot qB\mu}{kh} P_D(t_D) \quad (2')$
---	---

Система СИ	Нефтепромысловая система единиц США*
------------	--------------------------------------

**Безразмерные время и давление**

$t_{\delta} = \frac{\alpha t}{r^2}$ (3)	$t_D = \frac{0.000264 \cdot k \Delta t}{\phi \mu C_t r_w^2}$ (3')
$P_{\delta} = \frac{2\pi kh}{qB\mu} \Delta P$ (4)	$P_D = \frac{kh}{141.2 \cdot qB\mu} \Delta P$ (4')

**Уклоны прямолинейных графиков КПД (КВД)  
в полулогарифмических координатах**

$i = 0,183234 \frac{qB\mu}{kh}$ (5)	$m = 162,568 \frac{qB\mu}{kh}$ (5')
-------------------------------------	-------------------------------------

**Дебит при плоскорадиальной фильтрации  
несжимаемой жидкости**

$q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_c)}{B\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$ (6)	$q = \frac{0.007082 \cdot (P_e - P_w)}{B\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$ (6')
--	--

**Уравнение скин-фактора**

$S = 1,15129 \cdot \left[ \frac{P(t=1) - P(t=0)}{i} - \log \left( \frac{k}{m\mu\beta^* r_c^2} \right) - 0,351378 \right]$ (7)	$S = 1.15129 \cdot \left[ \frac{P(t=1) - P(t=0)}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu C_t r_c^2} \right) + 3.227546 \right]$ (7')
t – час	t – hour

* 1 м <sup>3</sup> = 6,2898 bbl (Barrels)	1 bbl = 0,1589 м <sup>3</sup>
1 Па = 1,45·10 <sup>-4</sup> psi	1 psi = 6894 Па = 68,948·10 <sup>-4</sup> МПа
1 м <sup>2</sup> = 1,013·10 <sup>15</sup> md	1 md = 9,87·10 <sup>-16</sup> м <sup>2</sup> = 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
1 м = 3,28 ft	1 ft = 0,3048 м
1 Па·с = 1000 ср	1 ср = 10 <sup>-3</sup> Па·с

\*\* j = 0; 1; 2 – для прямолинейно-параллельного, плоскорадиального и радиально-сферического фильтрационных потоков соответственно.

**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

A	– отрезок, отсекаемый на оси ординат продолжением прямолинейного графика;
A, B	– постоянные, зависящие от параметров пласта, уравнения (1.106)...(1.109);
A <sub>1</sub> , B <sub>1</sub>	– объемный коэффициент нефти, уравнения (2), (2');
B	– сжимаемость;
c=β	– сжимаемость пористой среды;
c <sub>f</sub> =β <sub>c</sub>	– сжимаемость газа, уравнения (1.94')...(1.96');
C <sub>g</sub>	– сжимаемость нефти;
c <sub>0</sub> =β <sub>n</sub>	– псевдоприведенная сжимаемость, уравнение (1.96');
C <sub>pr</sub>	– сжимаемость системы, уравнение (1.93');
C <sub>t</sub>	– сжимаемость воды;
c <sub>w</sub> =β <sub>в</sub>	– коэффициент влияния ствола скважины, уравнения (1.91'), (1.92');
C	– безразмерный коэффициент влияния ствола скважины;
C <sub>D</sub>	– ускорение силы тяжести;
g	– градиент давления;
grad P	– толщина пласта;
h	– безразмерная толщина пласта, уравнение (1.164');
h <sub>D</sub>	– толщина (раскрытие) горизонтальной трещины, уравнение (1.162');
h <sub>T</sub>	– безразмерная длина открытого интервала скважины;
h <sub>TD</sub>	– безразмерное раскрытие трещины, уравнение (1.165');
H <sub>D</sub>	

$i$	– уклон прямолинейного участка графика;
$j$	– коэффициент размерности пространства одного измерения, уравнения (1), (1.117);
$K$	– коэффициент продуктивности скважины;
$k$	– коэффициент проницаемости;
$k_r=k_r$	– коэффициент проницаемости в радиальном (горизонтальном) направлении;
$k_s$	– коэффициент проницаемости в зоне скин-фактора;
$k_s=k_z$	– коэффициент вертикальной проницаемости;
$l$	– расстояние от скважины до непроницаемой границы (контура, изобары), длина, дистанция;
$m$	– пористость;
$m'$	– уклоны прямолинейных графиков в нефтепромысловых единицах США;
$M(P)$	– псевдодавление, уравнение (1.12');
$M(P)'$	– логарифмическая производная псевдодавления;
$n$	– показатель степени безразмерного времени, уравнение (1.172);
$n_p$	– пересеченный масштабный коэффициент для давления;
$n_t$	– пересеченный масштабный коэффициент для времени;
$P$	– давление;
$P_b$	– безразмерное давление;
$P_{буф}$	– буферное давление;
$P_{зат}$	– затрубное давление;
$P_k$	– давление на контуре пласта;
$P_{нас}$	– давление насыщения нефти газом;
$P_{пл}$	– пластовое давление;
$P_c$	– текущее забойное давление;

$P_{pc}$	– псевдокритическое давление газа, уравнение (1.96');
$P_{pr}$	– псевдоприведенное давление, уравнение (1.96');
$\Delta P$	– перепад давления, депрессия;
$\Delta P_{1 час}$	– перепад давления на прямолинейном участке графика в полу-log координатах, соответствующий 1 часу после закрытия скважины;
$P'$	– логарифмическая производная давления;
$\Delta P'$	– логарифмическая производная перепада давления;
$PPD$	– первая производная давления;
$P$	– функция Л.С. Лейбензона, уравнение (1.11);
$q$	– объемный дебит;
$q_1(t)$	– послеэксплуатационный приток жидкости в ствол скважины;
$q_2(t)$	– послеэксплуатационный отток из ствола в пласт;
$r$	– радиус;
$r_c, r_w$	– радиус скважины;
$r_b$	– безразмерный радиус;
$r_{c пр}$	– приведенный радиус скважины;
$r_s$	– радиус зоны скин-фактора;
$S$	– скин-фактор по Ван Эвердингену и Херсту;
$S_g$	– газонасыщенность;
$S_o$	– нефтенасыщенность;
$S_w$	– водонасыщенность;
$t$	– время;
$t_b=t_D$	– безразмерное время;
$T$	– время работы скважины до остановки;
$T(P)$	– псевдовремя, уравнение (1.13');
$T^0$	– температура;



$t_I$	– время конца периода влияния ствола скважины;
$t_{II}$	– время начала плоскорадиального притока;
$t_{III}$	– время конца плоскорадиального притока;
$t_{лфп\text{ нач}}$	– время начала линейного фильтрационного потока;
$t_{лфп\text{ к}}$	– время конца линейного фильтрационного потока;
$t_{блфп\text{ нач}}$	– время начала билинейного фильтрационного потока;
$t_{блфп\text{ к}}$	– время конца билинейного фильтрационного потока;
$t_{сфп\text{ нач}}$	– время начала сферического фильтрационного потока;
$T_{сфп\text{ к}}$	– время конца сферического фильтрационного потока;
$t_{пуфп\text{ нач}}$	– время начала псевдоустановившегося радиального потока;
$\bar{V}$	– вектор скорости фильтрации в законе Дарси;
$V_c$	– объем ствола скважины;
$V_{II}$	– объем погонной единицы длины ствола скважины;
$V_w$	– полный объем ствола скважины;
$\Delta V$	– изменение объема;
$x$	– линейная координата;
$x_D$	– безразмерная линейная координата;
$x_T$	– половина длины вертикальной трещины;
$x_{TD}$	– безразмерная длина вертикальной трещины;
$y$	– функция;
$y'$	– производная;

$(\lg y)'$	– логарифмическая производная, уравнение (1.169), (1.170);
$z$	– коэффициент сверхсжимаемости газа;
$z_D$	– вертикальное положение горизонтальной трещины до кровли пласта;
$\Delta$	– разница;
$\nabla^2$	– оператор Лапласа;
$\gamma$	– постоянная Эйлера, $\gamma=0,5772$ ;
$\Gamma(x)$	– гамма-функция;
$\alpha, \bar{\alpha}$	– коэффициент пьезопроводности и его аналог при фильтрации газа;
$\mu$	– коэффициент динамической вязкости;
$\mu_1, \mu_2$	– вязкость неньютоновской нефти с разрушенной и неразрушенной структурой;
$\rho$	– плотность;
$\tau$	– условное время.

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

СФП	сферический (радиально-сферический) фильтрационный поток;
ТПС	трещиновато-пористая среда (с двойной БЛФП - билинейный фильтрационный поток; пористостью и проницаемостью);
ВС	вертикальная скважина;
УХП	удлинитель хода полированного штока;
ВСС	влияние ствола скважины;
Би-log	график КПД-КВД в билогарифмических
ГДИС	гидродинамические исследования скважин; график координатах;
ГРП	гидравлический разрыв пласта; Полу- - график КПД-КВД в полулогарифмических
ГС	горизонтальная скважина; log координатах.
ГТМ	геолого-технические мероприятия
ДГ	диагностический график;
ДИД	двухсторонние индикаторные диаграммы;
ДКВД	двухсторонние кривые восстановления - падения давления;
ДП	диагностический признак;
ИД	индикаторная диаграмма;
КВД	кривая восстановления забойного давления;
КИИ	комплект испытательных инструментов;
КПД	кривая падения забойного давления;
ЛПД	логарифмическая производная давления;
ЛФП	линейный (прямолинейно-параллельный) фильтрационный поток;
МПФС	модель пластовой фильтрационной системы;
НКТ	насосно-компрессорные трубы;
ОРФ	основная расчетная формула МПФС;
ПГ	подземная гидромеханика;
ПД	производная давления;
ПЗП	призабойная зона пласта;
ПРФП	псевдоразрадиальный фильтрационный поток;
РФП	радиальный (плоскоразрадиальный) фильтрационный поток;
СКО	соляно-кислотная обработка;

# ГЛАВА 1 Теоретические основы гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации (КПД-КВД)

Гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации по КВД-КПД относятся к пьезометрическим методам исследований скважин и пластов. Эти методы связаны с регистрацией забойных и пластовых давлений и дебитов и предназначены для получения информации (рис. 1.1), необходимой для создания детерминированной динамической модели пластовой фильтрационной системы (МПФС), на базе которой осуществляется проектирование и регулирование процессов разработки залежей углеводородов и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. На рис. 1.2 дана схема концептуальной модели МПФС с ее последующей трансформацией. Структура системы ГДИС и ее взаимосвязанных составляющих схематично можно представить в виде, приведенном на рис. 1.3. Типы ГДИС показаны на рис. 1.4.

Теоретической основой большинства широко применяемых методов ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации являются линейная теория упругого режима фильтрации, решения соответствующих прямых и обратных задач подземной гидромеханики, изложенных в многочисленных отечественных и зарубежных публикациях, часть которых приведена в библиографии.

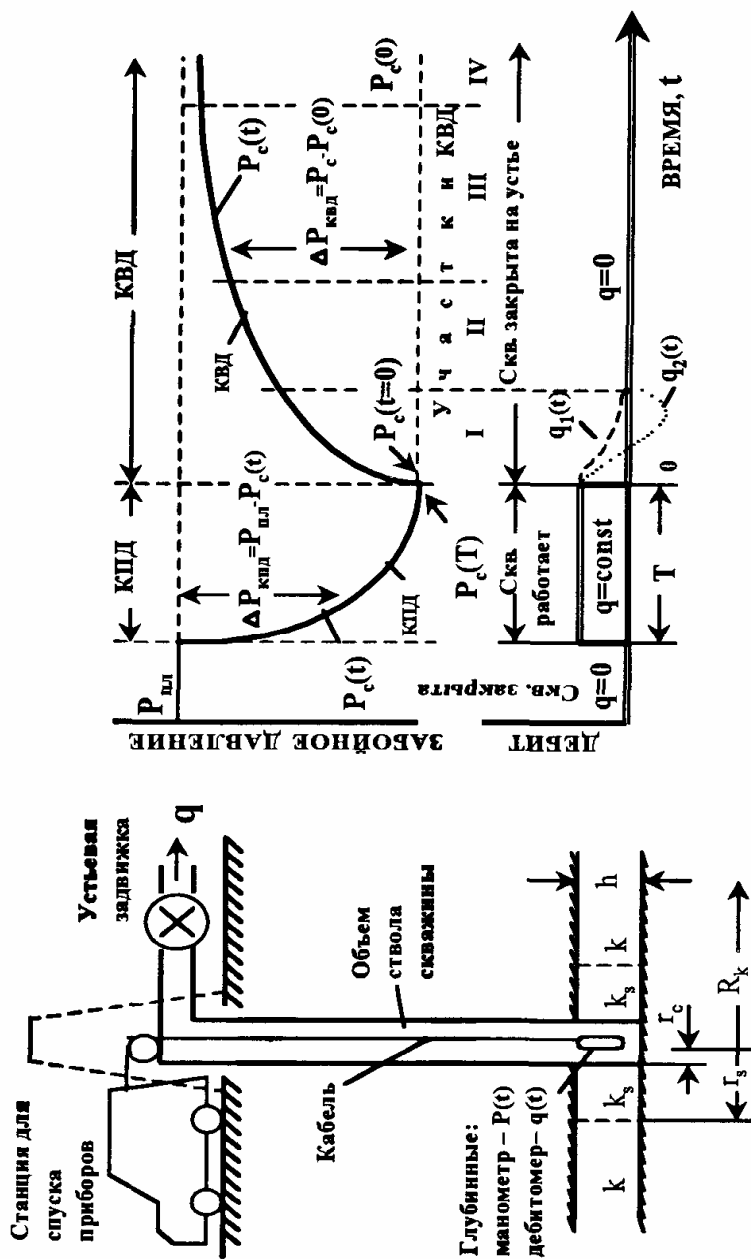
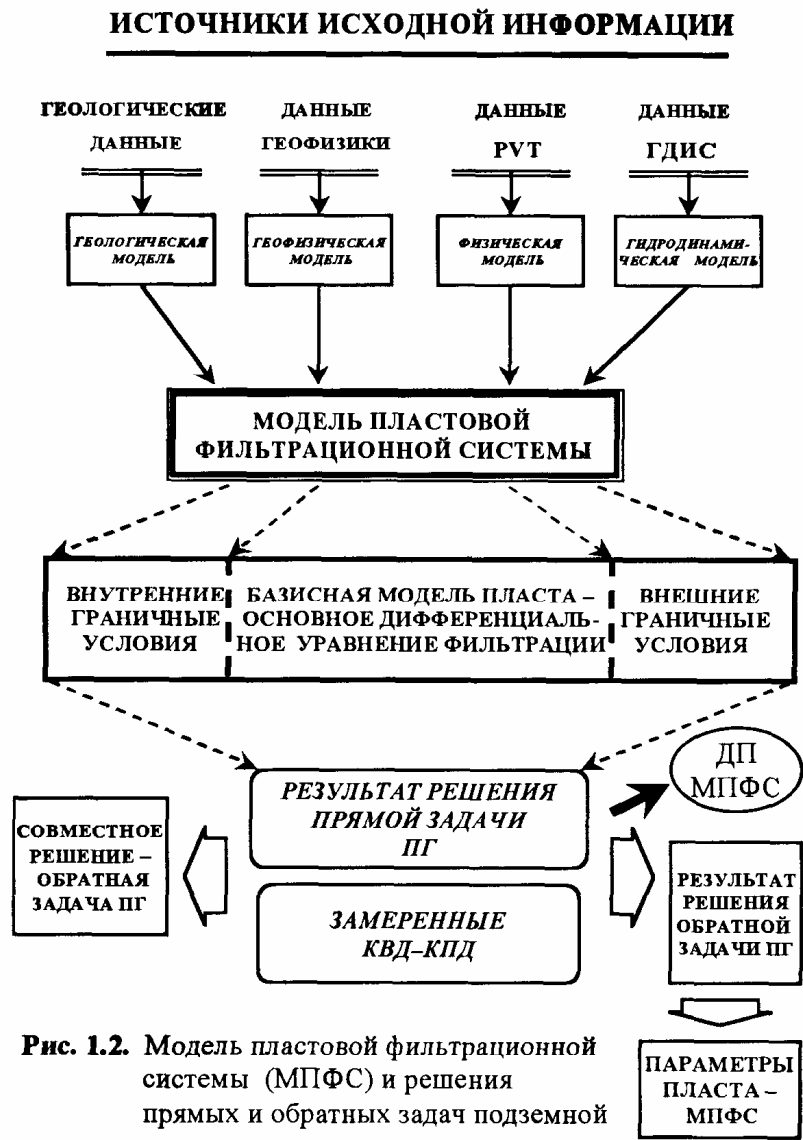
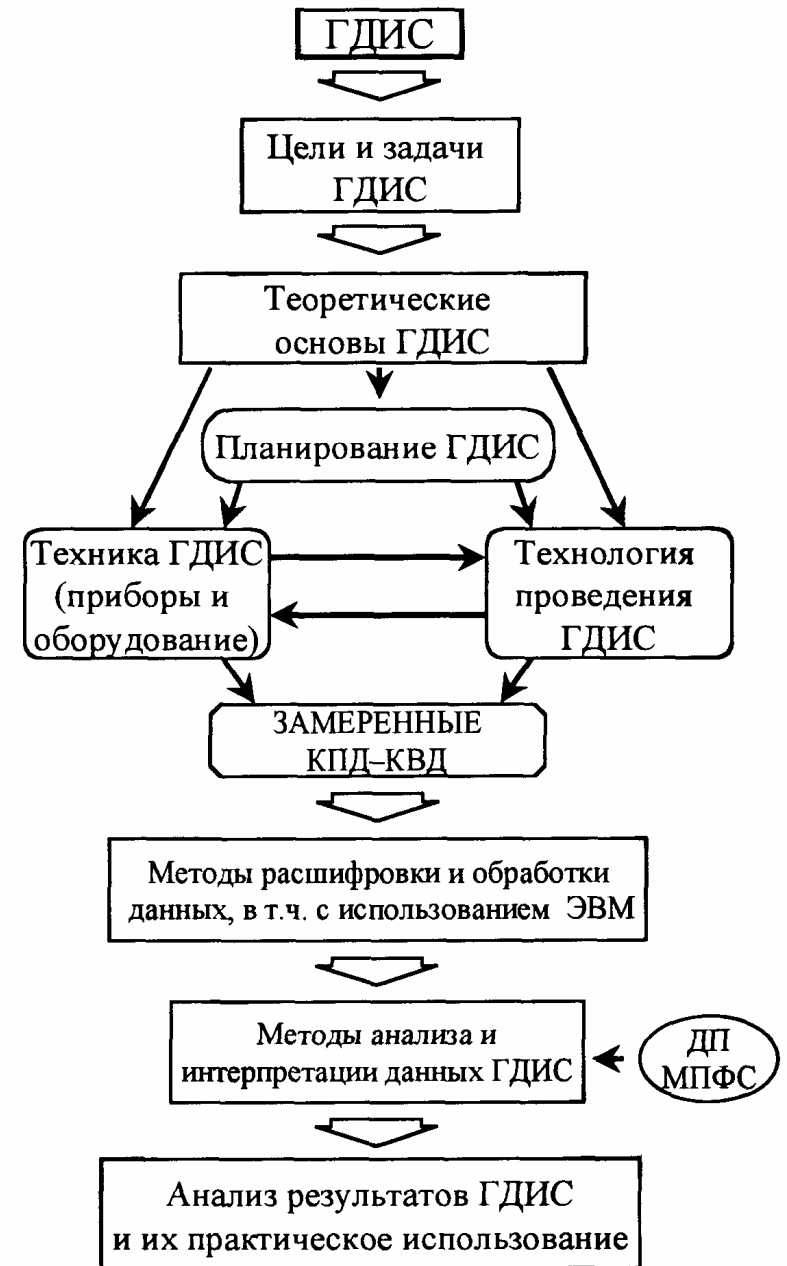


Рис. 1.1. Схема снятия КПД-КВД



**Рис. 1.2.** Модель пластовой фильтрационной системы (МПФС) и решения прямых и обратных задач подземной гидромеханики



**Рис. 1.3.** Структура системы ГДИС

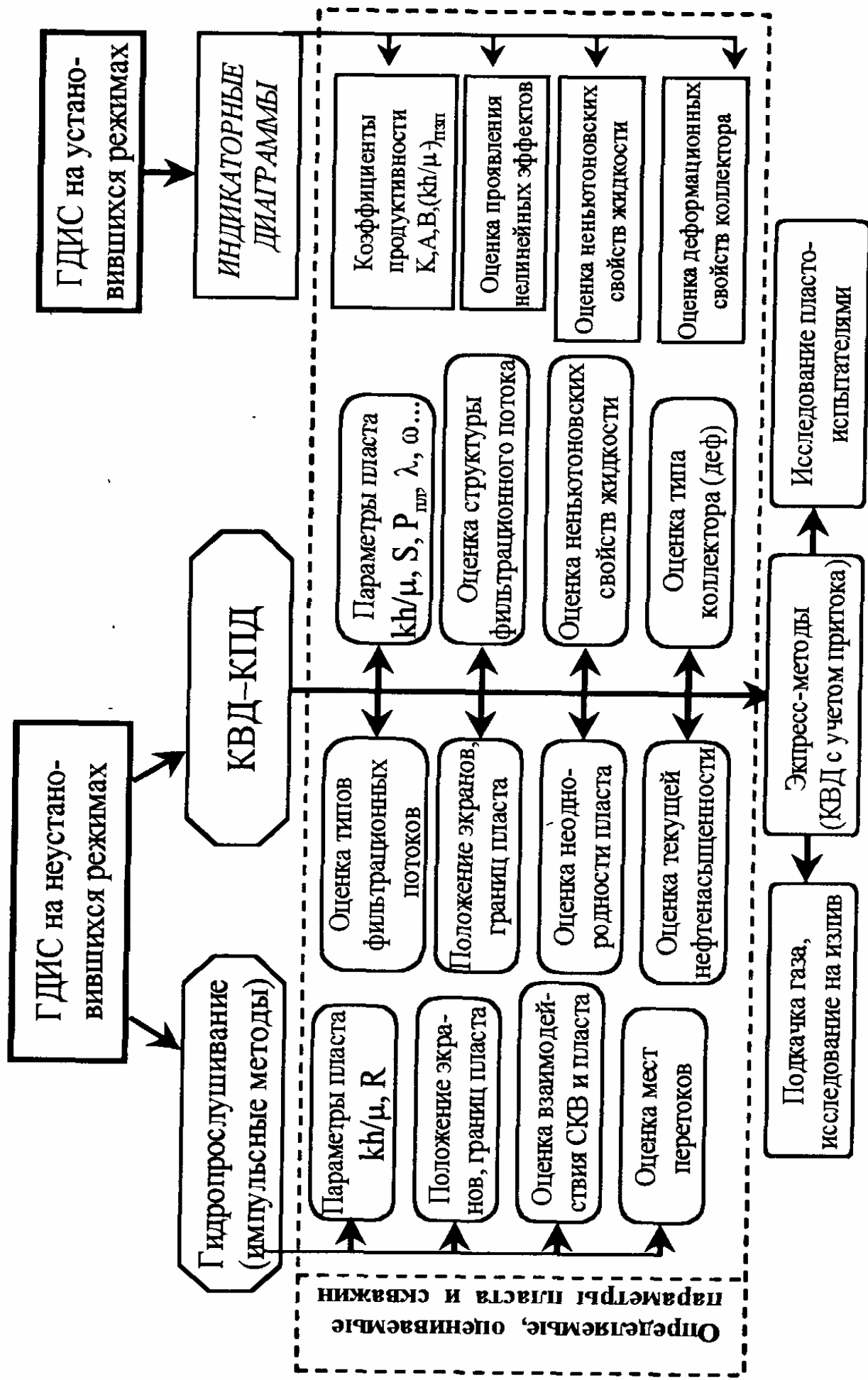


Рис. 1.4. ГДИС и определяемые характеристики и параметры пласта и скважин

Доминирующая форма проявления пластовой энергии при упругом режиме фильтрации - это упругая деформация твердого скелета пласта и сжатого однофазного флюида.

Характерными особенностями упругого режима фильтрации являются длительные во времени процессы перераспределения давления в пласте и изменения упругого запаса пласта флюида, связанные с пуском или остановкой скважин, изменением режимов их работы и др. Длительность и особенность этих неустановившихся процессов зависят от параметров пласта и скважин ( $\alpha, P, l, k, h, ic, S$ ), а также от строения пластовых систем - залежей (в зависимости от условий на внешних границах пласта различают модели - «бесконечного», «открытого» и «замкнутого-закрытого» пластов, с перетоками и без перетоков через кровлю и подошву пласта и т.д.).

### 1.1. Основное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима фильтрации. Главные допущения

В наиболее общей форме неустановившиеся процессы перераспределения давления для модели линейной теории упругого режима описываются основным дифференциальным уравнением линейной теории упругого режима фильтрации - уравнением пьезопроводности:

$$\nabla^2 P = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (1.1)$$

Это линейное дифференциальное уравнение выведено на основе синтеза уравнения неразрывности, динамического уравнения фильтрации - закона Дарси, уравнения состояния пористой среды и насыщающей жидкости.

Уравнение пьезопроводности справедливо при следующих допущениях и предположениях:

- процесс фильтрации и деформаций изотермический, т.е.

$$T^\circ = \text{const}; \quad (1.2)$$

- режим пласта упругий, в пласте движется однородная " ньютоновская жидкость по линейному закону фильтрации Дарси:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}, \quad (1.3)$$

$$\mu = \text{const}, \quad (1.4)$$

$$\bar{v} = -\frac{k}{\mu} \text{grad } P, \quad (1.5)$$

где  $P_{\text{пл}}$ ,  $P_{\text{заб}}$ ,  $P_{\text{нас}}$  - давление соответственно пластовое, забойное и насыщения,  $v$  - вектор скорости фильтрации;

- пористая среда однородна и изотропна по проницаемости"

$$k = \text{const} \neq k(x, y, z). \quad (1.6)$$

Предполагается, что при фильтрации отсутствует физико-химическое взаимодействие между пористой средой и флюидом:

$$k \nabla \nabla k \text{ (натуры флюидов и пористой среды); (1.6 а)}$$

- пористая среда и пластовый флюид упругие и их объемные деформации подчиняются линейному закону Гука:

$$dm = \beta_c dP, \quad (1.7)$$

$$\frac{d\rho}{\rho} = \beta_{\text{ж}} dP, \quad (1.8)$$

**а именно, пористость и плотность жидкости линейно зависят от давления:**

$$m = m_0 + \beta_c (P - P_0), \quad (1.9)$$

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_{\text{ж}} (P - P_0)]; \quad (1.10)$$

- силы инерции и гравитации не учитываются [53, 57].

Вопросам ГДИС в упруго-пластичных, пластичных, существенно трещиноватых пористых средах и сложно построенных пластах посвящена обширная специальная литература [3-5,9,12,13,31,74,75, 82, 85, 94, 99, 114, 116, 119, 128, 150, 160, 176. 177-180, 188, 190, 203, 225-227, 237, 238, 242, 250, 252, 259], и эти вопросы в настоящем изложении не рассматриваются.

Следует подчеркнуть, что решения прямых и обратных задач подземной гидромеханики на базе уравнения (1.1), используемые при ГДИС, также справедливы, но только при соблюдении условий и допущений (1.2)...(1.10), так же как и решения, полученные методом суперпозиции по отношению к линейному дифференциальному уравнению (1.1): этими условиями определяется область их применения.

Пространственная фильтрация флюида в реальных пластах к скважинам (вертикальным, горизонтальным) характеризуется сложной конфигурацией траектории движения частиц жидкости. Эти сложные траектории движения могут схематизироваться простейшими одномерными фильтрационными потоками или их различными комбинациями, что позволяет в конечном счете обеспечивать приближенное математическое моделирование фильтрационных течений и их изучение методами математической физики.

Простейшими одномерными фильтрационными потоками являются: а) прямолинейно-параллельный (линейный фильтрационный поток - ЛФП), д) плоскорадиальный (радиальный - РФП) и ж) радиально-сферический (сферический - СФП) фильтрационные потоки, в которых траектории частиц флюида прямолинейны и все характеристики фильтрационного потока (скорость фильтрации, давление и др.) определяются функциями только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока. В простейших одномерных потоках (неустановившихся и установившихся) линии тока всегда совпадают с прямолинейными траекториями.

Схемы простейших одномерных фильтрационных потоков и их некоторые комбинации приведены на рис. 1.5.

Для простейших одномерных фильтрационных потоков уравнение пьезопроводности (1.1) может быть записано в виде (I):

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{j}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (1)$$

где  $j=0; 1; 2$  для ЛФП, РФП и СФП соответственно,

$$\text{или } \frac{1}{r^j} \frac{\partial}{\partial r} \left( r^j \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad j=0; 1; 2. \quad (1a)$$

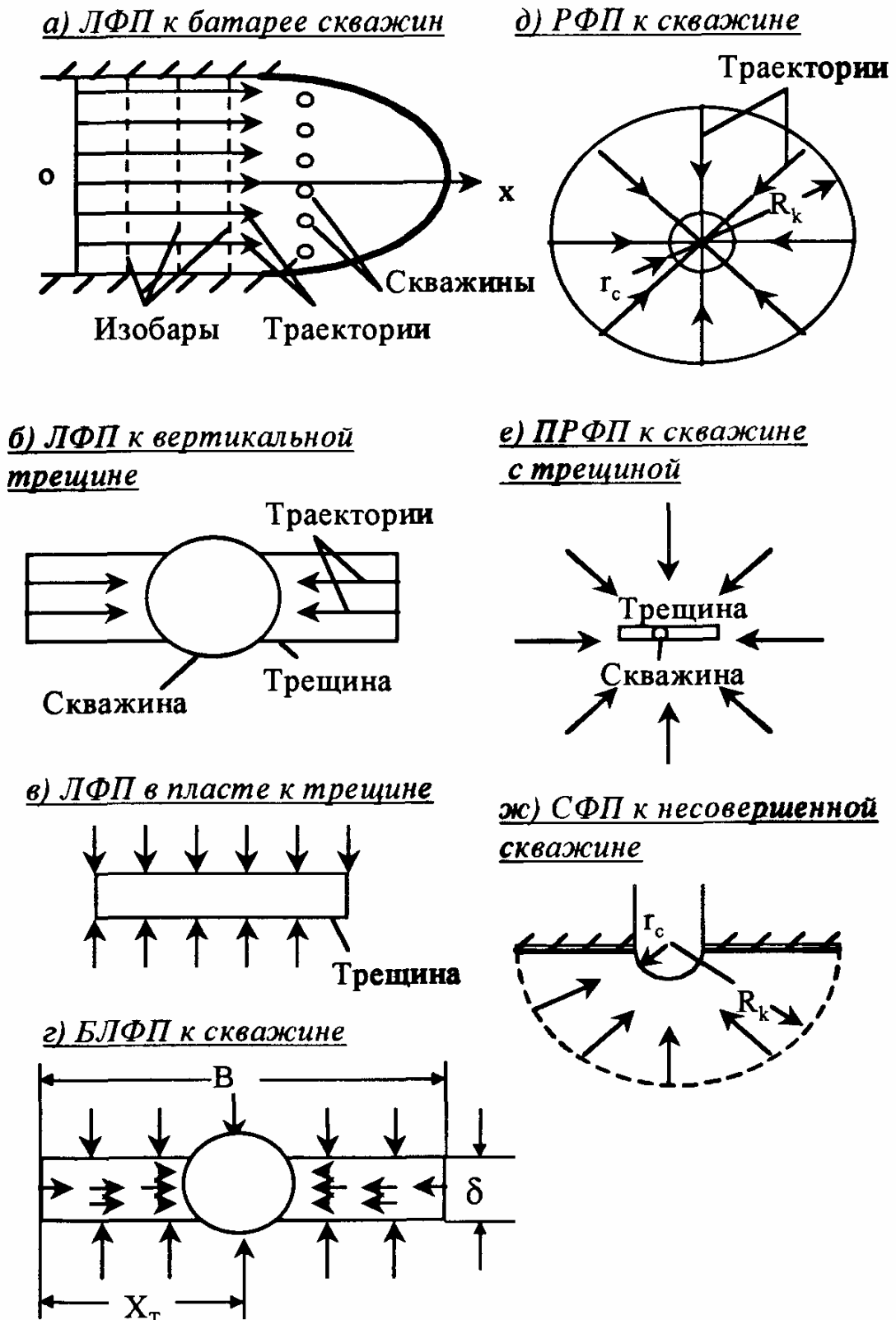


Рис.1.5. Схемы простейших одномерных фильтрационных потоков и их некоторые комбинации

и позволяет, в большинстве случаев, приближенно сводить задачи ГДИС газовых скважин к соответствующим задачам ГДИС для сжимаемой жидкости при упругом режиме, т.к. можно линеаризировать нелинейное дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации газа.

Поэтому в специальной литературе, следуя историческим традициям, при исследовании теоретических основ ГДИС, как правило, в общем случае рассматриваются задачи фильтрации упругой жидкости.



## 1.2. Прямые и обратные задачи подземной гидромеханики и их приложения к гидродинамическим исследованиям скважин

Теоретической основой ГДИС является решение прямых и обратных задач подземной гидромеханики, которые относятся к классу краевых задач математической физики. Соотношение прямой и обратной задачи в приложении к ГДИС можно представить в виде следующей схемы (рис. 1.6).

### Прямая задача

В прямой задаче исходное дифференциальное уравнение описывает процесс фильтрации в наиболее общей форме для определенной МПФС. Например, уравнение (1)-(1.1) дается для простейшей модели упругого режима. Базисная модель пласта показана на рис. 1.2. Пространственная, геометрическая характеристика МПФС включает положение и форму границ пласта (радиус скважины, расстояние до границ пласта или зон с различными параметрами, положение кровли и подошвы пласта, а также какова пространственная ориентация скважины: горизонтальная или наклонная и т.д.) - см. рис. 1.6. Здесь известны или заданы параметры пласта, скважин и флюидов ( $kh/\mu A$ ,  $e$ ,  $K$ ,  $G_{сп}$ ,  $S...$ ), начальные и граничные условия (внутренние и на внешней границе, см. на рис. 1.2).

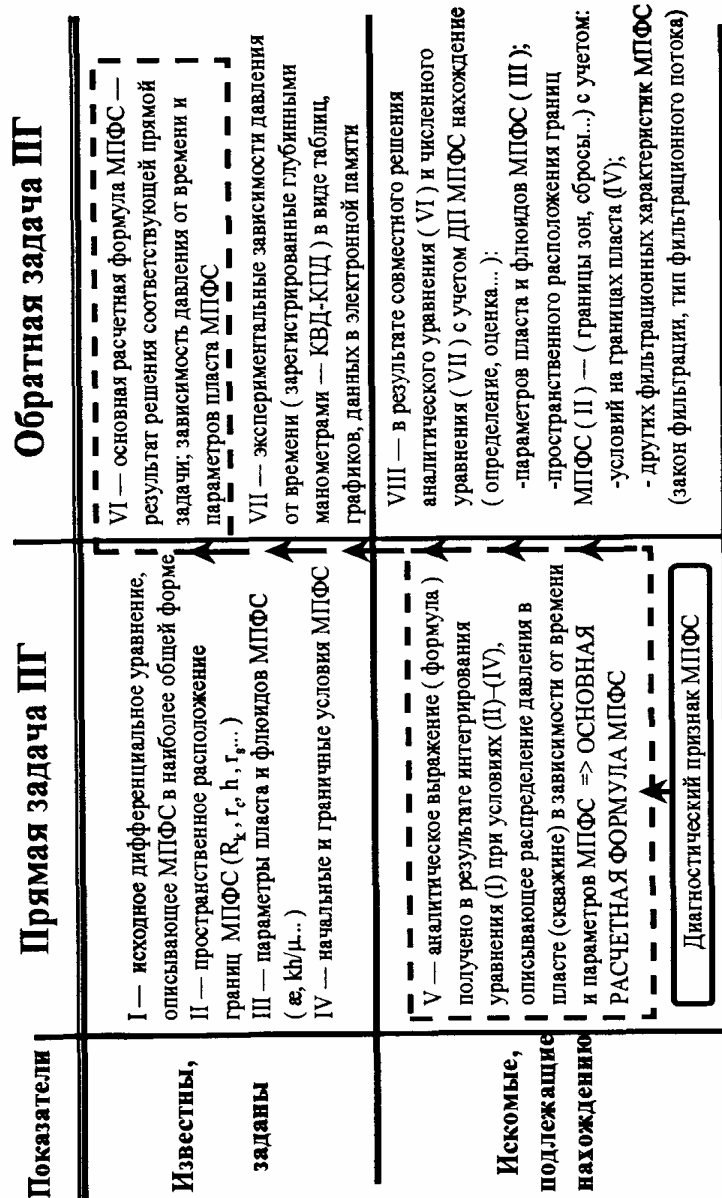


Рис. 1.6. Прямая и обратная задачи подземной гидромеханики в приложении к ГДИС

Искомые, подлежащие нахождению, это аналитические выражения, полученные в результате решения (интегрирования) исходного дифференциального уравнения (рис. 1.6, п. I) базисной модели при заданных параметрах пласта (п. III) и начальных и граничных условиях (п. II) и (п. IV), описывающие процесс фильтрации - закон изменения давления в функции координат параметров пласта и времени, других характеристик фильтрационного потока - дебита, закона движения частиц флюидов, градиентов давления и скоростей фильтрации.

Эти аналитические решения (в виде формул или в другой форме, например, графической) прямой задачи называются модельными решениями, они связывают давление, дебит, параметры пласта и время.

Вид этих аналитических расчетных формул или их графических представлений, степень их сложности и трудоемкость расчетов по ним зависят от типа математической МПФС, которой аппроксимируется сложный по геологическому строению и неоднородный по параметрам реальный пласт.

Многообразие реальных геолого-промысловых условий процессов фильтрации при разработке месторождений может представляться многочисленными МПФС и соответствующими логико-математическими моделями, объединенными в банк (каталог) модельных решений, банк интерпретационных МПФС. Причем каждая из МПФС характеризуется своим отличительным - диагностическим признаком (ДП).

Теоретические базисные МПФС (см. рис. 1.2), используемые при обработке данных ГДИС, при системном подходе включают в себя три элемента системы - базисную модель пласта, внутренние граничные условия и внешние граничные условия.

Базисная модель пласта зависит от типа и режима пласта, характеризуется основным дифференциальным уравнением. Множество базисных моделей могут быть однородными и неоднородными по параметрам. Так, к числу однородных относится уравнение линейной теории упругого режима фильтрации (1.1) -(1.10).

Неоднородные по параметрам типы пластов представляются :

- пластами с двойной пористостью и проницаемостью (трещиновато-пористые, например),
- слоистые пласты без перетоков между слоями,
- многослойные пласты с перетоками между пропластками,
- сложно построенные пласты с проявлением выше перечисленных элементов неоднородности.

Режим пласта (упругий, растворенного газа, газонапорный и др.) характеризует натуру фильтрующихся флюидов, уравнения состояния флюидов и пористой среды (однофазная или многофазная фильтрация, ньютоновские или аномально вязкие жидкости, линейно-упругий или нелинейно-упругий, пластический режим фильтрации и др.).

Внутренние граничные условия (на забое, на стенке скважины).

1. Скважина работает на установившемся режиме, с постоянным дебитом и, если фильтрация происходит по закону Дарси,

$$q = \text{const} = v \cdot F = \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \cdot 2\pi r_c h = \text{const}, \quad (1.12)$$

$$r \cdot \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi kh} = \text{const}, \text{ при } r = r_c. \quad (1.13)$$

или 36

2. Скважина закрыта (отключена, не работает),  $q=0$ :

$$r \frac{\partial P}{\partial r} = 0, \text{ при } r = r_c. \quad (1.14)$$

3. Скважина работает с постоянным давлением на забое:

$$P(r_c, t) = P_c = \text{const}, \text{ при } r = r_c. \quad (1.15)$$

4. Скважина работает с заданным переменным забойным давлением:

$$P(r_c, t) = F_1(t), \text{ при } r = r_c. \quad (1.16)$$

5. Скважина работает с переменным дебитом на забое:

$$r \frac{\partial P}{\partial r} = F_2(t), \text{ при } r = r_c. \quad (1.17)$$

Имеются и другие возможные внутренние граничные условия, которые отражают обстановку на стенке скважины и учитывают:

- Влияние ствола скважины, т.к. в большинстве случаев закрытие - открытие скважины производится на устье на поверхности. Между точкой регистрации забойного давления и устьем имеется некоторый объем ствола скважины (см. рис. 1.1). В промежуток между закрытием скважины на устье и прекращением потока на забое (т.е. через поверхность фильтрации пласта, вскрытого скважиной) пройдет некоторое время, в течение которого возможен приток (отток) жидкости в ствол скважины за счет сжатия там флюида, сегрегации фаз и других эффектов.

- Влияние скин-фактора  $S$ , характеризующего состояние призабойной зоны пласта, т.е. улучшены или ухудшены параметры пласта (например,  $kh/m$ ) в ПЗП по сравнению с удаленной зоной пласта.

- Наличие трещин (естественных и искусственных, например за счет гидравлического разрыва пласта, и др.).

- Гидродинамическое несовершенство скважин по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта (частичное вскрытие пласта, тип забойного фильтра и плотность перфорации и др.).

- Другие эффекты (температурные, инерция столба жидкости и т.д.).

Как следствие возможно моделирование скважины и внутренних граничных условий, характеризующих не только традиционный плоскорадиальный фильтрационный поток, но и прямолинейно-параллельный поток (например, к линейному источнику), билинейный поток (к трещине), сферический и полусферический потоки, т.е. более сложные пространственные линии токов и траектории фильтрационных потоков (см. рис. 1.5).

Внешними граничными условиями (отражают условия на внешней границе пласта) могут быть поверхность, по которой пласт сообщается с областью питания (т.н. контуром питания), кровля и подошва пласта, сбросы и поверхности выклинивания непроницаемые или проницаемые (с т.н. перетоками).

Возможны следующие из краевых условий, соответствующие физическим геолого-промышленным условиям залежи:

1. Модель «бесконечного» пласта (бесконечный по простиранию пласт):

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P(r,t) = P_k = \text{const}, \quad (1.18)$$

где  $r \rightarrow \infty$ .

2. Модель «замкнутого, закрытого» пласта, когда внешняя граница непроницаема и на границе  $q=0$ :

$$\frac{\partial P(R_k, t)}{\partial r} = 0 \quad (1.19)$$

или

$$\frac{\partial P}{\partial n} = 0, \quad (1.20)$$

где  $n$  - нормаль к границе (непроницаемому сбросу, кровле, подошве пласта).

3. Модель «открытого пласта» с постоянным перетоком через границу, на контуре питания. В случае, если фильтрация происходит по закону Дарси,

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial n} = \text{const} \quad \text{или} \quad \frac{\partial P}{\partial n} = \text{const} \quad (1.21)$$

4. Модель открытого пласта с постоянным давлением на контуре питания, на внешней границе:

$$P(R_k, t) = P_k = \text{const} \quad (1.22)$$

5. Переменный приток через границу (заданный, известный приток  $R_k$ ):

$$\frac{\partial P}{\partial n} = F_3(t). \quad (1.23)$$

Известны модели, отличающиеся геометрической формой внешней границы пласта. Это: модели кругового пласта, прямоугольной (квадратной) формы, пласты, ограниченные одной или системой сбросов с различным расположением скважины относительно границ пласта.

Итак, прямая задача подземной гидромеханики в приложении к ГДИС заключается в решении ряда краевых задач, в создании многочисленных вариантов теоретических интерпретационных МПФС, характеризующихся ДП. Многообразие комбинаций базисных моделей (с различными типами пластов, режимами и законами фильтрации - отличных от линейного закона Дарси) с неодинаковыми начальными и граничными условиями приводит к большому числу возможных вариантов теоретических МПФС (со своими ДП), классифицированных в виде банка МПФС, и усложнению процедуры обработки, анализа и интерпретации данных ГДИС.

Таким образом, решение прямых задач подземной гидромеханики для линейной теории упругого режима фильтрации представляет собой решение краевых задач математической физики для уравнения (1), которое называют также уравнением типа теплопроводности (Фурье). При решении этих прямых задач используются широкоизвестные методы - разделения переменных (метод Фурье), автомодельные решения, приближенные методы (последовательной смены стационарных состояний, интегральных соотношений, усреднения и др.), методы малого параметра, эвристические методы, функции Грина, операционное исчисление и др. [3-9, 23, 26, 49, 50, 70-71].

При операционном методе используется преобразование Лапласа, когда получаемые функции (например, распределение давления на забое скважины во времени и в зависимости от параметров МПФС) - оригиналы - заменяются некоторыми другими функциями - изображениями, которые являются преобразованными изучаемых функций оригиналов. Решение дифференциального уравнения получают в изображениях, которые иногда представляются достаточно сложными формулами, и переход из изображений в оригиналы осуществляется с помощью формулы обращения и специальных таблиц.

Для удобства анализа полученного решения его часто представляют в виде теоретического графика. Для численного расчета этого теоретического графика иногда используют решение в изображениях Лапласа и специальный алгоритм, предложенный Stehfest в 1970 г. [264] для обращения изображения в реальное пространство [например, 117, 128, 131, 152, 168 и др.].

Если решение прямой задачи получено в безразмерной форме, то с помощью алгоритма Stehfest'a рассчитываются универсальные теоретические графики и палетки (type curves), используемые при анализе и интерпретации данных ГДИС.

Решению прямых задач подземной гидромеханики посвящены многочисленные работы и публикации отечественных и зарубежных исследователей, часть которых приведена в библиографии.

#### Обратная задача (см рис. 1.2 и 16)

В этой задаче известные или заданные характеристики решают следующие положения: аналитические (или в иной форме, например графической, палеточной) выражения зависимостей, описывающие процесс фильтрации (изменения давления в любой точке пласта во времени, в частности КВД-КПД на забое скважин, и др.) для различных теоретических МПФС. Т.е. заданы (известны) результаты теоретического решения прямых задач для различных МПФС - соответствующие модельные решения, расчетные формулы МПФС. Или задан (известен) банк теоретических МПФС с соответствующими ДП (рис. 1.6, п. VI). Далее экспериментальные значения этих зависимостей процесса фильтрации (например, по данным промысловых наблюдений и исследований - замеры или регистрации во времени с помощью глубинных приборов изменения забойных давлений после пуска-остановок скважин КПД-КВД) в виде цифровых таблиц, графиков или записи информации в электронной памяти скважинного прибора или вторичного прибора на поверхности даются для последующей компьютерной обработки (рис. 1.6, п. VII). Искомой является та из возможных теоретических интерпретационных МПФС (из банка теоретических МПФС), которая наиболее полно и точно соответствует реакции (входному и выходному сигналам) реального пласта (например, КВД-КПД, снятых в скважине реального

пласта). Отсюда находятся параметры пласта - комплексы  $kh/m$ ,  $ae/\gamma^2$ ,  $S$ , тип пласта-коллектора, типы фильтрационных потоков, положения границ пласта и условия на этих границах и др. (см. «Номенклатуру основных символов...» и рис 1.6, п.VIII).

Отыскание этой искомой теоретической МПФС с ее ДП, распознавание в банке теоретических МПФС, ее идентификация является целью решения обратных задач в приложении к ГДИС.

Процесс сопоставления реальных параметров и отношений с некоторыми знаками и отношениями идеальной системы называется формализацией, обратный же процесс - интерпретацией (толкованием, объяснением физического смысла выполняемых процедур идентификации и полученных, найденных значений параметров МПФС, возможной области их применения и т.д.). Рассматривая проблему интерпретации данных ГДИС методически как специальную задачу теории распознавания образов, необходимо классифицировать теоретические модели пластовой фильтрационной системы в банке МПФС по особым характерным диагностическим признакам (ДП), по которым одна МПФС отличается от другой МПФС. В то же время ДП должен позволять выделять определенную, детерминированную модель из общего банка МПФС, распознавать ее, идентифицировать в зависимости от характерных особенностей фактических экспериментальных параметров ГДИС, замеренных на скважинах. Это так называемый детерминированный, описательный подход к интерпретации данных ГДИС. Здесь возможны ошибки в выборе МПФС, связанные с решением обратных задач, их неоднозначностью, т.к. имеется несколько теоретических МПФС, которые дают аналогичные выходные сигналы. Следует отметить, что ошибки в идентификации МПФС уменьшаются с ростом числа измеряемых параметров выходного сигнала и числа, альтернативных МПФС в банке МПФС. Возможен и второй путь решения обратной задачи - нахождение передающей функции, которая связывает выходной и входной сигналы системы без какого-либо физического описания реального пласта (так называемый подход «черного ящика»).

### 1.3. Основная задача линейной теории упругого режима. Метод без учета притока

В качестве примера, иллюстрирующего методологию интерпретации данных ГДИС, рассмотрим широко известную прямую задачу плоскорадиального фильтрационного потока упругой жидкости к скважине (точечному стоку) в следующей постановке. Пусть в бесконечном (неограниченном) горизонтальном пласте постоянной толщины  $h$  имеется гидродинамически совершенная добывающая скважина - точечный сток ( $r, \rightarrow 0$ ). Пласт, однородный по параметрам пласта и в начальный момент времени, находится в невозмущенном состоянии, т.е. начальное пластовое давление во всех точках пласта одинаково и равно  $P_k$ . Кровля и подошва пласта непроницаемы. Пусть в момент времени  $t=0$  скважина мгновенно пущена (т.е. открыта непосредственно на забое, на поверхности фильтрации пласта) в эксплуатацию с постоянным объемным дебитом  $q$ .

В пласте образуется неустановившийся плоскорадиальный поток упругой жидкости. Предположим, что фильтрация однофазного флюида происходит по линейному закону Дарси при упругом режиме (при давлениях выше давления насыщения или начала конденсации). Распределение давления в любой точке пласта в любой момент времени  $P(r,t)$  определяется интегрированием уравнения (1.1) при следующих начальных и граничных условиях:

$$P(r,t)=P_k, \text{ при } t=0,$$

$$P(r,t)=P_k, \text{ при } r \rightarrow \infty,$$

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r \rightarrow 0} = \text{const}, \text{ при } r \rightarrow 0 \text{ и } t > 0, \quad (1.24)$$

или

$$\left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r \rightarrow 0} = \frac{q\mu}{2\pi kh} = \text{const}.$$

Теоретическая МПФС основной задачи теории упругого режима приведена на рис. 1.7.

Внутренние граничные условия	Базисная модель пласта – основное дифференциальное уравнение фильтрации	Внешние граничные условия
<p>Мгновенный пуск скв на забое с <math>q = \text{const}</math></p> $\left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r \rightarrow 0} = \frac{q\mu}{2\pi kh}$	$\nabla^2 P = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t},$ $\frac{kh}{\mu} = \text{const}, \rho = \rho(P)$ <p>Бесконечный невозмущенный пласт с непроницаемыми кровлей и подошвой</p> $P(r, t) = P_k \text{ при } t = 0$	<p>Бесконечный пласт</p> $P(r, t) = P_k \text{ при } t \rightarrow \infty$

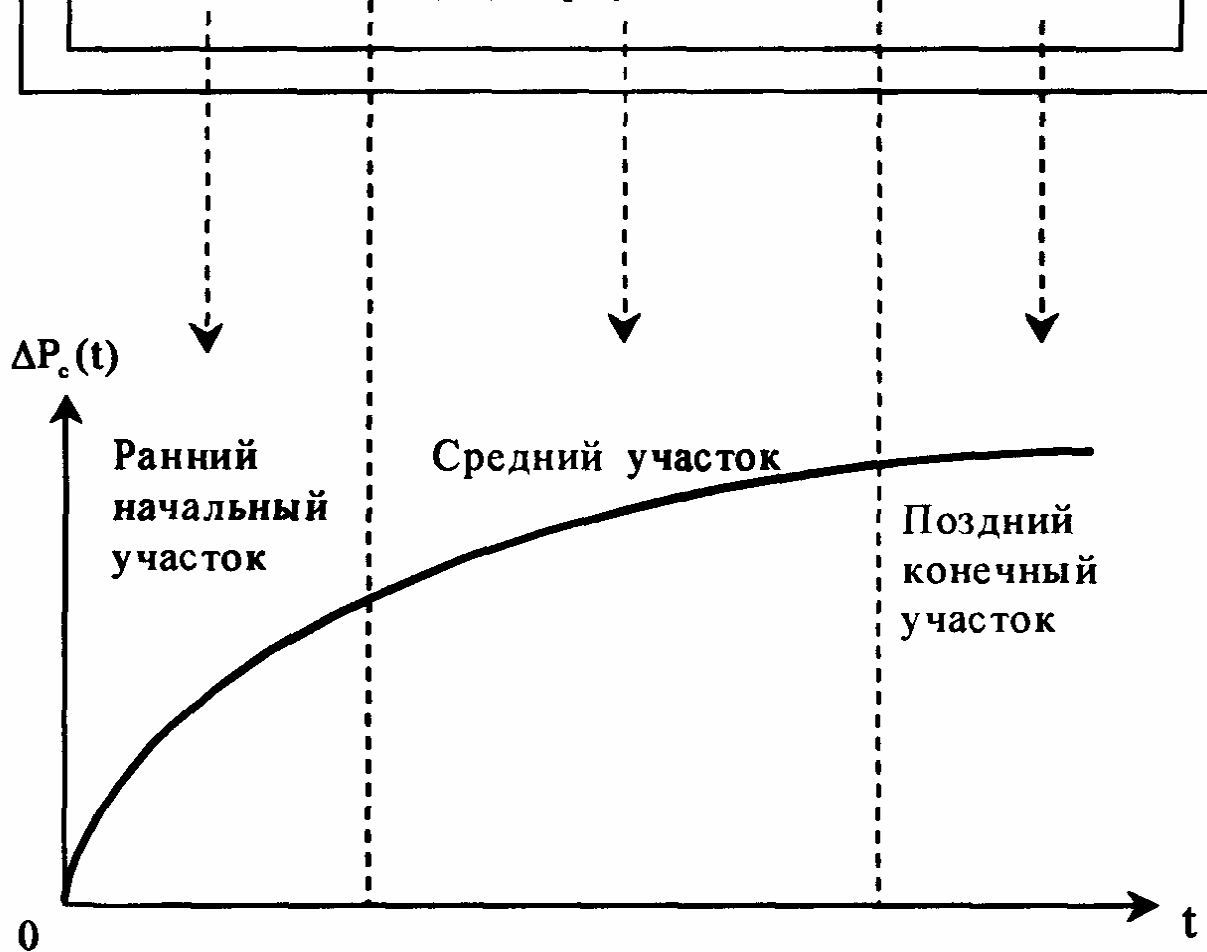


Рис. 1.7. Теоретическая МПФС основной задачи теории упругого режима фильтрации и ее схематическое отражение на КВД

Решение уравнения (1.1) при условиях (1.24) имеет вид:

$$P(r, t) = P_k - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -Ei\left(-\frac{r^2}{4\alpha t}\right) \right], \quad (1.25)$$

где

$$\left[ -Ei\left(-\frac{r^2}{4\alpha t}\right) \right] = \int_{\frac{r^2}{4\alpha t}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du -$$

– интегральная показательная функция.

Формула (1.25) называется основной формулой теории упругого режима фильтрации, т.к. широко применяется на практике при интерпретации данных ГДИС, расчетах распределения давления в пласте в процессе разработки при фильтрации упругой жидкости и газа. При значениях параметра  $\frac{r^2}{4\alpha t} < 0,01$  (т.е. для сравнительно больших значений времени  $t$ ) интегральная показательная функция аппроксимируется функцией:

$$\left[ -Ei(-x) \right] \approx \ln \frac{1}{x} - 0,5772 \approx \ln \frac{1}{1,78x}. \quad (1.26)$$

т.е. давление в бесконечном пласте можно определять по приближенной простой формуле:

$$P(r, t) \approx P_k - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{4\alpha t}{r^2} - 0,5772 \right). \quad (1.27)$$

В частном случае при  $r = r_c$  (давление на забое скважины) изменение давления определяется формулой в различных формах записи:

$$\begin{aligned} \Delta P_c(r, t) = P_k - P_c(r_c, t) &\cong \frac{q\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{4\alpha t}{r_c^2} - 0,5772 \right) \cong \\ &\cong \frac{q\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{\alpha t}{r_c^2} + 0,80901 \right) \cong \frac{q\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \ln t \right) \cong \\ &\cong 0,1832 \frac{q\mu}{kh} \left( \lg \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \lg t \right) \cong A + i \cdot \lg t. \end{aligned} \quad (1.28)$$

Идеализированный теоретический график КПД, соответствующий МПФС – уравнению (1.28), схематически представлен на рис. 1.8.

При изучении неустановившихся процессов перераспределения давления в задачах упругого режима удобно пользоваться безразмерными величинами  $t_6 = f_0$  и  $P_6$ , играющими роль безразмерного времени и безразмерного давления, которые с размерными параметрами связаны соотношениями (2)–(4) (см. «Номенклатуру основных символов...»).

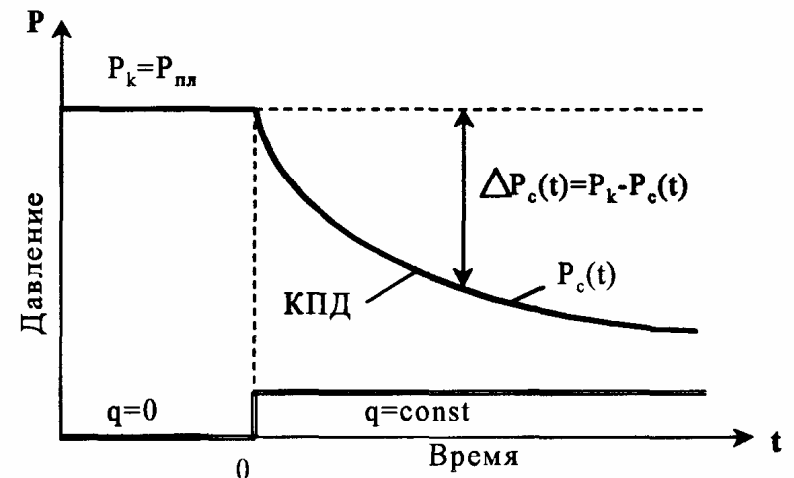


Рис. 1.8. Идеализированный график КПД МПФС бесконечного пласта

Так, для оценки погрешностей приближенной формулы (1.28) (полученной для случая точечного стока) В.Н. Щелкачев сравнил ее с точным решением Ван Эвердингена и Херста (для случая конечного радиуса скважины  $r_c \neq 0$ ) и показал, что при  $f_0 = t_6 \geq 100$ , т.е. практически уже через несколько секунд после пуска скважины конечного радиуса, подсчеты по простой приближенной формуле (1.28) будут иметь погрешность не более 0,6%. Следовательно, для изучения поведения забойного давления в скважине с высокой степенью точности можно пользоваться простой приближенной формулой (1.28) [5, 70, 71].

Основная формула линейной теории упругого режима фильтрации (1.25) и приближенная простая формула (1.28), характеризующие поведение давления в бесконечном пласте в безразмерной форме, с учетом обозначений (2)–(4) – см. «Номенклатура основных символов...», запишутся в виде

$$P_6(r_6, t_6) = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left( -\frac{r_6^2}{4t_6} \right), \quad (1.25a)$$

$$P_6(r_6, t_6) \approx \frac{1}{2} \left( \ln \left( \frac{t_6}{r_6^2} \right) + 0,80907 \right), \quad (1.28a)$$

где безразмерный радиус

$$r_6 = \frac{r}{r_c}. \quad (1.29)$$

Преимуществом безразмерной формы записи физического процесса изменения давления является ее универсальный характер.

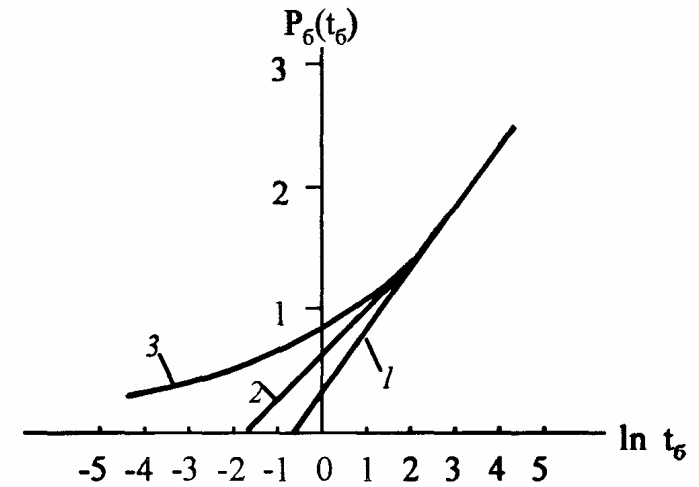


Рис. 1.9. Зависимости безразмерного давления от безразмерного времени

1 – по приближенной формуле (1.28),  
2 – по приближенной формуле (1.25),  
3 – по точной формуле Ван Эвердингена и Херста

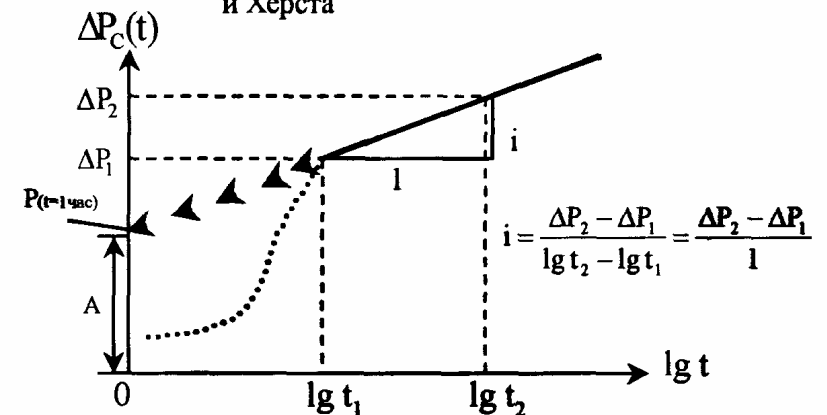


Рис. 1.10. Схематическое представление КПД–КВД в полулогарифмических координатах



На рис. 1.9 представлено сопоставление графиков зависимостей безразмерного давления от безразмерного времени, подсчитанных: по простой приближенной формуле, по формуле, справедливой без случая точечного стока  $r_c \rightarrow 0$ , и точного решения Ван Эвердингена и Херста для случая скважины конечного радиуса.

Начиная с  $\ln t_e$  более 4,5-5 (т.е.  $1b$  более 100) все три кривые практически совпадают и представляются прямолинейным участком.

Формулы (1.25), (1.25а) и (1.28), (1.28а) в размерной и безразмерной формах являются основными расчетными формулами, применяемыми при обработке, анализе и интерпретации данных ГДИС на неустановившихся режимах при упругом режиме фильтрации. Так, из формулы следует, что графическое изображение зависимости изменения давления в скважине (КПД-КВД) от логарифма времени (т.н. полулогарифмическая анаморфоза) представляется с некоторого момента прямолинейным, где по уклону  $i$  (от фр. *inclinaison* - уклон, покатость) и отрезку  $A$ , отсекаемому на оси ординат продолжением прямолинейного участка графика, возможно определение параметров пласта (рис. 1.10).

Простейший способ оценки параметров пласта по фактическим данным замеренных КПД-КВД (после пуска скважины с  $q=\text{const}$  или остановки скважины, долгое время работавшей с  $q=\text{const}$ ) схематически заключается в следующем:

1) фактическая КПД-КВД строится в полулогарифмических координатах;

2) по нанесенным точкам находится (выделяется) прямолинейный участок графика (в простейшем случае «на глаз» проводится прямолинейная касательная для точек в поздние моменты времени - по последним точкам; по методу наименьших квадратов с последовательным отбрасыванием начальных точек и определением коэффициентов корреляции или с помощью более сложных процедур линейного и нелинейного регрессионного анализа и др.). Этот пункт вызывает неопределенность в итоговых результатах;

3) затем по прямолинейному участку графика определяются численные значения его уклона  $i$  и отрезка  $A$ ;

4) полагая, что фактическая КПД-КВД соответствует МПФС, описываемой уравнением (1.28), принимают

$$i = 0,1832 \frac{q\mu}{kh}, \quad (1.30)$$

$$A = i \cdot \lg \frac{2,25\alpha}{r^2}; \quad (1.30a)$$

5) из этих соотношений по найденным  $i$  и  $A$  находят (оценивают) гидропроводность -

$$\frac{kh}{\mu} = 0,1832 \frac{q}{i} \quad (1.31)$$

**и комплексный параметр -**

$$\frac{\alpha}{r_c^2} = \frac{1}{2,25} \cdot 10^{\frac{A}{i}}; \quad (1.32)$$

6) иногда предлагается последующее расчленение этих комплексных параметров, принимая известные значения вязкости  $\mu$ , толщины пласта  $h$ , пористости  $t$ , упругоэластичности  $b^*$  и коэффициентов гидродинамического несовершенства скважин с целью оценки коэффициентов продуктивности (приемистости) скважины и пьезопроводности  $\alpha e$ .

Вышеизложенный простейший метод был предложен одним из первых и является традиционным и общепринятым. Часто его называют или методом обработки КПД-КВД без учета притока, или методом касательной, полулогарифмической анаморфозы, или методом МДХ (Миллера-Дайса-Хэтчинсона).

Основная трудность, сложность и неопределенность этого метода в изложенном варианте обработки заключается в необходимости предварительной оценки времени  $t_i$ , начиная с которого нужно проводить прямолинейный участок КВД (см. пункт 2). Это время  $t_i$  на замеренных КВД зависит от ряда факторов, вызванных несоблюдением внутренних граничных условий о мгновенном закрытии скважины (влияние ствола скважины и др.), которые могут искажать начальный участок реальных КВД и не учитывающихся в уравнении (1.28). Так, например, общее

время  $t$  снятия КВД может быть очень коротким и меньшим  $t_i > t$ . Такую «короткую», фактическую КВД нельзя обрабатывать вышеизложенным методом (хотя прямолинейный участок может быть формально выделен согласно пункту 2), так как при этом могут быть получены ошибочные параметры пласта.

В работах отечественных и зарубежных исследователей метод без учета притока получил дальнейшее развитие с целью устранения этой неопределенности и более обоснованного выбора времени для начала прямолинейного участка КВД в полулогарифмических координатах.

#### 1.4. Принцип суперпозиции в процессах восстановления давления. Учет работы скважины до остановки. Метод Хорнера

В теории ГДИС на базе упругого режима фильтрации исследуются несколько важных прямых и обратных задач подземной гидромеханики при интерференции скважин с использованием принципа суперпозиции [5-7, 70-71, 129, 168, 209, 268 и др.].

Уравнение теории упругого режима (1) (см. «Номенклатуру основных символов...») является линейным дифференциальным уравнением и к его решениям применим принцип суперпозиции - метод нахождения общего решения изменения пластового давления при совместной работе (интерференции) нескольких скважин путем наложения (алгебраическим суммированием) решений изменения давления для каждой скважины. При этом считается, что каждая взаимодействующая скважина работает независимо от других. Наличие прямолинейных границ пласта учитывается методом отображения источников (стоков).

Основная формула упругого режима фильтрации (1.28) получена в предположении о пуске добывающей скважины (стока) с постоянным дебитом  $q = \text{const}$  при плоскорадиальной фильтрации в бесконечном пласте. Эти допущения не всегда соблюдаются при ГДИС. Так, например, при снятии КПД редко соблюдается условие пуска скважины с постоянным дебитом  $q = \text{const}$ . Технически проще обеспечить постоянство дебита при снятии КВД после остановки (закрытия) добывающей скважины  $q = 0$ .

Поэтому представляет особый интерес изучение процессов перераспределения забойных давлений в скважинах при ГДИС, т.е. получение основных расчетных формул (ОРФ) и выделение ДП МПФС в наиболее часто встречающихся случаях под действием изменения режимов работы скважин при:

- 1) пуске скважины,
- 2) закрытии (остановке) скважины,
- 3) изменении дебита.

**Задача I.** Пусть в некоторый момент времени в невозмущенном бесконечном однородном пласте с пластовым давлением  $P_{пл}$  мгновенно пущена в работу добывающая скважина с постоянным дебитом  $q$  и через промежуток времени  $T$  она мгновенно (т.е. на забое) остановлена - предполагается мгновенное прекращение притока жидкости к забою скважины. В интервале времени  $0 < t < T$  на забое происходит понижение забойного давления  $\Delta P_c(t)$ , которое описывается основной формулой теории упругого режима для РФП (1.28):

$$\Delta P_c(t) = P_{пл} - P_c(t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{2,25 a e}{r_c^2} + \ln t \right).$$

Для случаев фильтрации упругой жидкости в ограниченных открытых и закрытых пластах решения дифференциального уравнения (1) представляются более сложными формулами (бесконечными рядами по функциям Бесселя), чем для бесконечного пласта.

Формулой (1.28), как было показано В.Н. Щелкачевым [70,71], можно с высокой степенью точности пользоваться в подавляющем большинстве практически интересных случаев при расчетах изменения давления в закрытом или открытом круговом пласте. Так, например, различие в величинах забойных давлений в условиях бесконечного и конечных (открытого и закрытого) пластов не

превзойдут 1%, если

$$F_0 = \frac{\alpha t}{R_k^2} \leq 0,35, \text{ при } R_k \geq 10^3 r_c$$

или

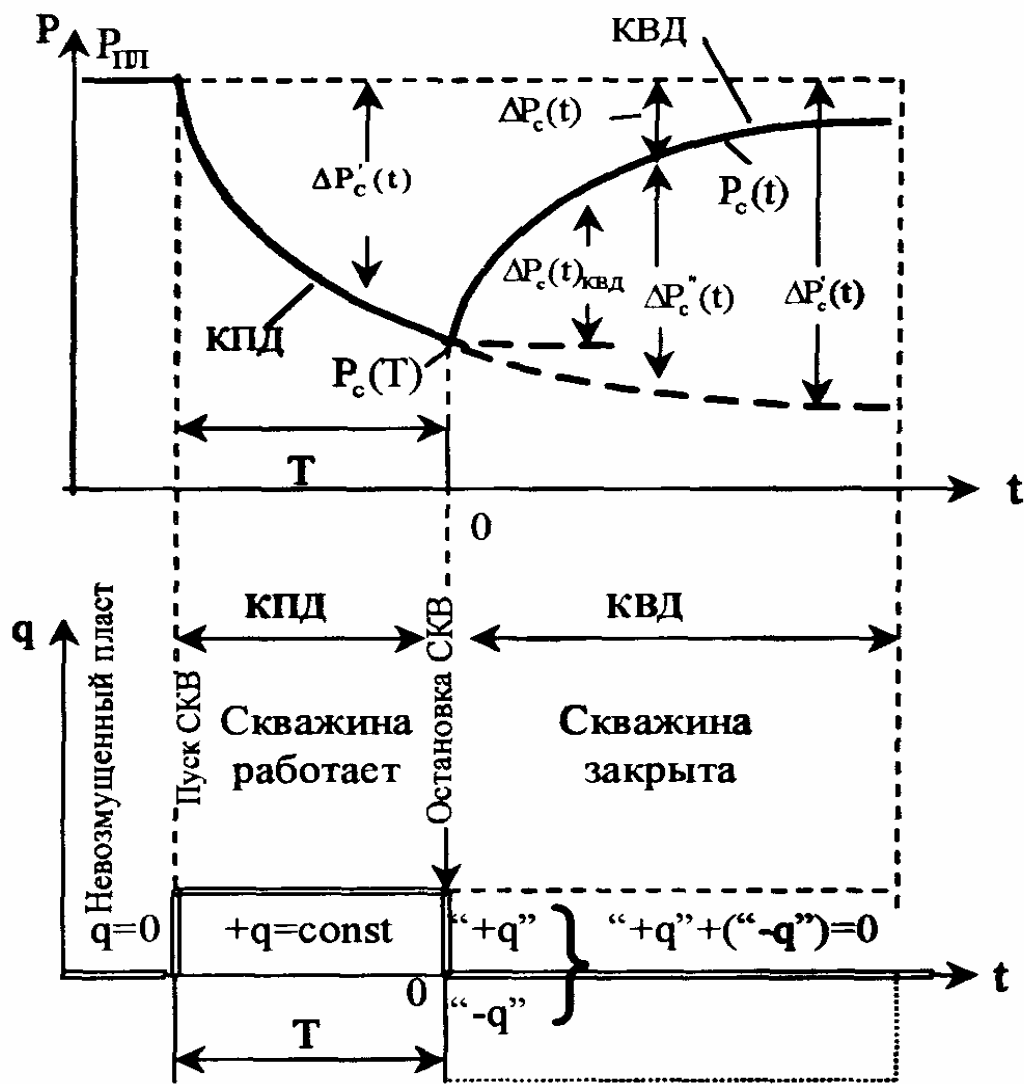
$$F_0 \leq 0,33, \text{ при } R_k \geq 50 r_c.$$

Итак, возвращаясь к рассматриваемой задаче I, начиная с момента остановки T, которое принимается за начало отсчета времени снятия КВД происходит повышение забойного давления - P<sub>c</sub>(t). Схематическое представление.

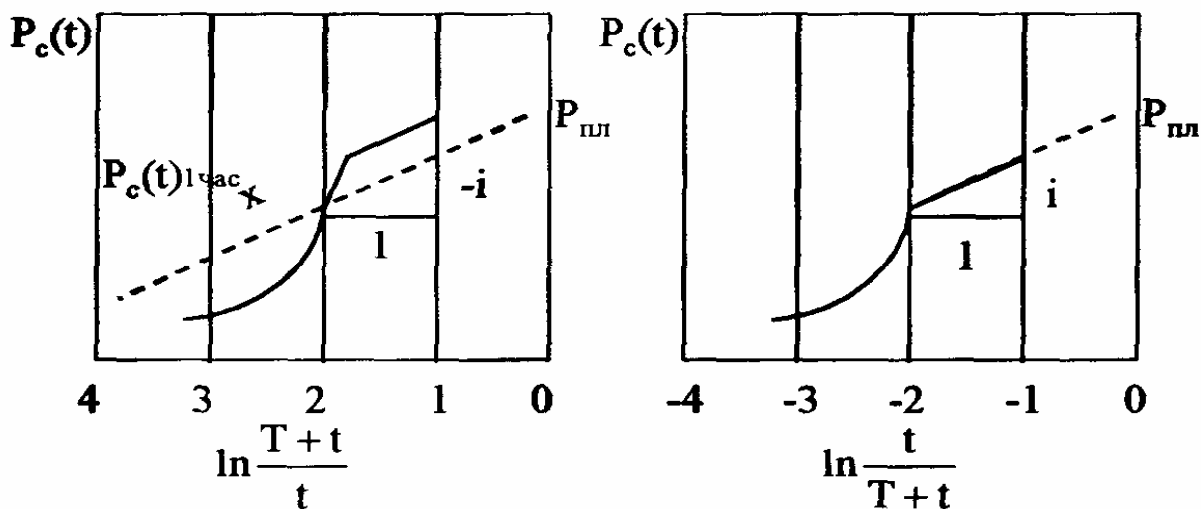
процесса изменения давления и дебитов при пуске и остановке скважины приведено на рис. 1.11. Для определения забойного давления в скважине в любой момент времени после ее остановки используется принцип суперпозиции. Так, следуя методу суперпозиции, мысленно допустим и заменим реальную картину изменения давления и дебитов другой - воображаемой эквивалентной картиной после остановки скважины. А именно, рекомендуется считать, что добывающая скважина не закрывается в момент времени T, а продолжает работать и вызывает понижение давления в пласте и на забое скважины ΔP<sub>c</sub>'(t) в моменты времени t>T:

$$\Delta P_c'(t) = P_{пл} - P_c(t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \ln(T + t) \right]. \quad (1.33)$$

С момента времени T в точке пласта, где расположена добывающая скважина, считается пущенной в работу воображаемая нагнетательная скважина (источник) с дебитом (приемистостью) «-q», которая вызывает повышение давления ΔP<sub>c</sub>"(t):



**Рис. 1.11.** Схема процессов изменения давления по методу суперпозиции



**Рис. 1.12.** Графики КВД по методу Хорнера [формула (1.37)]

$$\Delta P_c''(t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \ln t \right), \quad (1.34)$$

где  $t$  - время, отсчитываемое с момента остановки скважины.

Считается, что обе воображаемые скважины, добывающая и нагнетательная, при  $t > T$  работают независимо одна от другой. Таким образом выполняется условие задачи о закрытии скважины:

- дебит скважины после закрытия равен нулю:  $q = q + (-q) = 0$
- количество воображаемой нагнетаемой жидкости равно извлекаемому (рис. 1.11)

Тогда понижение давления, отсчитываемое с начального  $P_{пл}$  в момент времени  $t > T$ , определяется по методу суперпозиции наложением действий источника и стока:

$$\begin{aligned} \Delta P_c(t) &= P_{пл} - P_c(t) = \Delta P_c'(t) - \Delta P_c''(t) = \\ &= \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{2,25\alpha(T+t)}{r_c^2} - \ln \frac{2,25\alpha t}{r_c^2} \right] \end{aligned} \quad (1.35)$$

**или**

$$\begin{aligned} P_c(t) &= P_{пл} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{T+t}{t} = \\ &= P_{пл} - i \cdot \ln \frac{T+t}{t} = P_{пл} + i \cdot \ln \frac{t}{T+t}. \end{aligned} \quad (1.36)$$

С использованием безразмерных параметров (см. обозначения в «Номенклатуре основных символов...») формула (1.36) иногда представляется в виде

$$P_c(t) = P_{пл} - \frac{141,2qB\mu}{kh} \left\{ P_D([t_p + \Delta t]) - P_D(\Delta t_D) \right\}. \quad (1.36')$$

Формулу (1.36), характеризующую поведение КВД при выше сформулированных условиях, часто называют

формулой Хорнера, а определение параметров пласта с ее использованием – методом Хорнера. Из основной расчетной формулы (1.36) видно, что КВД, построенная в координатах  $\left[ \ln \frac{T+t}{t}; P_c(t) \right]$ , представляется прямолинейным графиком с уклоном „-i“ (рис. 1.12). Это является диагностическим признаком метода Хорнера и соответствующей МПФС. Иногда для более привычного построения графиков, когда точки наносятся последовательно справа налево, график Хорнера строится в координатах  $\left[ \ln \frac{t}{T+t}; P_c(t) \right]$ .

Метод Хорнера определения параметров пласта по КВД сводится к следующему. Фактическая КВД строится в координатах  $\left[ \ln \frac{T+t}{t}; P_c(t) \right]$ , которые порой называют координатами Хорнера. Пользуясь ДП, выделяют и проводят прямолинейный участок графика и находят его уклон „-i“, по величине которого определяется гидропроводность пласта, как и в методе касательной:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{q\mu}{4\pi i}$$

Скин-фактор рекомендуется определять по формуле (7) из «Номенклатуры основных символов...».

Забойное давление  $P_c(t)_{1ч}$  в момент времени  $\Delta t = 1$  ч после закрытия скважины находится по экстраполированному прямолинейному участку графика КВД в координатах Хорнера (см. рис. 1.12). При бесконечно остановке скважины и снятия КВД повышающееся забойное давление в скважине восстановится до пластового давления ( $P_{пл}$ ). При  $t \rightarrow \infty$  величина

на  $\ln \frac{T+t}{t} = \ln \left( 1 + \frac{T}{t} \right)$  стремится к нулю. На основании этого предлагается экстраполировать прямолинейный участок графика КВД до оси ординат, где  $\ln \frac{T+t}{t} = 0$ , и в этой точке оце-

нивается величина  $P_{пл}$  (см. рис. 1.12). Более точное определение  $P_{пл}$  требует учета условий на внешней границе пласта.

Пуск скважины в работу редко осуществляется с постоянным известным дебитом, да и точное время пуска скважины (т.е. величина  $T$ ) иногда точно не известны. Тогда значение так называемого приведенного времени  $T$  возможно приближенно оценивается по формуле:

$$T = \frac{\Sigma V}{q}, \quad (1.37)$$

где

$\Sigma V$  – суммарный накопленный объем жидкости, добытой из скважины за период времени между данной и предыдущей остановками;

$q$  – установившийся дебит скважины, замеренный непосредственно перед остановкой скважины для снятия КВД.

В методе Хорнера также сохраняется основная трудность и неопределенность выделения прямолинейного участка графика КВД в координатах Хорнера.

**Задача II.** В теории упругого режима фильтрации и ГДИС известны, например, исследования с помощью метода суперпозиции несколько измененного варианта задачи I – задача об изменении давления в скважине, которая с постоянным дебитом  $q$  работала в течение очень длительного периода времени  $T$  до остановки ( $T \gg t$ , где  $t$  – продолжитель-

ность периода восстановления давления) и забойное давление в момент остановки можно было считать практически установившимся, т.е. скважина как бы находилась в центре открытого кругового пласта с постоянным начальным пластовым давлением на контуре питания.

Как и в предыдущем случае задачи I, понижение давления, вызванное пуском добывающей скважины, определяется выражением (1.33); повышение давления за счет пуска воображаемой нагнетательной скважины - (1.34), а итоговое - выражением (1.35).

В момент T остановки скважины постоянный перепад давления, вызванный работой добывающей скважины, определится:

$$\Delta P'_c(\Phi) = P_{\text{пл}} - P_c(T) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\alpha T}{t_c^2 \gamma_c^2} \quad (1.38)$$

Пользуясь методом суперпозиции, находят повышающийся перепад давления – КВД, отсчитываемую от постоянного забойного давления в момент остановки  $P_c(T)$ . Для этого из выражения (1.33) вычитают (1.38) при условии  $T \geq 20t$  и  $T + t \approx T$ :

$$\begin{aligned} \Delta P_c(t) &= \Delta P'_c(t) - \Delta P'_c(T) = P_{\text{пл}} - P_c(t) - P_c(t) + P(T) = \\ &= -[P_c(t) - P_c(T)] = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\alpha t}{r_c^2} \end{aligned} \quad (1.40)$$

или

$$\Delta P_c(t) = P_c(t) - P_c(T) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\alpha t}{r_c^2}. \quad (1.41)$$

Формула (1.41), описывающая КВД после остановки скважины, совпадает с основной формулой теории упругого режима (1.28), характеризующую КПД при РФП. Следовательно, процесс падения давления (КПД) после пуска скважины с постоянным дебитом происходит точно так же, как процесс восстановления давления (КВД) после остановки скважины, если перед остановкой скважина работала на установившемся режиме, т.е. когда перед остановкой дебит  $q = \text{const}$  и забойное давление  $P_c(0) = \text{const}$  и полагая, что  $t \ll T$  или что добывающая скважина работает в открытом круговом пласте с постоянным контурным давлением.

На рис. 1.13 это положение иллюстрируется сравнением КПД и КВД и их совпадением на участке сплошной линии. Отличие для КПД и КВД заключается в порядке подсчета изменения их забойных давлений:

Для КПД-

$$\Delta P_c(t) = P_{\text{пл}} - P_c(t), \quad (1.42)$$

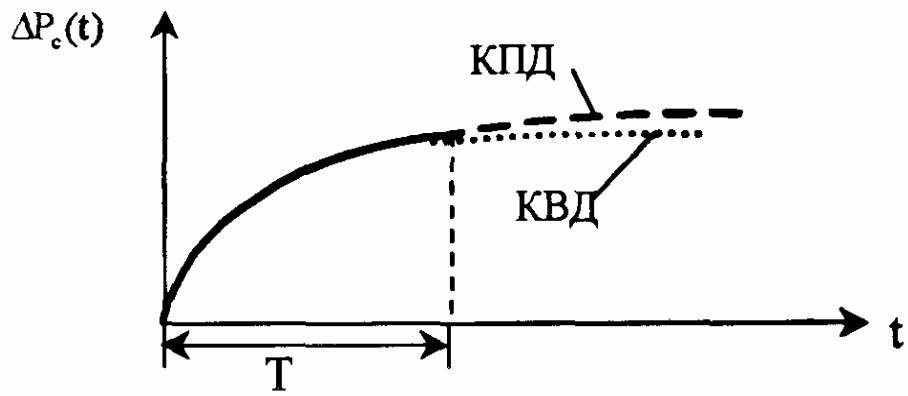
где t - время регистрации КПД отсчитываемое с момента пуска скважины;

для КВД-

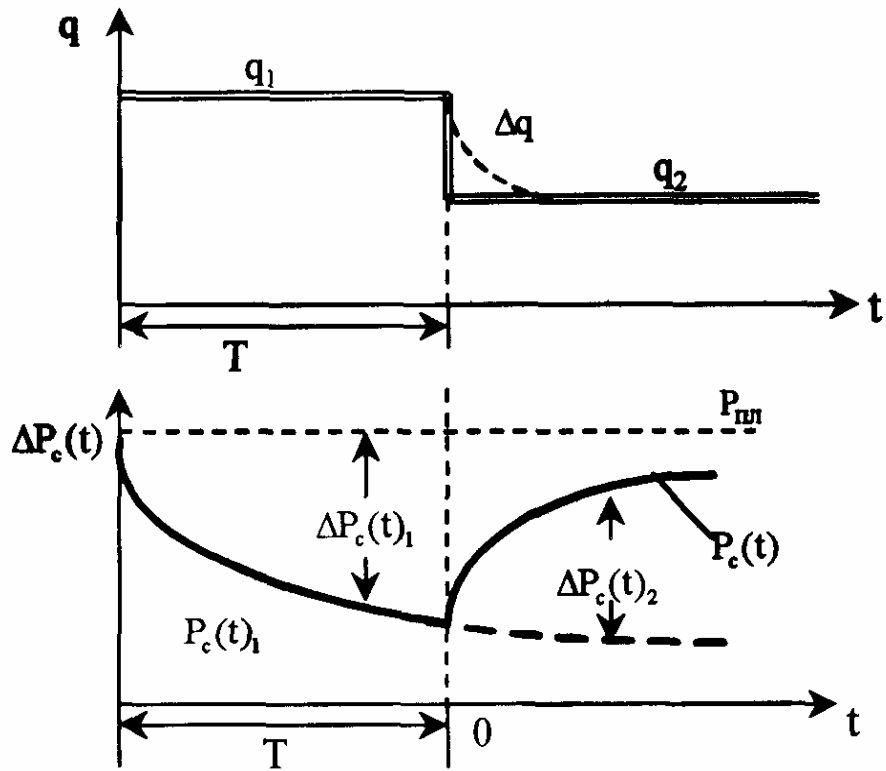
$$\Delta P_c(t) = P_c(t) - P_c(0), \quad (1.43)$$

где t - время снятия КВД, отсчитываемое с момента остановки скважины,  $P_c(0)$  - установившееся забойное давление в момент остановки скважины,  $t=0$ ,  $P_c(t)$  - зарегистрированное изменение забойного давления.

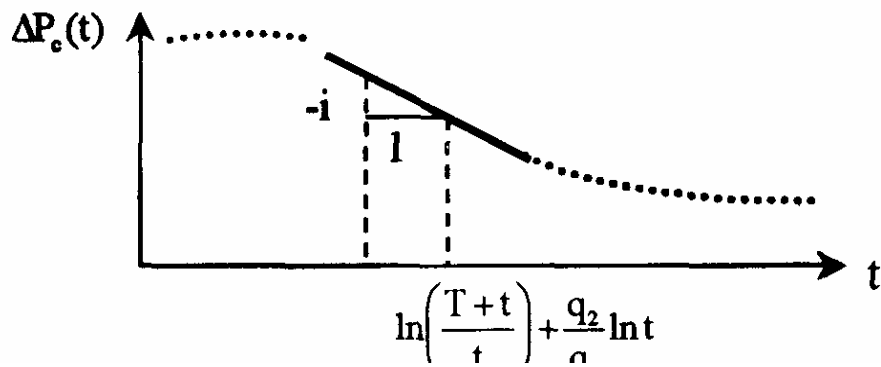
Таким образом, если снята КВД (в скважине, работавшей до остановки на установившемся режиме), то порядок ее обработки и определения параметров пласта точно такой же, как и для случая обработки КПД. А именно, используется простейший способ полулогарифмической анаморфозы - метод касательной, изложенный ранее, когда КВД строится в координатах  $[\ln t, \Delta P_c(t)]$ .



**Рис. 1.13.** Схематичное сравнение КПД и КВД



**Рис. 1.14.** Схема влияния дебита ( $q_1 > q_2$ ) на изменение давления (к задаче III)



**Рис. 1.15.** Обработка идеализированного графика КВД по формуле (1.44)

Задача III Допустим, что сохраняются условия задачи II, однако в момент времени  $T$  добывающая скважина не останавливается, а ее дебит мгновенно уменьшается от  $q_1$  до  $q_2$  на величину  $\Delta q = q_1 - q_2$  (рис 1.14)



Решая эту задачу методом суперпозиции, после момента  $T$  мысленно считают, что дебит  $q_1$  сохранился, а на месте добывающей скважины включается новая воображаемая нагнетательная скважина с дебитом  $\Delta q$ . Результирующий дебит этих двух скважин после момента  $T$  будет  $q_2 = q_1 - \Delta q$ , что соответствует условиям задачи.

После времени  $T$  восстановление будет слагаться из понижения давления  $\Delta P_c(t)_1$ , обусловленного продолжающейся работой скважины с дебитом  $q_1$  и восстановлением давления  $\Delta P_c(t)_2$ , вызванного работой воображаемой нагнетательной скважины с дебитом  $\Delta q$  (пущенной в работу при  $t=0$ ).

Тогда для моментов времени  $T+t$  результирующий перепад давления будет:

$$\begin{aligned} \Delta P_c(t) &= P_{ин} - P_c(t) = \Delta P_c(t)_1 + \Delta P_c(t)_2 = \\ &= \frac{q_1 \mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\alpha r_c^2 t}{r_c^2} + \frac{(q_1 - q_2) \mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\alpha r_c^2 t}{r_c^2} = \quad (1.44) \\ &= \frac{q_1 \mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{T+t}{t} + \frac{q_2}{q_1} \ln t \right]. \end{aligned}$$

Если бы изменение дебита  $q_1$  было связано с его увеличением, то по методу суперпозиции воображаемую скважину следовало бы считать добывающей, а ее дебит  $\Delta q = q_1 - q_2 = -q$  - отрицательным, т.к.  $q_2 > q_1$ .

Из основной формулы (1.44) следует, что график КВД построенный в полулогарифмических координатах

$\left[ \left( \ln \frac{T+t}{t} + \frac{q_2}{q_1} \ln t \right); \Delta P_c(t) \right]$ , представится прямолинейным графиком с уклоном (рис. 1.15) – ДП:

$$i = \frac{q_1 \mu}{4\pi k h}. \quad (1.45)$$

Если по фактическим замеренным данным КВД построить этот график, выделив ДП, его прямолинейный участок и найти уклон этого участка, то возможна оценка параметров пласта и пластового давления.

Задача III может быть усложнена и методом суперпозиции. Можно рассмотреть более сложный случай обработки КВД–КПД, так называемый метод с учетом «истории» работы скважин до остановки (Multiple–Rate Testing). В основе этого метода лежат формулы [28, 29, 129]:

$$\Delta P_c(\tau)_1 = P_c(\tau) - P_c(0) = i \ln \frac{2,25ae}{r_{c,p}^2} + i\psi(\tau); \quad (1.46)$$

$$\psi(\tau) = \ln \frac{\tau(t_n - t_{n-1})}{t_n - t_{n-1} + \tau} + \sum_{j=1}^{n-1} \frac{q_j}{q_n} \ln \frac{(t_n - t_{j-1})(t_n - t_j + \tau)}{(t_n - t_j)(t_n - t_j + \tau)}, \quad (1.47)$$

где  $q_1, q_2 \dots q_n$  – дебиты скважин на различных режимах, предшествующих остановке;  $t_1, t_2 \dots t_n$  – время работы скважины на режимах (отсчитывается с начала наблюдения);  $\tau$  – текущее время восстановления давления, отсчитываемое с момента остановки скважины;  $n$  – количество режимов;  $j$  – порядковый номер режима.

Рекомендуется для каждой точки КВД рассчитывать значения  $\psi(\tau)$  и строить график КВД в координатах  $[\psi(\tau); \Delta P_c(\tau)]$ . Последующая обработка КВД и интерпретация

проводится в том же порядке и по тем же формулам, что и для простейшего пласта без учета притока (касательной) построения КВД в полулогарифмических координатах.

**Задача IV.** Реальные продуктивные пласты неоднородны и характеризуются различными геометрическими формами границ пласта, наличием прерывистости (непроницаемых и проницаемых барьеров, сбросов, сдвигов), зон с различными коллекторскими свойствами и изменением физических свойств насыщающих пласт флюидов,

Поэтому в теории ГДИС изучение влияния этих факторов на КВД и кривые гидропрослушивания (по данным исследования взаимодействия возмущающих и реагирующих скважин) представляет определенный практический интерес [4, 7, 13, 26 и др.]. Для изучения подобных задач в неоднородных пластах, в частности, используется метод суперпозиции. Для выполнения тех или иных условий на границах пласта и зон неоднородностей при этом приходится вводить фиктивные скважины-источники и скважины-стоки за пределами пласта.

Совокупность реальных и фиктивных скважин позволяет выполнять условия на границах пласта. Таким образом, изучение сводится к рассмотрению одновременной работы фиктивных и реальных скважин. Этот метод получил название метода зеркального отображения источников – стоков.

Целью подобного изучения, наряду с другими методами решения прямых и обратных задач подземной гидромеханики применительно к ГДИС, является получение основных расчетных формул МПФС и выделение соответствующих диагностических признаков для различных МПФС.

В качестве иллюстрации этой методологии рассмотрим некоторые простейшие случаи влияния формы границ пласта на КВД.

Пример.

Рассмотрим особенности КВД в добывающей скв. 1, расположенной на расстоянии  $l$  вблизи прямолинейной непроницаемой границы (экрана)  $\Gamma$  полубесконечного пласта (рис. 1.16) и пущенной в работу с дебитом  $q$  в момент времени  $t=0$ .

Применяя метод отображения источников - стоков зеркально отображают добывающую скв. 1 относительно непроницаемой границы  $\Gamma$  воображаемой скв. 2 с дебитом «+q». В случае если вместо непроницаемого экрана находился бы прямолинейный контур питания с  $P_k = \text{const.}$ , то дебит скв. 2 был бы «-q». Таким образом, условия работы скв. 1 в полубесконечном пласте будут эквивалентны совместной работе скважин 1 и 2 в бесконечном пласте.

Динамику понижения давления в любой точке пласта  $M$  (которая может рассматриваться как реагирующая скважина) с непроницаемым экраном находят, используя принцип суперпозиции как сумму понижений давления, вызванных совместной работой скважин 1 и 2 в воображаемом бесконечном пласте [ 5, 7, 70, 71 и др.]:

$$\Delta P(r_1; t) = \Delta P_1 + \Delta P_2 \equiv P_k - P(r_1; t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{r_1^2}{4\alpha t} \right) \right] + \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{r_2^2}{4\alpha t} \right) \right]. \quad (1.48)$$

Забойное давление в скв. 1 находят, полагая  $r_1 = r_c$  и заменяя функцию  $Ei(-x)$  ее аппроксимацией для малого аргумента в (1.48):

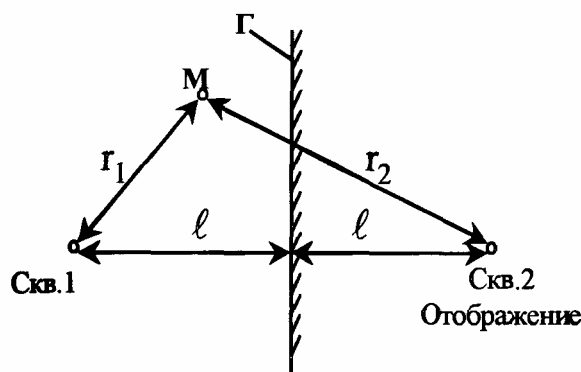


Рис. 1.16. Схема пласта с прямолинейной непроницаемой границей вблизи скважины  
Условные обозначения см. в тексте

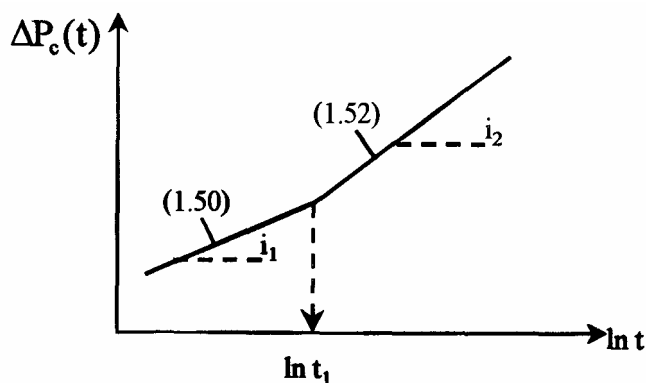


Рис. 1.17. Полулогарифмический график КВД-КГЩ в пласте с непроницаемой границей

- Уклон прямолинейного графика для ранних моментов времени  $i_1$  в 2 раза меньше, чем уклон прямолинейного графика для поздних моментов времени  $i_2$ , т.е. график КВД-КПД состоит из двух прямолинейных участков с точкой пересечения в момент времени  $t_1$  (рис. 1.17). Причем, если имеется непроницаемый экран, то график КПД-КВД на втором участке отклоняется вверх, а

если имеется контур питания, то отклоняется вниз:

$$i_1 = \frac{q\mu}{4\pi kh}, \quad (1.53)$$

$$i_2 = \frac{q\mu}{2\pi kh}. \quad (1.54)$$

• Наличие непроницаемого экрана проявляется в занижении в 2 раза гидропроводности по второму участку преобразованных КВД.

• В точке пересечения прямолинейных участков при  $t = t_1$  перепады давлений, подсчитанные по формулам (1.50) и (1.52), должны быть равны. Поэтому, приравнивая эти два выражения, можно найти расстояние до экрана:

$$l = 0,75\sqrt{\alpha t_1}. \quad (1.55)$$

Таким образом, для этой МПФС ДП является наличие двух прямолинейных пересекающихся участков, преобразованных КПД-КВД в полулогарифмических координатах. По найденным величинам уклонов, как и ранее, определяются параметры пласта. Однако необходимо отметить, что при выделении двух прямолинейных участков могут возникнуть сложности:

• время  $t_i$  может быть очень малым, начальный участок очень коротким, при очень небольшом расстоянии до сброса;

• начальный, прямолинейный участок может искажаться, маскироваться влиянием ствола скважины (послеэксплуатационным притоком, изменением проницаемости в ПЗП и др.).

Наконец, удвоение уклона второго прямолинейного участка полулогарифмического графика (диагностический признак) не гарантирует четкого и однозначного распознавания МПФС с непроницаемой границей вблизи скважины, так как подобные графики могут быть получены и при других видах ГДИС (КПД и КВД в нагнетательных скважинах, двух- и многоцикловых, снятии серии КВД-КПД при фильтрации аномально-вязких нефтей и др.).

Таким образом, нужно уметь отделять, разделять, распознавать влияние этих факторов для правильной интерпретации данных и выбора соответствующей МПФС.

В частности, задача определения МПФС с непроницаемой границей становится более определенной, если наряду с возмущающей скважиной одновременно исследуются две и более реагирующие скважины [7, 26, 129 и др.].

Аналогично рассмотренному примеру, метод отображения источников - стоков и принцип суперпозиции позволяют получить ОРФ и выделить соответствующие ДП для различных МПФС, когда скважина находится: в пласте, ограниченном двумя параллельными сбросами, в клиновидном пласте, с границами конечной длины, в прямоугольных пластах и др. [7, 26, 70, 71, 129], которые легли в основу эффективной пьезометрической разведки пластов [71]. Роль этих методов возрастает в связи с бурением горизонтальных скважин, а также дополнительных боковых стволов из старых скважин.

## 1.5. Влияние изменения состояния призабойной зоны пласта на распределение давления. Скин-фактор

Давление в любой точке пласта (в т.ч. и на забое скважины) после пуска единичной скважины с постоянным дебитом зависит от множества факторов и параметров, таких как, например, состояние призабойной зоны, радиуса скважины и ее гидродинамического несовершенства, геометрии границ пласта и т.д.:

$$P(r,t) = P_k - \frac{q\mu}{4\pi kh} [P_s(t_s, r_s, \text{Геометрия}, C_D, \dots) + S]. \quad (1.56)$$

В этой обобщенной форме записи (1.56) через  $S$  обозначен скин-фактор:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c}. \quad (1.57)$$

Скин-фактор, или скин-эффект, введенный Ван Эвердингеном и Херстом (1953), определяет разность давлений при установившемся режиме фильтрации вокруг скважины, призабойная зона которой имеет проницаемость, отличную от проницаемости удаленной зоны пласта.

На рис. 1.1 и 1.18 схематически представлена скважина в двухзональном пласте. В однородном пласте с проницаемостью  $k$  находится скважина радиуса  $r_c$ , а в призабойной зоне пласта (ПЗП) наблюдается круговая зона радиуса  $r_s$ , в которой проницаемость равна  $k_s$ . Дебит скважины при установившейся плоскорадиальной фильтрации в этом случае выражается формулой [ 5 ]:

$$q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{m \left[ \ln \frac{R_k}{r_s} + \frac{k}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c} \right]} \quad (1.58)$$

Представляя формулу (1.58) в виде

$$\begin{aligned} P_k - P_c = \Delta P_c &= \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ \ln \frac{R_k}{r_s} + \frac{k}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c} \right] = \\ &= \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ \ln \frac{R_k}{r_c} + \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \right] = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \frac{R_k}{r_c} + S \right), \end{aligned} \quad (1.59)$$

можно судить, что скин-фактор  $S$  с учетом (1.57) представляет собой часть общей депрессии на пласт, который расходуется на преодоление дополнительных фильтрационных сопротивлений в зоне радиуса  $r_s$ , где проявляется скин-эффект. С учетом (1.28)

$$\Delta P_s = S \left( \frac{q\mu}{2\pi kh} \right) = 2Si. \quad (1.60)$$

На рис. 1.18 приведены эпюры стационарного распределения давления в пласте  $P(r)$  для различных случаев скин-фактора:

- сплошная линия –  $S=0$ ;  $k_s=k$ ; однородный пласт;
- пунктирная линия –  $S_1>0$ ;  $k_s<k$ ; ухудшенное состояние проницаемости ПЗП (засорение, кальмотаж, различные отложения и т.д.).
- точечная линия –  $S_2<0$ ;  $k_s>k$ ; улучшенная ПЗП (возможно за счет проведения обработок ПЗП – ГРП, СКО, наличие трещин и т.д.).

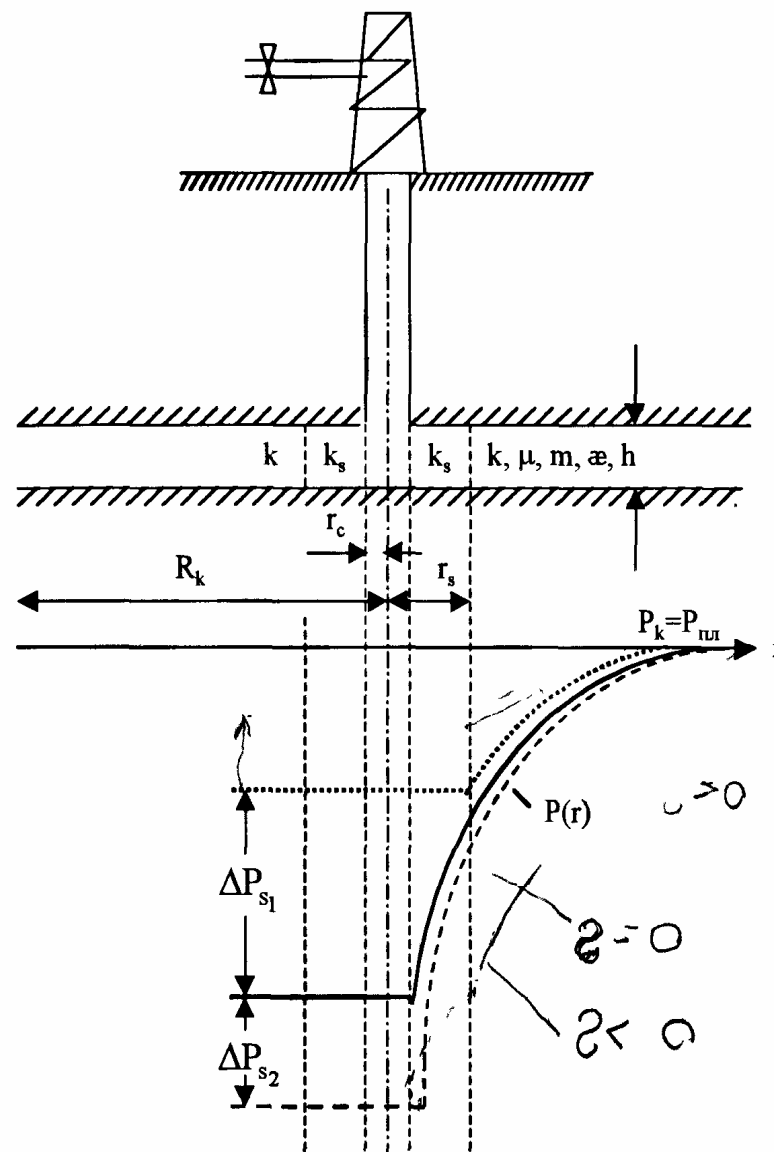


Рис. 1.18. Схема скважины со скин-фактором и эпюры распределения давления в двухзональном пласте  
Условные обозначения см. в тексте

Влияние неоднородности пласта на КВД-КПД при неустановившейся плоскорадиальной фильтрации к скважине, находящейся в центре круговой зоны радиуса  $T_s$  (с параметрами  $k_g$  и  $aes$ ) в бесконечном пласте (см. рис. 1.18), изучалось в 1951 г. В.Н. Щелкачевым [70, 71], в 1958 г. Г.И. Баренблаттом и В.А. Максимовым и другими исследователями [3, 4, 9] (сравнивалось одновременное влияние неоднородности и притока). Учет этого вида неоднородности, по существу скин-фактора, осуществляется введением понятия обобщенного приведенного (эквивалентного) радиуса скважины  $r_{c\text{ пр}}$ . Приведенный радиус скважины с обозначениями, принятыми в настоящем изложении, определяется соотношением:

$$r_{c\text{ пр}} = \left( \frac{r_c}{r} \right)^{\frac{k}{k_s}} r_s = r_c \left( \frac{r_c}{r} \right)^{\frac{k}{k_s} - 1} = r_c e^{-s} \equiv r_c e^{-(S+C_{\text{доп}})} \quad (1.61)$$

где  $r_c$  - радиус гидродинамически совершенной скважины,  $S_{\text{доп}}$  - коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления (гидродинамическое несовершенство скважин, которое можно оценивать по графикам В.И. Щурова, например, нарушения линейного закона фильтрации и др.).

Исследования показали возможность определения параметров удаленной зоны пласта по преобразованным графикам КПД-КВД для больших значений времени  $t$ . Оценивая  $r_{c\text{ пр}}$ , можно судить о состоянии ПЗП.

Определение величины скин-фактора  $S$  (его знака и численного значения) позволяет решать важные практические задачи:

- оценивать состояние ПЗП скважины в любой момент ее жизни;
- ранжировать фонд скважин и выделять те из них, которые имеют ухудшенное состояние ПЗП;
- служить основой для планирования геолого-технических мероприятий, направленных на улучшение состояния ПЗП, увеличение дебитов скважин (установление очередности проведения операций ГТМ, выбор скважины и технологии проведения ГТМ);
- $S$ , определенные до и после проведения ГТМ, позволяют судить об эффективности ГТМ.

Основная расчетная формула (1.28), используемая в ГДИС с учетом влияния скин-фактора (1.57)-(1.61), представляется в виде

$$P(r_c, t) \cong P_k - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{ae t}{r_c^2} + 0.80901 + 2S \right), \quad (1.62)$$

откуда величина скин-фактора определяется с учетом (1.30):

$$S = 1,151 \left[ \frac{P_k - P_c(t)}{i} - \log t - \log \frac{ae}{r_c^2} + 3,23 \right], \quad (1.63)$$

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_k - P_c(t)}{m} - \log t - \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} + 3.23 \right]. \quad (1.63')$$

Для удобства и упрощения, принимая, например, для случая КПД  $t=1$  ч, находят  $P_c(t)=P_{1ч}$ , являющееся продолжением прямолинейного участка графика КПД в полулогарифмических координатах до оси ординат (см. рис. 1.10).

Тогда скин-фактор подсчитывается по формуле:

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_k - P_{1ч}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} + 3.23 \right]. \quad (1.64')$$

Таким образом, на точность определения скин-фактора влияют правильность графического нахождения прямолинейного участка графика КПД и его уклона в полулогарифмических координатах и постоянные параметры в формуле (1.64'). Однако на КПД-КВД влияют и другие факторы (влияние ствола скважины - послеэксплуатационный приток, различные режимы течения и др. эффекты), которые вносят неопределенность и затрудняют уверенное выделение прямолинейного участка графика в полулогарифмических координатах. Это вызывает, в ряде случаев, неуверенность в оценках скин-фактора и его использовании. Дальнейшие исследования позволили устранить эту неуверенность.

## 1.6. Влияние объема ствола скважины на перераспределение забойного давления

Наиболее распространенная техника и технологии снятия КПД-КВД предполагают замеры, регистрацию изменений забойных давлений (и дебитов) после пуска-закрытия скважины на устье с помощью предварительно спущенных на забой глубинных приборов и комплексов (см. рис. 1.1).

Используемые при ГДИС основные расчетные формулы - (1.25), (1.28), (1.62) - получены в предположении о мгновенном открытии-закрытии скважины (о мгновенном пуске или прекращении притока через поверхность фильтрации на забое скважины). Так как обеспечить мгновенный пуск скважины с постоянным дебитом при снятии КПД достаточно сложно, то наиболее распространенным способом ГДИС на неустановившихся режимах является снятие КВД после остановки скважины, при этом обеспечивается условие:  $q=0=const$ . Однако это условие мгновенного закрытия скважины при снятии КВД тоже сразу, мгновенно, не обеспечивается, так как между устьем скважины (устьевой задвижкой) и забоем имеется ствол скважины с объемом  $V$ . В работающей скважине перед ее закрытием ствол скважины заполнен полностью или частично газожидкостной смесью. После закрытия скважины на устье происходит изменение (рост) забойного давления во времени и пластовой флюид продолжает поступать в ствол скважины за счет сжатия газожидкостной смеси в стволе скважины

Дебит на забое  $q_i(t)$  - пунктирная линия на рис. 1.1 - изменяется медленнее, чем на устье, где после закрытия задвижки  $q=0$ . Этот затухающий во времени после закрытия скважины на устье дебит  $q_i(t)$  часто называют после-эксплуатационным притоком, притоком-оттоком жидкости за счет сжатия флюидов в стволе скважины и других эффектов. Послеэксплуатационный приток  $q_i(t)$  искажает 1-начальные участки кривых изменения забойного давления (см. рис. 1.1 и 1.10) и обусловлен проявлением влияния объема ствола скважины (ВСС). Изменение термобарических условий в стволе скважины после закрытия на устье может вызывать сегрегацию фаз, фазовые превращения и др. процессы, которые влияют на монотонный характер затухания притока  $q_i(t)$ . В частности, при определенных условиях (при высоких газосодержаниях - газовом факторе и невысокой проницаемости ПЗП) возможен в некоторые промежутки времени отток жидкости  $q_z(t)$  из ствола скважины в пласт (см. рис. 1.1). Этот отток жидкости в пласт может снижать проницаемость ПЗП, и как следствие происходит уменьшение продуктивности скважины после каждой остановки скважины.

Переменный послеэксплуатационный приток  $q(t)$  на забое скважины после остановки измеряется с помощью глубинных дебитомеров или приближенно рассчитывается по соотношениям:



$$q(t) = \frac{f_3 + f_n}{\rho g} \frac{dP_c}{dt} - \frac{f_3}{\rho g} \frac{dP_3}{dt} - \frac{f_n}{\rho g} \frac{dP_{буф}}{dt}, \quad (1.65)$$

$$q(t) = \frac{f_3 + f_n}{\rho g} \frac{d\Delta P_c(t)}{dt} - \frac{f_3}{\rho g} \frac{d\Delta P_3}{dt} - \frac{f_n}{\rho g} \frac{d\Delta P_{буф}}{dt}, \quad (1.66)$$

$$q(t) = \frac{dV(t)}{dt}, \quad (1.67)$$

где

$f_3$  и  $f_n$  – площадь сечения затрубного (кольцевого) пространства и подъемных труб;

$P_c, P_3, P_{буф}$  – замеренное текущее давление на забое, на устье затрубного пространства и в буфере (в подъемных трубах);

$\Delta P_c, \Delta P_3, \Delta P_{буф}$  – зарегистрированные текущие депрессии на забое, в затрубье и на буфере;

$\rho$  – плотность жидкости в стволе скважины;

$g$  – ускорение свободного падения;

$V(t)$  – объем жидкости, притекающий в ствол скважины после ее остановки.

Переменный приток  $q(t)$  по формулам (1.65) – (1.67) определяется путем численного дифференцирования промышленных экспериментальных кривых  $P_c(t)$ ,  $P_3(t)$  и  $P_{буф}(t)$ , зарегистрированных при проведении ГДИС.

При остановке газовой скважины рекомендуется приток определять по формуле:

$$q_r(t) = \frac{1}{P_{ст}} V \frac{d}{dt} \left( \frac{P}{z} \right), \quad (1.68)$$

где  $z$  - коэффициент сверхсжимаемости газа.

Соотношения (1.65) - (1.67) предполагают мгновенную сепарацию газа в подъемных трубах и изотермический процесс в стволе скважины.

Влияние ствола скважины за счет послеэксплуатационного притока  $q(t)$  после закрытия скважины на устье искажает первый, самый начальный участок КВД, который несет ценную информацию о состоянии ПЗП.

Наличие достоверной кривой притока  $q(t)$ , лучше зарегистрированной с помощью глубинных дебитомеров-расходомеров, позволяет использовать  $q(t)$  для обработки ранних по времени начальных участков КВД многочисленными предложенными методами (их более 20), т.н. методами обработки КВД с учетом притока. Отечественными и зарубежными исследователями разработаны дифференциальные методы с учетом притока (название связано с определением  $q(t)$  по формулам (1.65)-(1.67) путем численного или графического дифференцирования экспериментальных кривых  $P_c(t)$ ,  $P_3(t)$ ,  $P_6(0)$ , а также интегральные методы. Это методы Г.В. Щербакова (1956 г.), А.М. Пирвердяна (1956 г.), И.А. Чарного и И.Д. Умрихина (1957 г.), Г.И. Баренблатта и соавторов (1957 г.), Э.Б. Чекалюка (1958 г.), Ю.П. Борисова (1959 г.), Ли Юн-шана (1960 г.), М. Гемала (1960 г.), Б.А. Богачева (1962 г.), А.Ф. Блинова (1962 г.), Van Everdingen (1953 г.), Hurst (1953 г.), Gladfelter и соавторов (1955 г.), Amaud (1960 г.), Ramey (1965 г.) и др., анализу и сравнению данных которых посвящена обширная литература [6-9, 21-22, 24, 28, 41, 46, 49-51, 54-56, 70-71, 88, 123, 129, 143, 145, 159, 163 и др.].

Большинство предложенных методов обработки КВД - с учетом притока жидкости в ствол скважины после ее остановки на устье - гидродинамически (теоретически) обоснованы и суть их сводится к

«корректировке»-<<исправлению» искаженного послеэксплуатационным притоком  $q(t)$  первого начального участка КВД с помощью известного (замеренного)  $q(t)$  так, чтобы в определенных координатах получить прямолинейный график, по уклону которого и отрезку, отсекаемому на оси ординат, определить параметры пласта. Либо используются специальные палетки [88, 95, 117, 123, 143, 145, 162, 164, 182, 185, 186, 216, 256]. Применение методов обработки КВД с учетом притока может сокращать время проведения исследований скважин, однако объем получаемой информации о пласте (особенно для неоднородных пластовых фильтрационных систем) будет меньше, чем при более длительных и продолжительных исследованиях.

Большинство предложенных методов обработки КВД с учетом притока основаны на использовании решения М. Маскета задачи о притоке упругой жидкости к кольцевому или точечному стоку, работающему с переменным дебитом в однородном бесконечном пласте при упругом режиме. Для случая точечного стока это решение имеет вид (частный случай интеграла Дюамеля):

$$P_c(r_c; t) = \frac{\mu}{4\pi kh} \int_0^t \frac{Q(t-\tau)}{\tau} e^{-\frac{r_c^2}{4\alpha\tau}} d\tau, \quad (1.69)$$

где

$Q(t) = q - q(t)$  – суммарный дебит в момент  $t$ ;  
 $q$  – дебит скважины перед остановкой;  
 $q(t)$  – текущий дебит переменного притока в момент  $t$ ;  
 $t$  – время, отсчитываемое с момента остановки скважины.

Более общие случаи рассмотрены Л.Г. Кульпиным и Ю.А. Мясниковым [26]. Формула (1.69) была преобразована и предложена И.А. Чарным и И.Д. Умрихиным [6] для задач исследования скважин на неустановившихся режимах с учетом притока:

$$\Delta P_c(t) = \frac{\mu}{4\pi kh} \left[ Q(t) \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \int_0^{t-1} \frac{Q(\tau)}{t-\tau} d\tau \right]. \quad (1.70)$$

Эта формула является исходной для большинства дифференциальных методов.

Аналогично И.А. Чарным и И.Д. Умрихиным была предложена формула, являющаяся исходной для большинства интегральных методов обработки КВД с учетом притока:

$$\Delta J_c(t) = \frac{\mu}{4\pi kh} \left[ V(t) \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \int_0^{t-1} \frac{V(\tau)}{t-\tau} d\tau \right], \quad (1.71)$$

где импульс давления -

$$\Delta J_c(t) = \int_0^t \Delta P_c(t) dt, \quad (1.72)$$

отобранный объем жидкости —

$$V(t) = \int_0^t Q(\tau) d\tau = qt - v(t), \quad (1.73)$$

здесь  $v(t)$  - суммарный объем жидкости, притекающий скважину после ее остановки. -

$$v(t) = \int_0^t q(\tau) d\tau. \quad (1.74)$$

Основная расчетная формула дифференциального метода И.А. Чарного и И.Д. Умрихина на основе соотношения (1.70) представляется в виде [6, 7]:

$$\frac{\Delta P_c(t)}{q - q(t)} = \frac{\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \varphi(t) \right], \quad (1.75)$$

где

$$\varphi(t) = \frac{q \ln t - \delta(t)}{q - q(t)}, \quad (1.76)$$

$$\text{здесь } \delta(t) = \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t - \tau} d\tau. \quad (1.77)$$

А ОРФ интегрального метода И.А. Чарного и И.Д. Умрихина имеет вид:

$$\frac{\Delta J_c(t)}{qt - v(t)} = \frac{\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \psi(t) \right], \quad (1.78)$$

где

$$\psi(t) = \frac{qt(\ln t - 1) - S(t)}{V(t)}, \quad (1.79)$$

$$\text{здесь } S(t) = \int_0^{t-1} \frac{v(\tau)}{t - \tau} d\tau. \quad (1.80)$$

Графиками функций (1.75), преобразованных КВД с учетом притока в координатах  $\left[ \varphi(t); \frac{\Delta P_c(t)}{q - q(t)} \right]$ , и функции

(1.78), преобразованной в координатах  $\left[ \psi(t); \frac{\Delta J_c(t)}{qt - v(t)} \right]$ , бу-

дут прямолинейные графики с уклоном  $i$  и отрезком, отсекаемым их продолжением на оси ординат. Параметры пла-

ста  $\frac{kh}{\mu}$  и  $\frac{\alpha}{r_c^2}$  находят по соотношениям (1.30) – (1.32).

Основная расчетная формула операционного метода обработки КВД с учетом притока, предложенная Г.И. Баренблаттом, Ю.П. Борисовым, С.Г. Каменецким и А.П. Крыловым [6, 7, 22], имеет вид:

$$\psi(t_0) = \frac{P_c(t_0)}{q(t_0)} = \frac{\mu}{4\pi kh} \ln \frac{1,26\alpha}{r_c^2} + \frac{\mu}{4\pi kh} \ln t_0, \quad (1.81)$$

где изображения по Лапласу функций давления и дебита рекомендуется вычислять по приближенным формулам:

$$P_c(t_0) \cong \int_0^{\infty} \Delta P_c(t) e^{-\frac{t}{t_0}} dt \approx \int_0^T \Delta P_c(t) e^{-\frac{t}{t_0}} dt, \quad (1.82)$$

$$q(t_0) \cong \int_0^T [q - q(t)] e^{-\frac{t}{t_0}} dt. \quad (1.83)$$

Параметр с размерностью времени  $t_0$  рекомендуется выбирать в диапазоне

$$t_0 = \left( \frac{1}{6} \div \frac{1}{15} \right) T, \quad (1.84)$$

где  $T$  – время исследования скважины.

Согласно соотношению (1.81), преобразованная КВД с учетом притока  $q(t)$  в координатах  $[\ln t_0; \psi(t_0)]$  представляется прямолинейным графиком с уклоном  $i = \frac{\mu}{4\pi kh}$  и отрезком, отсекаемым на оси ординат:

$$A = i \ln \frac{1,26\alpha}{r_c^2}, \quad (1.85)$$

по значениям которых находят параметры пласта  $\frac{kh}{\mu}$  и  $\frac{\alpha}{r_c^2}$ .

Метод Э.Б. Чекалюка [22, 50, 70, 71] основан на использовании зависимости депрессии на забое скважины от суммарного объема притока упругой жидкости в виде интеграла Дюамеля:

$$V(t) = qt - v(t) = \int_0^t \Delta P_c(t - \tau) dG\tau, \quad (1.86)$$

где  $G(\tau)$  – функция, определяющая объем добытой из пласта жидкости при постоянной депрессии, равной единице.

Основная расчетная формула интегрального метода Э.Б. Чекалюка имеет вид:

$$\varphi(t) = \frac{\ln(\bar{t})D(\bar{t})}{\bar{t} \left( q - \frac{V(\bar{t})}{\bar{t}} \right)} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\alpha t}{r_c^2}, \quad (1.87)$$

где  $\bar{t} = mt$  – безразмерное время,  $m = \frac{\alpha}{r_c^2}$  – масштаб времени,

$$D(\bar{t}) = \int_0^{\bar{t}} \Delta P_c(t - \tau) dG(\bar{\tau}); \quad (1.88)$$

$$G(\bar{\tau}) = \frac{2}{\pi} [Ei(2y) - Ei(y) - \ln 2];$$

$$y = \ln \sqrt{1 - \pi \bar{t}}.$$

Графиком функции (1.87) в координатах  $[\ln t; \varphi(t)]$  будет прямолинейный график, по уклону и отрезку которых находят параметры пласта.

Основная сложность обработки фактических данных КВД–КПД с учетом притока  $q(t)$  заключается в необходимости графического или численного вычисления интегралов функций  $\delta(t)$  – (1.77) и  $S(t)$  – (1.80) от экспериментальных кривых по соотношениям (1.65) – (1.67), (1.72), (1.77), (1.80), (1.82) и (1.83). Следует отметить, что численное или графическое дифференцирование эмпирических

графиков выполняется с меньшей точностью, чем вычисление интегралов эмпирических графиков. Поэтому интегральные методы предпочтительнее. В методе А.И. Чарного и И.Д. Умрихина предполагается подсчет  $S(t)$  проводить численным интегрированием, заменяя кривую  $q(t)$  на графике ломаной линией. В методе Ю.П. Борисова при вычислении интеграла предполагается допущение о возможности аппроксимации фактической кривой  $q(t)$  квадратичной параболой или трапецией. В методе Хуан Коу-жэня вычисления предусматривают возможность аппроксимации фактической кривой параболой  $n$ -го порядка. В приближенном методе приведенного давления Г.В. Щербакова пренебрегается величина  $S(t)$  в выражении (1.76). В методе М.Гемала интеграл вычисляется графически при допущении возможности аппроксимации фактической кривой  $q(t)$  ломаной. В методе Ли Юн-шана при вычислении интеграла предусматривается осреднение кривой притока.

Различные виды аппроксимаций эмпирических функций при вычислении их производных интегралов требуют определенного объема вычислительной работы.

Большинство предложенных методов обработки КВД с учетом притока основываются на допущениях, что кривая  $q(t)$  имеет плавный монотонно убывающий (затухающий) «характер» (кривая  $q_1(t)$  на рис. 1.1), зависящий от параметров пласта и пластовых флюидов. Однако на практике могут наблюдаться и немонотонные кривые ( $q_2(t)$  на рис. 1.1), которые характеризуются наличием на кривой притока  $q(t)$  периодов времени, когда жидкость оттекает из ствола скважины в пласт после остановки на устье.

Так, анализ промысловых КВД по 23 скважинам различных месторождений Башкирии (Туймазинского, Ар-ланского, Константиновского и Шкаповского) показал [55-56], что в 4 скважинах на кривых  $q(t)$  отмечался однократный отток в интервалах времени от 5 до 15 мин и от 30 до 40 мин. В 8 скважинах Шкаповского месторождения (65% рассмотренных скважин) кривые  $q(t)$  характеризовались сложной формой, указывающей на многократную смену притоков и оттоков различной интенсивности в различных интервалах времени. В 4 скважинах на КВД были замечены характерные «горбы». Резко аномальный характер соответствующих кривых  $q(t)$  и  $AP_c(t)$  оказался в 13 из 15 скважин пласта  $D_{IV}$  Шкаповского месторождения (с высоким давлением насыщения -  $P_{нас}=15$  МПа, малой вязкостью нефти -  $m=10^{-3}$  Па·с, большим газовым фактором - до  $120\text{ м}^3/\text{т}$ , легкой нефтью - до  $750\text{ кг}/\text{м}^3$ , средней проницаемостью пласта - от 0,1 до 0,6 мкм<sup>2</sup>). Сложный характер КВД и кривых притока-оттока  $q_2(t)$  может объясняться сегрегацией фаз (газ-жидкость) в стволе скважины после остановки, фазовыми превращениями при изменении термобарических условий в стволе скважины, а также возможностью влияния неоднородности пласта, сил инерции, нарушением линейного закона фильтрации и другими явлениями. Библиография по влиянию этих признаков на КВД и кривые притока-оттока приведены в [6, 22, 54-56, 70, 71, 129 и др.].

Анализ и сопоставление различных методов обработки КВД с учетом притока-оттока  $q(t)$ , по данным массовой обработки исследований скважин и различного типа гипотетических (теоретических) КВД показал [54-5 б], что обеспечиваются достаточно точно обработка КВД и определения параметров пласта:

- для скважин с монотонно-затухающим притоком -дифференциальными методами И.А. Чарного и И.Д. Умрихина, Ю.П. Борисова, А.М. Пирвердяна и интегральными - Э.Б. Чекалюка, Г.И. Баренблатта и соавторов. Ли Юн-шана;

- для скважин с однократным оттоком жидкости из ствола скважины в пласт в непродолжительные периоды исследования - интегральными методами Г.И. Баренблатта и соавторов, Э.Б. Чекалюка. Если отток имеет место в течение длительных периодов и кривая  $q_2(t)$  имеет неоднократные притоки-оттоки, то методы с учетом притока могут применяться как вспомогательные. Рекомендуется обеспечить длительные исследования скважин, которые позволят применить метод без учета притока для обработки КВД.

Одним из путей получения достоверных КВД являются исследование скважин путем перекрытия скважины на забое и регистрация КВД с помощью манометров, помещенных под забойными отсекаателями [27, 33, 47, 64, 129, 137], т.е. исключая приток-отток жидкости в ствол скважины после ее закрытия на устье. За рубежом также известны методы обработки начальных участков КВД-КПД с учетом замеренных послеэксплуатационного притока  $q(t)$  и  $P_c(t)$ , связанных с их сверткой и разверткой (convolution - deconvolution), определением параметров пласта с использованием функций влияния [7, 123, 129, 145, 162, 164, 182, 185, 186, 216, 246, 257].

Вместе с тем были выполнены исследования по одновременному влиянию ствола скважины и скин-фактора в условиях плоскорадиального притока, в частности, на форму и особенности начальных участков КПД-КВД.

Решения прямых задач для этих случаев, как отмечает В.Н. Щелкачев [71], были выполнены О.А. Жаутыковым (1956-1957 г.) и французским исследователем Р. Alba (1958 г.). Полученные ими точные решения оказались очень сложными и громоздкими для анализа и практических выводов.

Г.А.Баренблатт и В.А.Максимов (1958 г.) также исследовали влияние послеэксплуатационного притока  $q(t)$  и неоднородности пласта в ПЗП при неустановившемся притоке жидкости к скважине [3, 4, 9]. Ими были получены операционным методом аналитические решения - основные расчетные формулы для различных случаев неоднородности пласта и притока  $q(t)$ : скважина с кольцевой призабойной зоной (скин-эффектом), скважины с вертикальными, горизонтальными трещинами и щелями, скважины у прямолинейной непроницаемой границы (сброса), скважины в зонально-неоднородном пласте, многослойном

пласте с непроницаемыми прослойками, многослойном пласте с притоками, с пропластками ограниченной проницаемости.

При исследовании этих задач использовался общий принцип операционного метода обработки КВД с учетом притока – формулы (1.81)–(1.84), где непосредственно применяются преобразования Лапласа. Функция  $\psi(\tau) = \frac{P(\tau)}{q(\tau)}$  в

(1.81) не зависит от режима эксплуатации скважины, ее можно применять при произвольном изменении дебита; вид функции  $\psi(\tau)$  определяется только параметрами пласта,  $\tau = \frac{1}{\delta}$  (здесь  $\delta$  – параметр преобразования Лапласа).

Так, например, это характерно для случая скважины с радиусом  $r_c$ , расположенной в бесконечном пласте с параметрами  $k$  и  $\alpha$  и имеющей в ПЗП радиус  $r_s$ , параметры  $k_s$  и  $\alpha_s$  (т.е. скважина со скин-фактором) (см. рис. 1.18). Путем решения соответствующей прямой задачи подземной гидромеханики для функций  $\psi(\tau)$  было получено довольно сложное выражение с использованием функции Бесселя. В ходе дальнейшего его исследования оно было упрощено авторами, применившими асимптотические формулы для бес-

селевых функций для двух (I и II) случаев [4, 9]:

I. При небольших  $r_s < 1 - 2$  м и небольших  $\tau$  (авторы не рекомендуют брать  $\tau$  меньше 1–2 мин) функция  $\psi(\tau)$  представляется формулой:

$$\begin{aligned} \psi(\tau) &= \frac{P_c(\tau)}{q(\tau)} = \frac{\mu}{4\pi kh} \ln \tau - \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\gamma r_{c\text{пр}}}{2\sqrt{\alpha}} = \\ &= \frac{\mu}{4\pi kh} \ln \tau + \frac{\mu}{4\pi kh} \ln \frac{1,26\alpha}{r_{c\text{пр}}^2}, \end{aligned} \quad (1.89)$$

где

$$r_{c\text{пр}} = r_c e^{-s} \text{ — приведенный радиус скважины; } (1.61)$$

$$P_c(\tau) = \int_0^{\infty} P(t) e^{-\frac{t}{\tau}} dt; \quad (1.82)$$

$$q(\tau) = \int_0^{\infty} q(t) e^{-\frac{t}{\tau}} dt \text{ — } (1.83)$$

есть изображения по Лапласу экспериментальных функций давления и дебита.

Графиком  $\psi(\tau)$  (1.89) в координатах  $[\ln \tau, \psi(\tau)]$  является прямая с уклоном  $i = \frac{\mu}{4\pi kh}$  и свободным членом, по

величинам которых возможно определить параметры  $\left(\frac{kh}{\mu}\right)$  внешней (удаленной) зоны пласта. Если величины  $r_c$  и  $\alpha$  известны (например, по данным исследования реагирующей скважины), то возможна оценка значения  $r_{c\text{пр}}$  и  $S$  (1.61).

II. При больших  $r_s > 10 - 15$  м функция  $\psi(\tau)$  представляет начальный прямолинейный участок графика в координатах  $[\ln \tau; \psi(\tau)]$  для интервалов времени, когда влияние внешней, удаленной части пласта еще не сказалось на КВД-КПД:

$$\begin{aligned} \psi(\tau) &= \frac{P_c(\tau)}{q(\tau)} = \frac{\mu}{4\pi k_s h} \ln \tau - \frac{\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{\gamma r_{cпр}}{2\sqrt{\alpha_s}} = \\ &= \frac{\mu}{4\pi k_s h} \ln \tau + \frac{\mu}{4\pi k_s h} \ln \frac{1,26\alpha_s}{r_{cпр}^2}. \end{aligned} \quad (1.90)$$

По уклону  $i = \frac{\mu}{4\pi k_s h}$  и отрезку, отсекаемому на оси ординат (свободному члену) прямолинейным графиком  $\psi(\tau)$  в полу-log координатах (если он проявится), определяется гидропроводность ПЗП  $\frac{k_s h}{\mu}$  и оценивается  $r_{cпр}$  и  $S$ , если возможна предварительная оценка  $\alpha_s$ . При численном вычислении  $P_c(\tau)$  и  $q(\tau)$  рекомендуется брать  $\tau$  не меньше 1-2 мин, при  $\frac{T}{15} \leq \tau \leq \frac{T}{6}$ , где  $T$  – время исследования скважины.

Таким образом, размеры зон неоднородного пласта характеризуются наличием и протяженностью прямолинейных участков трансформированных КВД.

Влияние объема ствола скважины на КВД может учитываться различными способами, в том числе и введением специального коэффициента влияния ствола скважины  $C$ :

$$C = C_{ств} = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{qB\Delta t}{24\Delta P}, \quad (1.91')$$

где  $\Delta V$  – изменение объема жидкости в стволе скважины в условиях, соответствующих стволу скважины,  $bb1$ ;  
 $\Delta P$  – изменение забойного давления,  $psi$ .

Если ствол скважины полностью заполнен однофазным флюидом, соотношение (1.81') запишется в виде:

$$C = C_{ств} = V_c \beta_{ств} = V_c C_t, \quad (1.92')$$

где

$V_c$  – полный объем ствола скважины;  
 $\beta_{ств} = C_t$  – общая сжимаемость флюидов в стволе скважины.

В случае неоднородного флюида

$$C_t = S_o C_{oa} + S_w C_{wa} + S_g C_g, \quad (1.93')$$

где

$S_o, S_w$  и  $S_g$  – насыщенность (содержание) нефти, воды и газа (в долях) соответственно в стволе скважины;  
 $C_{oa}, C_{wa}$  – кажущаяся сжимаемость нефтяной и водной фаз соответственно, включая эффекты растворенного газа;  
 $C_g$  – сжимаемость газа.

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial P} \right)_T \quad (1.94')$$

или

$$C_g = \frac{C_{pr}}{P_{pr}}, \quad (1.95')$$

или



$$C_g = \frac{1}{P_{pc}} \left[ \frac{1}{P_{pr}} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial P_{pr}} \right)_{T_{pr}} \right], \quad (1.96')$$

где

$z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  
 $C_{pr}$ ,  $[P_{pr}]$ ,  $T_{pr}$  – псевдоприведенные сжимаемость, давление и температура газа соответственно;  
 $P_{pc}$  – псевдокритическое давление газа.

Значения  $C_{pr}$  можно найти, в частности, по специальным графикам Tgube (1957 г.) зависимости  $C_{pr} = C_{pr}(P_{pr}, T_{pr})$ .

Для случая, когда в стволе скважины имеется изменяющийся уровень жидкости,

$$C = C_{ств} = \frac{V_u}{\left( \frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c} \right)}, \quad (1.97')$$

где

$V_u$  – удельный объем погонного фута ствола скважины в баррелях;  
 $g$  – ускорение силы тяжести,  $ft/sec^2$ ;  
 $g_c$  – переводной размерный коэффициент, равный  $32.17 \text{ lb}_m \text{ ft} / \text{lb}_f \text{ sec}^2$ ;  
 $\rho$  – плотность жидкости,  $lb_m/C_u \text{ ft}$ .

Если ствол скважины полностью заполнен однофазной жидкостью или газом,

$$C_{ств} = V_c C, \quad (1.98')$$

где

$V_c$  – общий объем ствола скважины;  
 $C$  – сжимаемость жидкости в стволе скважины и в условиях ствола скважины (сжимаемость может зависеть от давления).

Для безразмерного анализа используется безразмерный коэффициент ВСС:

$$C_D = C_g = \frac{\alpha C_{ств}}{\phi C_t hr_c^2} = \frac{\alpha C}{\phi C_t hr_w^2}, \quad (1.99')$$

где

$\alpha$  – числовой коэффициент, равный: 1)  $\frac{1}{2\pi}$  – в смешанной системе единиц измерения, 2) 0,8936 – когда  $V_c$  измеряют в баррелях, 3) 0,159 – когда  $V_c$  измеряют в  $ft^3$ ;  
 $r_w$  – радиус скважины.

Изучению влияния ствола скважины и скин-фактора на начальные участки КПД–КВД при ГДИС посвящены работы зарубежных исследователей: Agarwal, Al-Hussainy и Ramey (1970 г.) (для случая КПД), Mc Kinley (1971 г.) (для случая КВД), Earlougher и Kersch (1974 г.), Gringarten и соавторов [159] (обобщенные КВД и КПД).

Так, например, в 1970 г. Agarwal и соавторы предложили аналитическое решение дифференциального уравнения линейной теории упругого режима (1) для случая пуска скважины конечного радиуса с небольшим скин-фактором. Запущенная в работу с постоянным дебитом скважина находилась в бесконечном пласте.

Решение было получено в изображениях операционным методом с помощью преобразования Лапласа, и, используя формулу обращения Римана–Меллина, оригинал безразмерной функции кривой падения давления представился в виде

$$P_{\sigma} = \frac{4}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{(1 - e^{-u^2}) du}{u^3 \left\{ \left[ u C_D J_0(u) - (1 - C_D S u^2) J_1(u) \right]^2 + \left[ u C_D Y_0(u) - (1 - C_D S u^2) Y_1(u) \right]^2 \right\}} \quad (1.100')$$

где  $J_n(u)$  и  $Y_n(u)$  - функции Бесселя соответственно первого и второго рода  $n$ -го порядка.

Аналитическое исследование уравнения (1.100') и ему подобных достаточно сложно для получения практических полезных выводов о влиянии ствола скважины на КПД-КВД.

Поэтому для удобства анализа применяется прием, связанный с построением и использованием универсальных теоретических графиков в безразмерных координатах (или в форме универсальных палеток в безразмерных координатах) на основе полученных аналитических решений, например типа (1.100).

Эти универсальные теоретические кривые (type curves, в специальной зарубежной литературе) - палетки, рассчитанные для различных теоретических МПФС и построенные в безразмерных (нормированных) координатах, широко известны и применяются за рубежом, некоторые из них входят в стандарт нефтяной индустрии США [ 95, 247 ].

Так, например, задаваясь в (1.100') значениями безразмерных  $C_D$ ,  $t_D$  и  $S$  ( $S$  учитывался введением его через приведенный радиус скважины  $r_w e^{-S}$  в безразмерные параметры  $C_D e^{2S}$  и  $t_D e^{2S}$ ), была рассчитана и построена серия универсальных кривых.

Схематичное представление о влиянии ствола скважины на безразмерное давление приведено на рис. 1.19 в билогарифмических координатах для случая  $S=0$ . Аналогичные графики были построены и для различных  $C_D$  и  $S$  (положительных и отрицательных).

Влияние ствола скважины во всех случаях заключалось и проявлялось в том, что начальные участки универсальных графиков в безразмерных билогарифмических координатах представлялись взаимно параллельными прямолинейными графиками с уклоном, равным единице, т.е. под углом  $45^\circ$  :

$$i=1,0; \quad (1.101')$$

и в этот период безразмерное давление  $P_D$  связано с безразмерным временем  $t_D$  приближенным соотношением (считается с достаточной точностью до 5% для практических расчетов при анализе данных ГДИС):

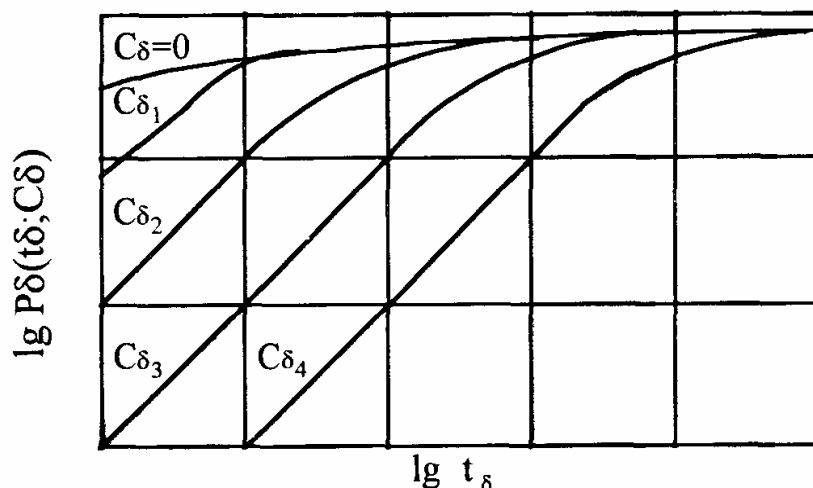
$$P_D = \frac{t_D}{C_D}. \quad (1.102')$$

Кроме того, для радиального течения, которое приближенно начинает проявляться на универсальном графике КПД-КВД в билогарифмических координатах через 1,5 цикла после окончания влияния ствола скважины, эта зависимость  $P_D=P_D(t_D)$  выражается соотношением:

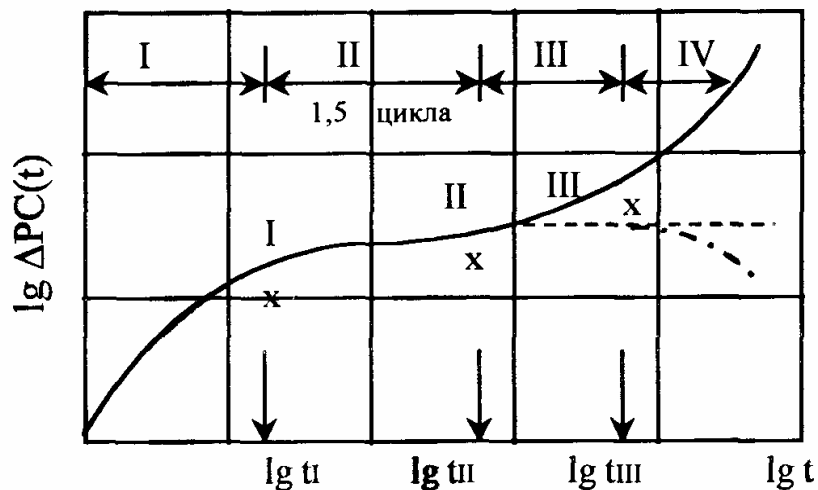
$$P_D = \frac{1}{2} \left[ \ln \frac{t_D}{C_D} + 0.80907 + \ln C_D e^{2S} \right]. \quad (1.103')$$

На (рис. 1.20) представлен график КПД-КВД в билогарифмических координатах. На этом графике выделяется четыре участка (I-IV), по которым можно диагностировать и идентифицировать различные типы фильтрационных потоков. Поэтому билогарифмический график называется диагностическим графиком.

I участок - самый ранний по времени - начальный прямолинейный, с уклоном, равным единице, т.е. под углом  $45^\circ$ , и начинается из начала координат. Этот участок характеризует период влияния ствола скважины. Диагностическим признаком (ДП) этого типа течения - влияния ствола скважины (послеэксплуатационного притока-оттока) является прямолинейный участок, начинающийся из начала координат и расположенный под углом  $45^\circ$ , т.е. с уклоном, равным единице. Время  $t_1$  (время окончания I прямолинейного участка) характеризует окончание влияния ствола скважины и начало участка II.



**Рис. 1.19. Схематическое представление влияния ствола скважины на безразмерное давление для  $S=0$**   
 $C_{\delta_1} < C_{\delta_2} < C_{\delta_3} < C_{\delta_4}$



**Рис. 1.20. Билогарифмический диагностический график КПД–КВД идентификации режимов течения, типов фильтрационных потоков**

II участок - криволинейный, в ранние моменты времени переходит к III участку. На конфигурацию II участка могут влиять различные эффекты как в стволе скважины, так и в пласте. Продолжительность II участка по времени (между точками  $t_I$  и  $t_{II}$  начала и окончания II участка) оценивается «эмпирическим правилом» в 1,5 цикла, полученным из анализа универсального графика.

III участок - средний криволинейный, который характеризует плоскорадиальный фильтрационный поток (РФП), т.к. для этого участка справедливо соотношение  $(1.101)'$ , а следовательно, и методика обработки КПД-КВД в полулогарифмических координатах без учета притока. Оценив по билогарифмическому графику время  $t_n$  - начало РФП, можно определить параметры пласта по специализированному традиционному полулогарифмическому графику КПД-КВД, т.к. снимается основная трудность и неопределенность проведения прямолинейного графика (см. рис. 1.10). Его надо проводить, начиная с найденного по диагностическому графику времени  $t_{II}$ .

IV участок - конечный, который характеризует условия на внешней границе пласта.

## 1.7. Анализ данных исследований скважин с помощью универсальных графиков и палеток

Определение параметров пласта с помощью прямолинейной анаморфозы КВД-КПД плоскорадиального потока в бесконечном однородном пласте при упругом режиме фильтрации (простейший метод без учета притока, метод Хорнера и др.) является одним из наиболее распространенных, обычных и традиционных (conventional) способов обработки КПД-КВД и рекомендуется в большинстве монографий, инструкций и руководств.

Область применения этих и других методов (не связанных с прямолинейной анаморфозой КПД-КВД), в общем случае, определяется условиями математического моделирования МПФС и решения соответствующих прямых и обратных задач подземной гидромеханики (исходными физическими представлениями, математической постановкой задач, предположениями и допущениями при решении задач и получении точных или приближенных аналитических решений и их теоретическом анализе, оценкой точности приближенных решений и т.п.).

Так, применение методов прямолинейной анаморфозы КВД-КПД в случаях сложных МПФС (с различного вида неоднородностями пластов, скин-фактором, влиянием ствола скважины и др.) вызывает определенные трудности и особенности, например, когда процессы изменения давления в пласте описываются сложными основными расчетными формулами и графиками (результатами теоретического решения прямых задач ПГ), исключаящими саму возможность прямолинейной анаморфозы кривых изменения давления в возмущающих и реагирующих скважинах.

В таких случаях используется метод сравнения, сопоставления (curve matching - в зарубежной практике) определенным образом преобразованных замеренных КВД-КПД с универсальными (безразмерными, нормализованными) соответствующими теоретическими кривыми, построенными на базе точных решений различных прямых задач ПГ. Эти безразмерные универсальные кривые представляются в виде палеток теоретических кривых (type curves). Сама процедура сопоставления (matching) фактических кривых с универсальными палетками заключается в следующем.

Универсальная кривая, построенная в билогарифмических координатах, наносится на прозрачную пленку (кальку) и накладывается на фактическую кривую - график прослеживания давления (также построенную в билогарифмических координатах, желательнее с одинаковым масштабом бумаги в билогарифмических координатах) до возможно полного их совмещения, при обязательном соблюдении взаимной параллельности осей абсцисс и ординат фактического и универсального графиков. Это совпадение указывает на вероятность соответствия фактических данных модели (МПФС), для которой рассчитана данная (совпавшая) универсальная теоретическая кривая, вероятно, из-за неоднозначности решения обратных задач подземной гидродинамики.

Универсальные и эталонные кривые (в отличие от безразмерных универсальных кривых палетки эталонных кривых строятся по формулам упругого режима при различных численных значениях параметров пласта, в частности, для пластов с единичными параметрами) используются для обработки КПД-КВД и изменения давления в возмущающих и реагирующих скважинах для различных МПФС. Эти методы достаточно просты и не требуют много времени при наличии банка (каталога) набора палеток. Зарубежные разработчики палеток высылают их по заказам потребителей.

Разработкам и применению универсальных и эталонных кривых посвящены многочисленные данные отечественных и зарубежных исследователей. Это работы В.Н. Щелкачева (1945 г.), Н.С. Ерофеева и соавторов (1953 г.), С.Г. Каменецкого (1959 г.), Ю.П. Борисова и В.П. Яковлева (1960 г.), С.Н. Бузинова и И.Д. Умрихина (1964 г.) и др., а также Amaid (1960 г.), Papadopoulos и соавторов (1967 г.), Cooper и соавторов (1967 г.), Ramey (1970 г.), Agarwal и соавторов (1970 г.), Wattenberger и соавторов (1970 г.), McKinley (1971 г.), Gringarten и соавторов (1972 г.), Earlougher и соавторов (1974 г.) и др. Особенно много публикаций на эту тему появилось в последующие годы, часть из них приводится в библиографии.

В плане представления методов применения универсальных кривых при анализе данных ГДИС рассмотрим простейший случай обработки с их помощью данных исследований реагирующих скважин (кривых изменения давления в реагирующих скважинах - гидропрослушивания) [52].

Физическое явление изменения давления в любой точке бесконечного однородного пласта

при упругом режиме фильтрации после пуска (остановки) возмущающей скважины с постоянным дебитом  $q$ , т.е. в условиях простейшей МПФС, описывается следующей функциональной зависимостью - основной формулой теории упругого режима фильтрации (1.25):

$$\Delta P(r, t) = P_0 - P(r, t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\alpha t} \right) \right], \quad (1.25)$$

где  $r$  – расстояние до рассматриваемой точки (расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами).

Универсальные зависимости, как указывалось выше, получаются при описании данного физического явления с помощью так называемых безразмерных, относительных величин. Такими величинами в теории упругого режима являются безразмерное, относительное время  $t_\delta$  (параметр Фурье –  $f_0$ ) и безразмерное давление  $P_\delta$  (см. «Номенклатуру основных символов...»). Соотношение (1.25) между размерными величинами может быть выражено как соотношение между безразмерными величинами, например в виде  $P_\delta = P_\delta(t_\delta)$ . Так, если это соотношение (1.25) представить в виде

$$\frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta P = \frac{1}{2} \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\alpha t} \right) \right], \quad (1.104a)$$

то универсальная зависимость для этой МПФС такая:

$$P_\delta = \frac{1}{2} \left[ -Ei \left( -\frac{1}{4t_\delta} \right) \right]. \quad (1.104b)$$

Безразмерное давление  $P_\delta$  и безразмерное время  $t_\delta$  определяются равенствами (см. «Номенклатуру основных символов...»):

$$t_\delta = \frac{\alpha t}{r^2} = \frac{\alpha}{r^2} (t \cdot n_t) \quad (1.104)$$

и

$$P_\delta = \frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta P = \frac{2\pi kh}{q\mu} (\Delta P \cdot n_p). \quad (1.105)$$

Переход от безразмерного давления и безразмерного времени к соответствующим размерным величинам, измеренным в любой системе единиц измерения, производится простым пересчетом, которым обычно пользуются при переходе от одной системы единиц к другой. Для осуществления этого пересчета необходимо знать пересчетные коэффициенты, связанные с изменением системы единиц измерения величин. Пересчетные коэффициенты определяются из условия постоянства, неизменности численного значения безразмерных параметров.

Допустим, для величин  $\alpha$  и  $r$  (1.104) единицы измерения приняты в системе СИ (соответственно  $m^2/s$  и  $m$ ), а время  $t$  измеряется либо в секундах, либо в минутах, либо в часах и т.д. Тогда из условия постоянства численного значения безразмерного времени  $t_\delta$  определяются пересчетные коэффициенты  $n_t$  (соответственно определяются  $n_t=1$ ;  $= 60$ ;  $= 3600$  и т.д.), необходимые для перехода от размерного времени, измеренного в любой системе, к безразмерному времени. Аналогично находятся пересчетные коэффициенты  $n_p$ , необходимые для перехода от размерного давления  $\Delta P$ , измеренного в любой системе, к безразмерному давлению  $P_\delta$ .

Универсальная зависимость (1.1046) в условиях задачи об изменении давления со временем в любой точке пласта при упругом режиме является общей для всех пластов и флюидов, вне зависимости от величин характеризующих констант.

Кривая линия, соответствующая графику зависимости  $P_g = P_g(t_g)$  (1.1046), называется универсальной кривой. Наиболее удобно строить эту универсальную кривую в билогарифмических координатах  $[\lg t; \lg P_g]$ .

С помощью универсальной кривой и фактической кривой, построенной на основании итогов обработки прослеживания за изменением давления (или уровня) в реагирующей скважине, можно определить (оценить) осредненные значения параметров пласта между возмущающей и реагирующей скважинами: коэффициенты пьезопроводности -  $\alpha$ , гидропроводности -  $kh/m$ , проводимости -  $k/m$  и средней толщины пласта, если известно значение коэффициента упругости пласта  $b^*$ .

Для определения параметров пласта предлагается, по идее В.Н. Щелкачева, сравнивать фактическую кривую изменения (уровня) давления в реагирующей скважине с универсальной кривой, соответствующей зависимости (1.1046).

### **1.7.1. Пример интерпретации данных реагирующих скважин (гидропрослушивания) с помощью универсальной кривой**

Универсальная кривая, соответствующая формуле (1.1046), строится в билогарифмических координатах  $[\lg t; \lg P_g]$  на прозрачной пленке или кальке (табл. 1.1, см.

также пунктирную кривую на рис. 1.21).

Фактическая кривая, соответствующая результатам промысловых исследований и отражающая зависимость  $\Delta P$  или  $\Delta S$  от  $t$  (табл. 1.2), вычерчивается в билогарифмических координатах  $[\lg t; \lg \Delta P]$  или  $[\lg t; \lg \Delta S]$ , т.е. наносится на билогарифмическую сетку, аналогично сетке универсальной кривой.

Универсальная кривая, снятая на прозрачную пленку или кальку, накладывается на фактическую кривую прослеживания давления в реагирующей скважине в билогарифмических координатах до возможно более полного совмещения, при обязательном соблюдении взаимной параллельности осей абсцисс и ординат фактического и универсального графиков.

Сравнивая формулы (1.104а) и (1.1046), видно, что совпадение фактической и универсальной кривых будет свидетельствовать о пропорциональности величин в левых частях формул и аргументов в правых частях.

**Таблица 1.1.**

Данные для построения универсальной кривой

$t_{\delta}$	$\frac{1}{4t_{\delta}}$	$-E_i\left(-\frac{1}{4t_{\delta}}\right)$	$P_{\delta}$	$\lg P_{\delta}$	$\lg t_{\delta}$
0,05	5,0	0,00114	0,00057	$\bar{4},756$	$\bar{2},699$
0,1	2,5	0,0249	0,01245	$\bar{2},095$	$\bar{1},000$
0,2	1,25	0,1464	0,0732	$\bar{2},864$	$\bar{1},302$
0,25	1,0	0,219	0,1095	$\bar{1},040$	$\bar{1},398$
0,5	0,5	0,5597	0,2798	$\bar{1},446$	$\bar{1},699$
1,0	0,25	1,044	0,522	$\bar{1},718$	0,00
1,8	0,139	1,53	0,765	$\bar{1},884$	0,255
3,0	0,0832	1,99	0,995	$\bar{1},998$	0,477
4,8	0,0521	2,42	1,21	0,083	0,681
6,0	0,0417	2,64	1,32	0,121	0,778
12,0	0,0208	3,31	1,65	0,218	1,079
18,0	0,0139	3,71	1,85	0,268	1,255
30,0	0,00832	$\approx 4,22$	$\approx 2,11$	$\approx 0,324$	1,477
36,0	0,00695	$\approx 4,40$	$\approx 2,20$	$\approx 0,342$	1,556

После совмещения универсального графика с исследуемым фактическим графиком изменения давления в реагирующей скважине произвольно выбирают общую для обоих графиков точку сравнения (match point), как бы «проткнув оба графика острой иглой». Так, для этого на графике универсальной кривой выбирают произвольную точку со значениями  $\lg t_{\delta}$  и  $\lg P_{\delta}$ . Затем замечают, с какими значениями  $\lg t$  и  $\lg \Delta P$  на фактическом графике совпали в точке сравнения выбранные значения  $\lg t_{\delta}$  и  $\lg P_{\delta}$  универсальной кривой. Итоги этих совпадений записывают в точке сравнения в виде соотношений, обозначая их соответственно, например, через  $A_1$  и  $B_1$ :

$$\left(\frac{\lg t_{\delta}}{\lg t}\right)_{\text{т.с.}} = A_1, \quad (1.106)$$

$$\left(\frac{\lg P_{\delta}}{\lg \Delta P}\right)_{\text{т.с.}} = B_1. \quad (1.107)$$

По найденным величинам логарифмов  $\lg t_{\delta}$ ,  $\lg t$ ,  $\lg P_{\delta}$ ,  $\lg \Delta P$  находят значения самих чисел  $t_{\delta}$ ,  $t$ ,  $P_{\delta}$ ,  $\Delta P$  и записывают их в виде соотношений для точки сравнения:

$$\left(\frac{t_{\delta}}{t}\right)_{\text{т.с.}} = A, \quad (1.108)$$

$$\left(\frac{P_{\delta}}{\Delta P}\right)_{\text{т.с.}} = B, \quad (1.109)$$

где  $A$  и  $B$  – постоянные числа для всех совпавших точек фактического и универсального графиков, значения которых необходимы для определения параметров пласта<sup>1</sup>.

Затем находят пересчетный коэффициент  $n_t$  (в зависимости от системы единиц, в которой измерено время на фактической кривой) и подставляют в равенство (1.104):

$$t_{\delta} = \frac{\alpha}{r^2} (t \cdot n_t). \quad (1.110)$$

Искомая величина коэффициента пьезопроводности определится с помощью соотношения

<sup>1</sup> Если фактический и универсальный графики начерчены на бумаге с логарифмической сеткой, то после их совмещения сразу находят соотношения (1.108) и (1.109).

$$\alpha = \frac{r^2 A}{n_t} \quad (1.111)$$

Аналогично находят пересчетный коэффициент  $n_p$  и подставляют в формулу, связывающую безразмерное и размерное давления:

$$P_s = \frac{2\pi kh}{Q\mu} (n_p \cdot \Delta P) \quad (1.112)$$

Искомая величина коэффициента гидропроводности пласта определяется так:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{qB}{n_p 2\pi} \quad (1.113)$$

Допустим, что коэффициент пьезопроводности  $\alpha$  определен по формуле (1.111), а коэффициент упругости пласта  $\beta^*$  известен (например, по лабораторным данным), тогда

$$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_c, \quad (1.114)$$

где

$m$  – пористость;

$\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости пластовой жидкости;

$\beta_c$  – коэффициент сжимаемости пористой среды (пласта).

При этих условиях возможно определение (оценка)

величины  $\frac{k}{\mu}$ :

$$\frac{k}{\mu} = \alpha\beta^* \quad (1.115)$$

Деля равенство (1.113) на (1.115) и используя формулы (1.108) и (1.109), можно оценить среднюю мощность пласта между возмущающей и реагирующей скважинами<sup>1</sup>:

$$h_{cp} = \frac{Qn_t B}{2\pi\alpha\beta^* n_p} = \frac{qBn_t}{2\pi r^2 A\beta^* n_p} \quad (1.116)$$

**Таблица 1.2**  
Фактическая кривая гидропрослушивания

T, мин	$\Delta S$ , мм вод. ст.	lg t	lg $\Delta S$
0	0	—	—
60	4	1,778	0,602
120	50	2,079	1,699
180	130	2,255	2,114
240	228	2,380	2,358
300	330	2,477	2,518
360	428	2,556	2,632
420	525	2,623	2,720
480	617	2,681	2,790
540	710	2,732	2,851
600	795	2,778	2,900

<sup>1</sup> Наибольшая точность определения осредненных значений параметров пласта с помощью предлагаемой универсальной кривой достигается в случае, когда фактическая кривая вычерчивается на логарифмической сетке, идентичной сетке, на которую нанесена универсальная кривая. Если же модули логарифмических шкал для фактической и универсальной кривых не одинаковы, то следует вносить поправку, равную отношению модулей логарифмических шкал отдельно для оси абсцисс и оси ординат. Однако при этом точность определения параметров пласта уменьшается по сравнению со случаем, когда логарифмические сетки для фактической и универсальной кривых являются одинаковыми.



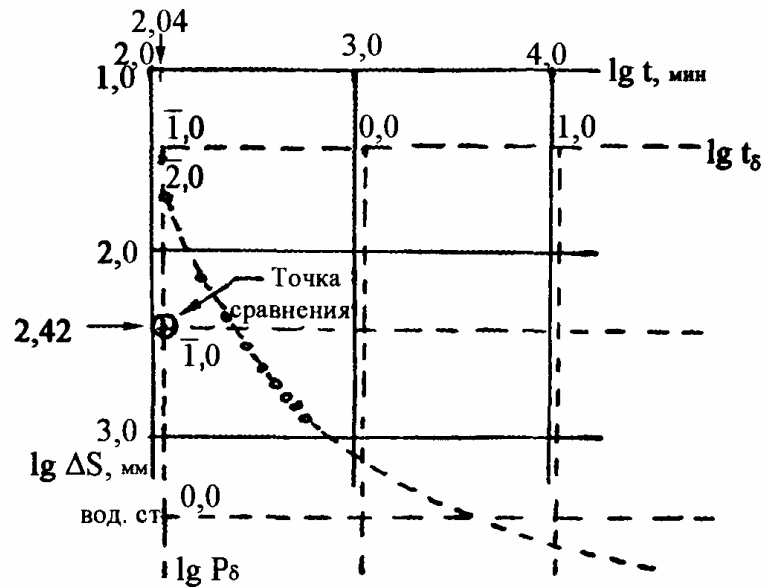


Рис. 1.21. Пример сопоставления универсальной кривой (пунктиром) с фактической кривой изменения давления (уровня) в реагирующей скважине

Рассмотрим пример определения осредненных значений параметров пласта по фактической кривой гидропрослушивания реагирующей скважины с помощью сопоставления ее с универсальной кривой. Данные для построения фактической кривой приведены в табл. 1.2 [52].

Фактическая кривая гидропрослушивания, построенная в билогарифмических координатах по данным табл. 1.2, показана точками на рис. 1.21. Расстояние между водяными скважинами - 375 м. Дебит возмущающей скважины  $q=57,15\text{ м}^3/\text{сут}$ .

После совмещения универсальной и фактической кривых (см. рис. 1.21) выбирают для простоты значения  $\lg t_\delta = -1,0$  ( $t_\delta = 0,1$ ) и  $\lg P_\delta = -1,0$  ( $P_\delta = 0,1$ ) на универсальной кривой и замечают, с какими значениями  $\lg t$  (или  $t$ ) и  $\lg \Delta S$  (или  $\Delta S$ ) совпали выбранные значения  $\lg t_\delta$  и  $\lg P_\delta$  (или

$t_\delta$  и  $P_\delta$ ). Затем записывают соотношения (1.106)–(1.109):

$$A_1 = \frac{\lg t_\delta}{\lg t} = \frac{1,0}{2,04};$$

$$A = \frac{t_\delta}{t} = \frac{0,1}{110};$$

$$B_1 = \frac{\lg P_\delta}{\lg \Delta S} = \frac{1,0}{2,42};$$

$$B = \frac{P_\delta}{\Delta S} = \frac{0,1}{263}.$$

Так как время  $t$  и уровень  $\Delta S$  измерены соответственно в минутах и миллиметрах водн. ст. (см. рис. 1.21), то  $n_t = 60$  (с) и  $n_p = 9,80665$  (Па).

Подставляя найденные значения величин  $A$ ,  $B$ ,  $n_t$  и  $n_p$  в формулы (1.111) и (1.113), определяют искомые значения параметров пласта:

$$\alpha = \frac{r^2 A}{n_t} = \frac{140625 (\text{м}^2) \cdot 0,1}{110 \cdot 60 (\text{с})} = 2,13 \text{ м}^2 / \text{с};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{qB}{2\pi n_p} = \frac{57,15 (\text{м}^3) \cdot 0,1}{2\pi \cdot 86400 (\text{с}) \cdot 263 \cdot 9,80665 (\text{Па})} = 4 \cdot 10^{-9} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Следует отметить, что возможно и несовпадение фактической кривой изменения уровня в реагирующей скважине с наложенной на нее универсальной кривой на всем интервале времени исследования. Это несовпадение (особенно в начальных и конечных участках) может вызываться влиянием неустановившихся режимов работы скважин, недостаточной точностью применяемых приборов.

В отечественной и зарубежной практике анализа и обработки, фактических КВД-КПД и изменения давления в реагирующих скважинах для сложных МПФС (трещиноватых коллекторов, сложно построенных залежей, горизонтальных скважин и т.д.) с целью определения параметров МПФС широко используются универсальные и эталонные кривые, часто с применением ЭВМ с соответствующим математическим обеспечением процедуры matching.

Некоторые публикации на эту тему приведены в библиографии. Диагностическим признаком искомой МПФС среди моделей-кандидатов служит высокая степень совпадения графика фактической сравниваемой КВД с соответствующей универсальной кривой МПФС-кандидата. Неопределенность и неоднозначность в выборе МПФС уменьшаются с увеличением числа испытываемых МПФС-кандидатов из обширного банка (каталога) данных интерпретатора [6, 7, 26, 28, 41, 43, 49, 50, 54, 58, 112, 125, 133, 134, 165, 170, 174]. Для выбора и дискриминации МПФС-кандидатов могут использоваться различные методы - корреляционного сжатия, регрессионного анализа, определения доверительных интервалов и т.д. [7, 32, 45, 64, 79, 87, 89, 112, 149, 222, 273].

### 1.8. Анализ и характеристики кривых изменения давления для различных типов фильтрационных потоков. Диагностический билогарифмический график

Неустановившаяся фильтрация пластовых флюидов к вертикальным и горизонтальным скважинам в реальных пластах может происходить по сложным пространственным траекториям движения. При приближенном математическом моделировании сложных течений - создании теоретических МПФС и их последующего исследования и анализа методами подземной гидромеханики - используется приближенный прием замены сложных траекторий течения простыми одномерными фильтрационными потоками и их комбинациями (см. рис. 1.5).

Так, например, рассмотрим скважину с одной вертикальной трещиной, работающую с

постоянным дебитом  $q$  в бесконечном однородном, изотропном горизонтальном пласте с постоянными параметрами ( $r_c$ ,  $k$ ,  $\phi$ ,  $m$ ,  $C_t$ ,  $h$ ) и начальным пластовым давлением  $P_{пл}$  в условиях линейной теории упругого режима фильтрации.

Вертикальная трещина вскрывает пласт на всю толщину  $h$  и характеризуется параметрами - ширина (раскрытие) трещины  $5t$ , длина трещины  $2 X_t$ , проницаемость  $P_t$ , пористость  $\phi_t$ , сжимаемость  $C_{tT}$  (см. рис 1.5).

Неустановившийся процесс изменения давления после пуска скважины с вертикальной трещиной приближенно представляется как последовательная смена во времени нескольких типов течения:

1) линейный поток внутри вертикальной трещины большой (бесконечной) проводимости к скважине (см. рис. 1.5, б) или однородный линейный фильтрационный поток (ЛФП) в пласте к вертикальной трещине с ограниченной (малой) проводимостью (см. рис. 1.5, в);

2) билинейный фильтрационный поток, когда одновременно во времени проявляются оба вышеперечисленные типа ЛФП - несжимаемый ЛФП в трещине и упругий ЛФП в пласте (см. рис. 1.5, г);

3) в более поздние моменты времени, после некоторого переходного потока в пласте, проявится псевдорadiaльный фильтрационный поток (см. рис. 1.5, е).

К числу простейших одномерных фильтрационных потоков относятся потоки, в которых скорость фильтрации, давление и другие параметры являются функциями времени и только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока (предполагается, что траектории движения флюидов совпадают с линиями тока в пласте), и удовлетворяющие основному дифференциальному уравнению линейной теории упругого режима фильтрации (см. «Номенклатуру основных символов...»):

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{j}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1)$$

или (1) в безразмерной форме -

$$\frac{\partial^2 P_6}{\partial r_6^2} + \frac{j}{r_6} \frac{\partial P_6}{\partial r_6} = \frac{\partial P_6}{\partial t_6} \quad (1.117)$$

В теории упругого режима фильтрации такие простейшие одномерные фильтрационные потоки могут характеризоваться коэффициентом  $j$  в (1), который определяет размерность пространства одного измерения [71].

Так,  $j = 0$  соответствует фильтрационному потоку в пространстве одного измерения - прямолинейно-параллельному (линейному) фильтрационному потоку (ЛФП).

Случай  $j = 1$  характеризует поток в пространстве двух измерений - плоскорadiaльный (радиальный) фильтрационный поток (РФП).

Вариант  $j = 2$  определяет поток в пространстве трех измерений - радиально-сферический (сферический) фильтрационный поток (СФП) (см. рис. 1.5).

Основные дифференциальные уравнения для создания теоретических МПФС для каждого из типов одномерных фильтрационных потоков на базе решения соответствующих прямых задач подземной гидромеханики имеют вид:

для ЛПФ –

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad \text{при } j = 0, \quad (1.118)$$

для РПФ –

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad \text{при } j = 1, \quad (1.119)$$

для СПФ –

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad \text{при } j = 2. \quad (1.120)$$

Аналогично могут быть составлены соответствующие дифференциальные уравнения в безразмерной форме на базе уравнения (1.117):

$$\frac{\partial^2 P_6}{\partial r_6^2} = \frac{\partial P_6}{\partial t_6} \quad (\text{для ЛПФ}), \quad (1.118a)$$

$$\frac{\partial^2 P_6}{\partial r_6^2} + \frac{1}{r_6} \frac{\partial P_6}{\partial r_6} = \frac{\partial P_6}{\partial t_6} \quad (\text{для РПФ}), \quad (1.119a)$$

$$\frac{\partial^2 P_6}{\partial r_6^2} + \frac{2}{r_6} \frac{\partial P_6}{\partial r_6} = \frac{\partial P_6}{\partial t_6} \quad (\text{для СПФ}). \quad (1.120a)$$

Решению прямых и обратных задач подземной гидромеханики для различных одномерных потоков, различных теоретических МПФС, их изучению и анализу в приложении к ГДИС посвящены многочисленные публикации, монографии и специальные обзоры отечественных и зарубежных исследователей [3, 5, 7, 9, 22, 70, 71, 92, 95 и др.], где приведена обширная библиография по этой теме.

Представляется целесообразным рассмотреть и проанализировать основные особенности теоретических МПФС и их характерные, диагностические признаки для простейших одномерных фильтрационных потоков с целью их использования для описания сложных пространственных фильтрационных потоков в реальных пластах.

Неустановившиеся процессы перераспределения давления после пуска-остановок скважин (источников-стоков) с постоянным дебитом в условиях простейших одномерных потоков при упругом режиме описываются с помощью основных расчетных формул (ОРФ), как это было показано ранее, в концептуальном плане на примере плоскорадиального фильтрационного потока (РФП).

### Два типа линейного фильтрационного потока (см. рис. 1.5)

I тип. ЛФП имеет место при фильтрации к прямолинейной вертикальной трещине или прямолинейной галерее (горизонтальной скважине). В простейшей постановке КПД-КВД в полубесконечном, горизонтальном, однородном по параметрам пласте толщиной  $h$  и начальным пластовым давлением  $P_{плнач}$  <sup>Поспе</sup> пуска (остановки) скважины (прямолинейной галереи шириной  $B$ ) с постоянным, равномерно распределенным по площади фильтрации дебитом  $q$  или, которая до остановки работала на установившемся режиме, описывается следующей ОРФ. (Подробное аналитическое решение уравнения (1.118), теоретический анализ сформулированной задачи различными методами и обширная библиография приводятся, например в [3, 5, 7, 49, 50, 129, 168, 209 и др.] и на рис. 1.5, в.).

Эта ОРФ ЛФП имеет вид:

$$\Delta P_c(t) = P_{пл} - P_c(t) = \frac{2q\mu}{Bkh} \sqrt{\alpha t} \operatorname{ierfc} \left( \sqrt{\frac{x^2}{4\alpha t}} \right), \quad (1.121)$$

где

$$\operatorname{ierfc}(\xi) = \int_{\xi}^{\infty} \operatorname{erfc}(u) du = \frac{1}{\sqrt{\pi}} e^{-\xi^2} - \xi^2 \operatorname{erfc}(\xi), \quad (1.122)$$

$$\operatorname{erfc}(\xi) = 1 - \operatorname{erf}(\xi) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_{\xi}^{\infty} e^{-u^2} du. \quad (1.123)$$

Символами  $\operatorname{erf}(\xi)$ ,  $\operatorname{erfc}(\xi)$  и  $\operatorname{ierfc}(\xi)$  обозначены функция ошибок, дополнительная функция ошибок и кратная интегральная дополнительная функция ошибок соответственно. Определения, графики и свойства этих функций приведены, например, в [71].

Так, для малых значений  $\xi = \sqrt{\frac{x^2}{4\alpha t}}$  и  $x$  ( $t \ll \tau < 0,1$ )

функция  $\operatorname{ierfc}(\xi)$  представляется в виде рядов функций, входящих в правую часть равенства (1.122), из которых предельное асимптотическое соотношение для  $x = 0$  (на стенке галереи, трещины) определяет

$$\operatorname{ierfc}(0) = \frac{1}{\sqrt{\pi}}. \quad (1.124)$$

Тогда ОРФ (1.121) для КПД с учетом соотношения (1.124) представляется в виде

$$\Delta P_c(t) = P_{пл,нач} - P_c(t) = \frac{2q\mu}{Bkh} \sqrt{\frac{\alpha t}{\pi}} = i_0 t^{0.5}. \quad (1.125)$$

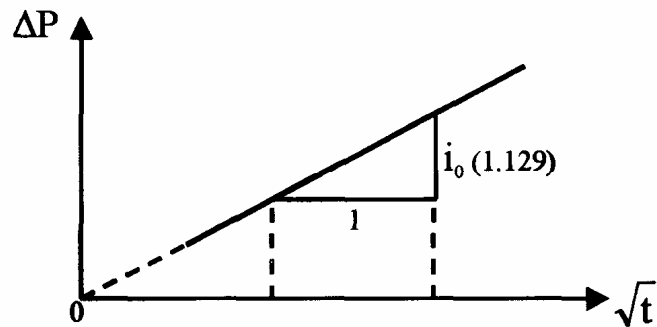


Рис. 1.22. Теоретический характеристический график КПД МПФС линейного фильтрационного потока

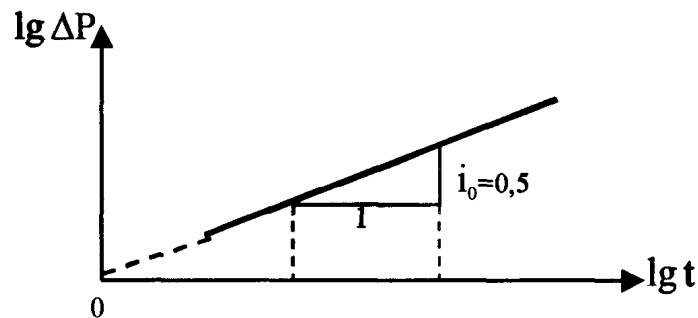


Рис. 1.23. Билогарифмический теоретический диагностический график КПД МПФС ЛФП

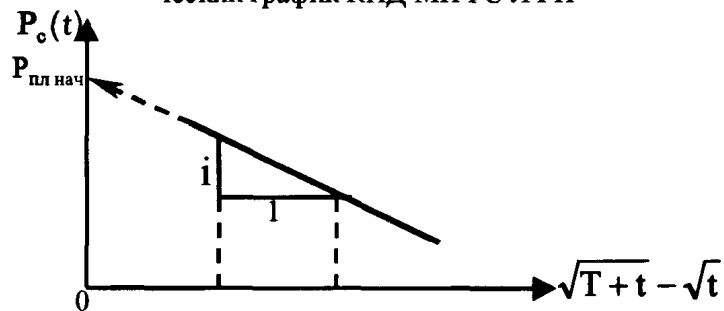


Рис. 1.24. Идеализированный характеристический график КВД МПФС ЛФП в координатах Хорнера

Выражая ширину галереи – длину трещины  $B$  в уравнении (1.125) через половину длины трещины (см. рис. 1.5,  $z$ )

$$B = 2x_T \quad (1.126)$$

и полагая

$$t_{\delta T} = t_{\delta} \left( \frac{r_c}{x_T} \right)^2, \quad (1.127')$$

ОРФ (1.125) в безразмерной форме с учетом обозначений (3), (4) из «Номенклатуры основных символов...» и (1.126), (1.127') представится в виде

$$P_{\delta} = \sqrt{\pi t_{\delta T}}. \quad (1.128)$$

Из анализа уравнений (1.125) и (1.128) – ОРФ линейного фильтрационного потока – следует, что график функции  $\Delta P = \Delta P(t)$  в координатах  $[\sqrt{t}, \Delta P_c(t)]$  представляет собой характеристический прямолинейный график, который выходит из начала координат и имеет уклон, равный (рис. 1.22):

$$i_0 = \frac{2q\mu}{Bkh} \sqrt{\frac{\alpha}{\pi}} = \frac{q\mu}{x_T kh} \sqrt{\frac{\alpha}{\pi}}. \quad (1.129)$$

Логарифмируя обе части уравнения (1.125), получим

$$\lg \Delta P = \lg \frac{2q\mu}{Bkh} \sqrt{\frac{\alpha}{\pi}} + 0,5 \lg t, \quad (1.130)$$

т.е. график КПД в билогарифмических координатах  $[\lg t, \lg \Delta P]$  представится прямолинейным графиком (рис. 1.23) с уклоном

$$i_0 = 0,5. \quad (1.131)$$

Это – диагностический билогарифмический график. Для КВД в случае ЛФП, когда перед остановкой прямолинейная галерея работала с постоянным дебитом  $q$  в течение

времени  $T$ , ОРФ, описывающая перераспределение давления после остановки и полученная методом суперпозиции уравнения (1.125), имеет вид:

$$\Delta P_c(t) = P_{\text{пл}_{\text{нач}}} - P_c(t) = P_c(t) - P_c(t) = \frac{2q\mu}{Bkh} \sqrt{\frac{\alpha}{\pi}} (\sqrt{T+t} - \sqrt{t}). \quad (1.132)$$

Если  $T \gg t$  и полагая  $P_c(0) = P_c(T)$  в момент остановки, то КВД ЛФП приближенно описывается

$$\Delta P_c(t) \cong P_c(t) - P_c(T) \cong i_0 \sqrt{t}. \quad (1.133)$$

График КВД ЛФП, согласно (1.132), в координатах  $\left[ (\sqrt{T+t} - \sqrt{t}), \Delta P_c(t) \right]$  представляется прямой линией с уклоном  $i_0$  (1.129) и отрезком, отсекаемым на оси ординат, который определяет  $P_{\text{пл}_{\text{нач}}}$  (рис 1.24). Этот график является характеристическим для ЛФП в случае КВД. График КВД в координатах  $\left[ (\sqrt{T+t} - \sqrt{t}), \Delta P_c(t) \right]$  иногда называют графиком ЛФП в координатах Хорнера. Начальные участки КВД-КВД на рис. 1.22–1.24 показаны пунктиром, т.к. они могут искажаться влиянием ствола скважины и скин-фактором.

Уравнение (1.128) получено из (1.121) при условии  $t_{6\tau} < 0,1$ , т.е. оно справедливо в очень короткие начальные моменты времени, в течение которых имеет место ЛФП из пласта в вертикальную трещину. Конец этого периода времени определяется [118, 129]

$$t_{6\tau_{кI}} = 0,16. \quad (1.134)$$

Если на фактическом характеристическом графике КВД-КВД этого типа ЛФП удастся выделить прямолинейный график в самые начальные моменты времени и определить время окончания этого участка  $t_{кЛФП}$ , то представляется возможным оценка параметров пласта [3, 7, 9, 103, 118, 129].

II тип ЛФП рассматривается как поток внутри вертикальной трещины (рис. 1.5, б) бесконечной проводимости к скважине (Infinite Conductivity Vertical Fracture) [3, 7, 9, 103, 118, 129 и др.].

ОРФ этого типа ЛФП в безразмерной форме выражается формулой:

$$P_{6\tau} = \frac{1}{2} \sqrt{\pi t_{6\tau}} \left[ \operatorname{erf} \left( \frac{0,134}{\sqrt{t_{6\tau}}} \right) + \operatorname{erf} \left( \frac{0,866}{\sqrt{t_{6\tau}}} \right) \right] - 0,067 \operatorname{Ei} \left( \frac{0,018}{t_{6\tau}} \right) - 0,433 \operatorname{Ei} \left( -\frac{0,750}{t_6} \right). \quad (1.135')$$

При  $t_{6\tau} < 0,01$  это соотношение (1.135') с погрешностью менее 1% аппроксимируется уравнением (1.128)

$$P_{6\tau} = \sqrt{\pi t_{6\tau}}, \quad (1.128)$$

следовательно, и для этого типа ЛФП в трещине к скважине справедливы замечания и анализ с использованием характеристического и диагностического билогарифмического графиков для оценки параметров ЛФП.

Анализ безразмерных универсальных кривых, построенных по соотношению (1.135'), позволил выделить время конца этого типа ЛФП [103, 129]:

$$t_{6\tau_{кII}} = 0,016. \quad (1.136')$$

Как и в предыдущем типе ЛФП, если на фактическом характеристическом графике изменения давления выделить прямолинейный участок и определить фактическое время его окончания  $t_{кЛФП}$ , то возможна оценка параметров этого ЛФП.

Таким образом, диагностическими признаками ЛФП в «бесконечном» пласте являются:

- 1) прямолинейный график КПД–КВД с уклоном 0,5 на диагностическом графике;
- 2) прямолинейный график КПД на характеристическом графике в координатах  $[\sqrt{t}, \Delta P_c(t)]$ , уклон которого зависит от параметров пласта;
- 3) прямолинейный график КВД на характеристическом графике в координатах Хорнера для ЛФП, по которому возможны оценка пластового давления  $P_{пл}$  и оценка параметров пласта.

Необходимо отметить, что в опубликованных работах исследованы и более сложные МПФ ЛПФ – в неоднородных пластах ( $k_x \neq k_y \neq k_z$ ), в открытых и замкнутых пластах, с учетом влияния ствола скважины и скин-фактора и др., часть которых приводится в библиографии [7, 8, 9, 35, 63 и др.].

### **Билинейный фильтрационный поток** (см. рис. 5)

БЛФП к скважине, схематически изображенный на рис. 1.5, г, представляет собой сложный поток, состоящий из одновременного проявления двух линейных фильтрационных потоков. Первый ЛФП - линейный к скважине внутри вертикальной трещины проницаемости  $k_u$  и раскрытия  $5t$ , половины длины  $X_t$ , полностью вскрывающей пласт толщиной  $h$ . Второй - линейный в бесконечном однородном изотропном горизонтальном пласте толщиной  $h$  и проницаемостью  $k$  при линейном упругом режиме (рассмотренном ранее). Исследованию БЛФП в подобной простейшей постановке и для более сложных МПФС посвящены многочисленные публикации, например [3, 7, 9, 118, 129, 260 и др.], в которых приведена соответствующая библиография.

Так, безразмерное забойное давление в скважине для БЛФП - основная расчетная формула (решение прямой задачи ПГ при сформулированных выше условиях) определяется формулой



$$P_{c6} = \frac{\pi}{\Gamma(1,25)\sqrt{(k_T\delta_T)_6}} \sqrt[4]{t_{6T}} = \frac{2,45}{\sqrt{(k_T\delta_T)_6}} t_{6T}^{\frac{1}{4}}, \quad (1.134)$$

где

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} u^{x-1} e^{-u} du - \quad (1.135)$$

символ Гамма функции

Графики и свойства  $\Gamma(x)$  приведены, например, в [71]:

$$- (k_T\delta_T)_6 = \frac{k_T\delta_T}{k x_T}; \quad (1.136)$$

$$- t_6 = \frac{\alpha t}{x_T^2}; \quad (1.137)$$

$$- \alpha_{T6} = \frac{\alpha_T}{\alpha}; \quad (1.138)$$

$$- P_{c6} = \frac{2\pi kh}{q\mu} [P_{плнач} - P_c(t)] = \frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta P_c(t). \quad (1.139)$$

С учетом обозначений (1.135) – (1.139) ОРФ (1.134) в размерной форме запишется в виде

$$\Delta P_c(t) = C_1 \sqrt[4]{t}, \quad (1.140)$$

где  $C_1$  - постоянный коэффициент, зависящий от параметров пласта и трещины.

Из анализа последнего следует, что график функции (1.140) в координатах  $[\sqrt[4]{t}, \Delta P_c(t)]$  представляется прямолинейным графиком, выходящим из начала координат с уклоном, равным  $C_1$  (рис. 1.25). Этот график является характеристическим для БЛФП с соответствующими диагностическими признаками (наличием прямолинейного участка).

Логарифмируя обе части уравнения (1.140), получают

$$\lg \Delta P_c(t) = \lg C_1 + \frac{1}{4} \lg t. \quad (1.141)$$

График функции (1.141) в билогарифмических координатах  $[\lg t, \lg \Delta P_c(t)]$  – диагностический график (рис. 1.26) – представляется прямолинейным графиком с уклоном

$$i_{\text{БЛФП}} = 0,25 \quad (1.142)$$

и отсекающим на оси ординат отрезок  $\lg C_1$ . Необходимо отметить, что начальные участки соответствующих фактических графиков могут искажаться влиянием ствола скважины, скин-фактора и др. Условие (1.142) является диагностическим признаком БЛФП.

Анализ безразмерных универсальных графиков ЛФП и БЛФП для различной проводимости вертикальных и горизонтальных трещин и различных МПФС (в том числе и для горизонтальных скважин), проведенный в многочисленных исследованиях, выявил ряд особенностей [3, 7, 9, 70, 71, 78, 103, 118, 129, 141, 148, 209 и др.].

Так, вид и конфигурация графиков функции (1.134) в координатах  $[\sqrt[4]{t_{c6}}, P_{c6}]$  зависят от различных значений безразмерной проводимости трещины  $(k_T \delta_T)_{c6}$  [118].

Анализ этих универсальных безразмерных графиков показал, что БЛФП проявляется при ограниченной про-

водимости и малой упругоэластичности трещины:

$$C_{D\tau} = \frac{\delta_T \phi_T C_{t\tau}}{\pi x_T \phi C_T}. \quad (1.143')$$

Безразмерное время конца прямолинейного участка графика приближенно определяется:

$$t_{D\text{КЭЛ}} \cong \frac{0,1}{(k_T \delta_T)_D^2}, \quad \text{для } (k_T \delta_T)_D \geq 3 \quad (1.144')$$

$$t_{D\text{КЭЛ}} \cong 0,0205 [(k_T \delta_T)_D - 1,5]^{-1,53}, \quad \text{для } 1,6 \leq (k_T \delta_T)_D \leq 3 \quad (1.145')$$

$$t_{D\text{КЭЛ}} \cong \left[ \frac{4,55}{\sqrt{(k_T \delta_T)_D}} - 2,5 \right]^{-4}, \quad \text{для } (k_T \delta_T)_D \leq 1,6 \quad (1.146')$$

ОРФ (1.134) в размерной форме представляется в виде

$$\Delta P = \frac{44,1 q \mu}{h (k_T \delta_T)^{0,5} (\phi \mu C_t k)^{0,25}} t^{0,25}. \quad (1.147')$$

Уклон графика изменения давления на характеристическом графике (см. рис. 1.25) определяется из сопоставления уравнений (1.140) и (1.147'):

$$i = C_1 = \frac{44,1 q \mu}{h (k_T \delta_T)^{0,5} (\phi \mu C_t k)^{0,25}}. \quad (1.148')$$

Построив фактический график изменения давления в координатах  $[\sqrt[4]{t}, \Delta P_c(t)]$  и билогарифмических координатах диагностического графика и убедившись в наличии ДП БЛФП, представляется возможным определить уклон  $i = C_1$  (1.148') и по нему оценить параметр (при известных  $C_t$ ,  $\phi$ ,  $k$ ,  $\mu$ ):

$$h (k_T \delta_T)^{0,5} = \frac{44,1 q \mu}{C_1 (\phi \mu C_t k)^{0,25}}. \quad (1.149')$$

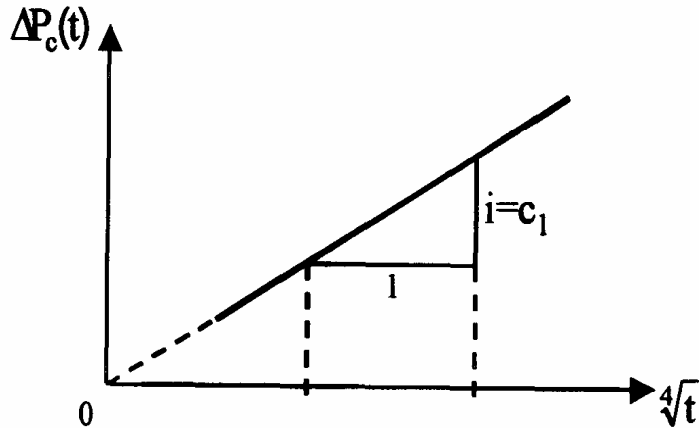


Рис. 1.25. Идеализированный характеристический график КПД МПФС билинейного фильтрационного потока

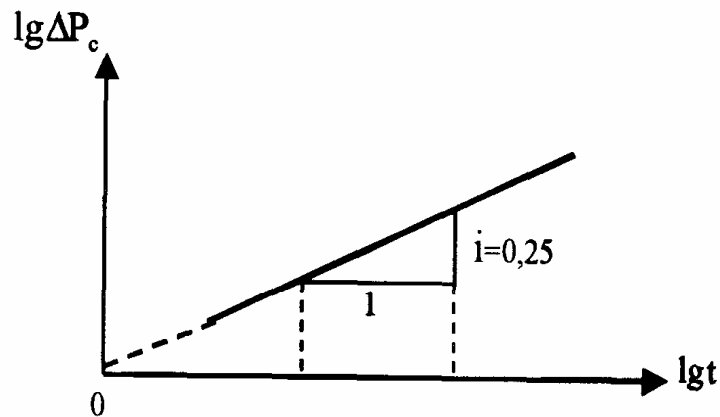


Рис. 1.26. Билогарифмический диагностический график КПД теоретической МПФС БЛФП

Используя уравнение (1.134) и условия безразмерного времени конца билинейного течения (1.144') – (1.146'), оценивают безразмерное понижение давления. Например, для  $(k_T \delta_T) \geq 3$

$$(P_{c_D})_{к_{БЛФП}} = \frac{1,38}{(k_T \delta_T)_D} \quad (1.150')$$

Далее,

$$(k_T \delta_T)_D = \frac{1,38}{(P_{c_D})_{к_{БЛФП}}} \quad (1.151')$$

В свою очередь значение  $(P_{c_D})_{к_{БЛФП}}$  – безразмерное давление в конце периода БЛФП – рассчитывают по уравнению (1.139), а размерный перепад давления в конце БЛФП –  $(\Delta P_c)_{к_{БЛФП}}$  находят по графику в координатах  $[\sqrt[4]{t}, \Delta P_c(t)]$ . Подставляя найденное значение  $(\Delta P_c)_{к_{БЛФП}}$  в (1.139) при известном параметре  $\frac{2\pi kh}{q\mu}$ , находят  $(P_{c_D})$  и затем оценивают по (1.151'): параметр  $(k_T \delta_T)_D$  и далее  $(k_T \delta_T)$ , используя (1.136).

Сопоставление оцененных значений  $(k_T \delta_T)$  со значениями, найденными другими способами обработки (например, сопоставляя с универсальными графиками, наложением, с использованием производных давления и т.д.), и их анализ позволят более точно интерпретировать результаты оценки параметров пласта и типа МПФС, типа фильтрационного потока.

## Плоскорадиальный фильпратионный поток (см. рис. 1.5)

РФП схематически представлен на рис. 1.5, д. Его основная расчетная формула представляет собой решение соответствующей прямой задачи подземной гидромеханики для линейной теории упругого режима фильтрации (1.119). Основная формула теории упругого режима фильтрации приближенно имеет вид: в размерной форме для КПД -(1.28) или в безразмерной форме (с учетом влияния ствола скважины и  $S$ ) - (1.28'a).

Для КПД соответствующие приближенные ОРФ в координатах Хорнера представляются формулами (1.36) и (1.36')

Характеристическим графиком РФП служит его полулогарифмическая анаморфоза в координатах  $[\lg t, \Delta P_c(t)]$  или  $\left[ \lg \frac{T+t}{t}, \Delta P_c(t) \right]$  и диагностическим признаком является наличие прямолинейного участка этих графиков (см. рис. 1.10 и 1.12).

Универсальный билигарифмический диагностический график зависимости безразмерного давления от безразмерного времени построен на основании точного решения основной задачи теории линейного упругого режима фильтрации для РФП в виде [159] (1.100').

Анализ универсального билигарифмического диагностического графика, построенного по зависимости (1.100') (схематично представленного на рис. 1.19) в координатах  $[\lg t_D, P_D]$  для фиксированных значений  $C_D$ , позволяет выявить диагностический признак РФП следующим образом [159].

Начальный участок этого универсального графика

(для  $C_D = \text{const}$ ) представляет собой прямолинейный график с уклоном  $i = 1$  (1.101'), характеризующим влияние ствола скважины. Время  $t_i$  окончания этого прямолинейного участка с  $i = 1$  определяется из соотношения

$$\frac{t_D}{C_D} = \alpha \ln [3\alpha C_D e^{2S}], \text{ при } C_D e^{2S} > 10^3, \quad (1.152')$$

где коэффициент  $\alpha$  может принимать значения  $\alpha = 0,01; 0,05$  и  $0,1$  для процентной разницы в 1%, 5% и 10% соответственно между точным решением (1.100') и приближенным решением (1.28'a).

Время  $t_{II}$  начала графика КПД для РФП (см. рис. 1.20) можно оценить, например, для случая  $S > 0$  (т.е. скважина с ухудшенной призабойной зоной пласта) и  $C_D e^{2S} > 10^{-3}$  из

$$t_D = C_D(60 + 3,5S). \quad (1.153')$$

Это условие соответствует т.н. «эмпирическому правилу 1,5 цикла», заключающемуся в том, что время начала РФП на этом диагностическом графике начинается спустя 1,5 цикла после

окончания периода влияния ствола скважины  $t_i$ . Именно начиная с этого момента времени  $t_p$  формула (1.28) становится справедливой, т.е. начинается РФП.

### **Радиально-сферический фильтруционный поток** (см. рис. 1.5)

СФП в наиболее общей форме описывается уравнением (1.120) и представляет собой поток, схематически изображенный на рис. 1.5, ж. В другом случае СФП может проявляться в горизонтальном пласте большой толщины  $h$ , в котором скважина вскрывает пласт в середине толщины на небольшом ограниченном интервале  $h_T = g_T$  (интервале перфорации, например), рассматриваемом как горизонтальная трещина (щель) с раскрытием  $g_T$  и радиуса  $r_c$ .

Изучению особенностей СФП при линейном упругом режиме посвящены работы [3, 7, 9, 50, 71, 122, 209, 245].

Исследование особенностей изменения давлений при СФП в случае МПФС с горизонтальной трещиной в однородном изотропном пласте в условиях линейного упругого режима фильтрации в большинстве работ сводилось к решению приближенной эквивалентной задачи РФП - к гидродинамически совершенной скважине с приведенным радиусом, в котором учитывались размеры трещины и ее проводимость. При этом оценивались границы применимости и погрешности расчетов изменений давления по полученным приближенным формулам [3, 7, 9, 129, 209].

При исследовании и анализе изменения давления при СФП в наиболее общей постановке в результате интегрирования уравнения (1.120) для случая однородного изотропного пласта была получена формула [71]:

$$\Delta P_{\text{СФП}} = \frac{q\mu}{4\pi kr} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{r^2}{4\alpha t}}. \quad (1.154)$$

Далее используется соотношение (1.123). Разложение показательной функции в ряд с последующим почленным интегрированием приводит к следующей формуле разложения функции ошибок  $\operatorname{erfc}(x)$ :

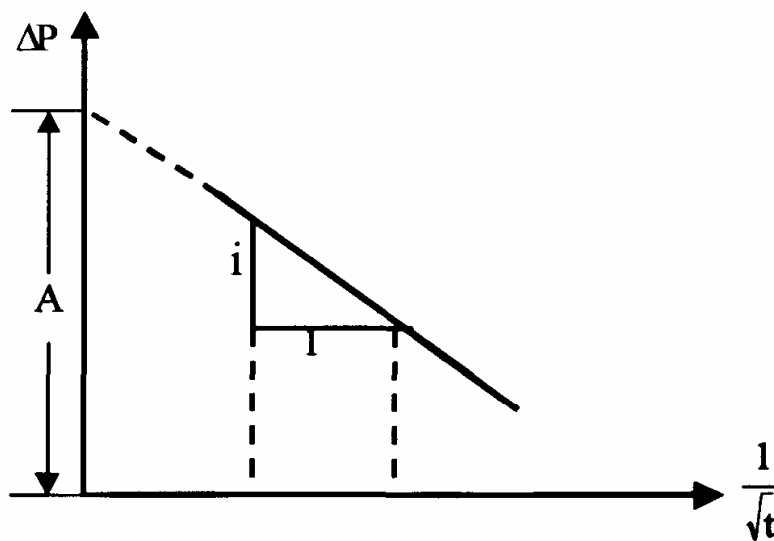
$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left( x - \frac{x^3}{1!3} + \frac{x^5}{2!5} - \frac{x^7}{3!7} \dots \right). \quad (1.155)$$

Для значений  $x = \sqrt{\frac{r^2}{4\alpha t}} < 0,1$ , ограничиваясь пер-

вым членом ряда (1.155), основная расчетная формула СФП (1.154) для КПД приближенно представляется в виде

$$\Delta P_{\text{СФП}} \cong \frac{q\mu}{4\pi k r} \left( 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{r^2}{4\alpha t}} \right) \cong \frac{q\mu}{4\pi k r} - \frac{q\mu}{4\pi k \sqrt{\pi \alpha}} \frac{1}{\sqrt{t}}. \quad (1.156)$$

График функции (1.156) – ОРФ изменения давления при СФП в координатах  $\left[ \frac{1}{\sqrt{t}}, \Delta P \right]$  – изображается прямолинейным графиком, что и является диагностическим признаком СФП, этот же график в указанных координатах служит характеристическим графиком для СФП (рис. 1.27).



**Рис. 1.27.** Идеализированный характеристический график изменения давления СФП

Уклон прямолинейной части рис. 1.27 составляет:

$$i_{\text{СФП}} = -\frac{q\mu}{4\pi k \sqrt{\pi \alpha}}, \quad (1.157)$$

отрезок, отсекаемый на оси ординат, –

$$A = \frac{q\mu}{4\pi kr} \quad (1.158)$$

ОРФ для случая КВД СФП с учетом принятых обозначений при  $\frac{r^2}{4\alpha t} < 0,1$  и  $T < t$  в [122] предложена в сферических координатах в виде

$$P(r, T + t) = P_{\text{пл.нач}} - \frac{q\mu}{4\pi^2 k \sqrt{\alpha}} \left[ \frac{1}{\sqrt{t}} - \frac{1}{\sqrt{T+t}} \right]. \quad (1.159)$$

Для случая анизотропного пласта с вертикальной и радиальной проницаемостью, соответственно  $k_z$  и  $k_r$ , ОРФ СФП в условиях линейной теории упругого режима в сферических координатах  $\left( r_{\text{сф}} = \sqrt{r^2 \frac{k_z}{k_r} + z^2} \right)$  в безразмерной форме предложена в виде [245]

$$P(1, z_D, t_D) = H_D \left( 1 - \frac{h_D}{2H_D} \sqrt{\frac{1}{\pi t_D}} \right) = H_D - \frac{h_D}{2\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{1}{t_D}}, \quad (1.160')$$

где

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (1.161')$$

Безразмерная длина открытого интервала скважины –

$$h_{rD} = \frac{h_r}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \quad (1.162')$$

Безразмерное вертикальное расстояние –

$$z_D = \frac{r}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \quad (1.163')$$

Безразмерная толщина –

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \quad (1.164')$$

Безразмерное раскрытие трещины –

$$H_D = \frac{h_r}{2r_{\text{сф}}} \quad (1.165')$$

Безразмерное время –

$$t_D = \frac{0,000264 k_r t}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad (1.166')$$

Соотношение (1.160') свидетельствует, что и для анизотропного пласта в рассмотренном случае безразмерное давление является линейной функцией от величины  $\frac{1}{\sqrt{t_D}}$ , и

график функции (1.160') в координатах  $\left[ \frac{1}{\sqrt{t_D}}, P_D \right]$  пред-

ставляется прямолинейным графиком с уклоном  $\frac{h_D}{2\sqrt{\pi}}$ .

ОРФ КВД для СФП предложена в виде

$$\frac{k_r h}{141,3 q \mu} (P_{\text{пл.нач}} - P_{\text{сф}}) = \frac{h_D}{2\sqrt{\pi}} \left[ \frac{1}{\sqrt{\Delta t_D}} - \frac{1}{\sqrt{(t_p + \Delta t)_D}} \right]. \quad (1.167')$$

График этой функции (1.167') в координатах  $\left[ \frac{1}{\sqrt{\Delta t_D}} - \frac{1}{\sqrt{(t_p + \Delta t)_D}}; P_D \right]$  представляется прямой линией с

$\frac{h_D}{2\sqrt{\pi}}$  уклоном - и является характеристическим для КВД СФП.

В обобщенной безразмерной форме зависимость безразмерного давления от безразмерного времени для СФП выражается формулой:

$$P_D = C_2 t_D^{-0.5}, \quad (1.168')$$

где  $C_2$  - постоянный коэффициент, зависящий от параметров анизотропии пласта и геометрических размеров трещины и пласта.

### 1.9. Производные давления и их использование при анализе данных исследования скважин

Наиболее простые и широко распространенные, так называемые традиционные методы изучения и анализа данных ГДИС на неустановившихся режимах по КПД-КВД (методы без учета притока - полулогарифмической анаморфозы, Хорнера, характеристических графиков и диагностических билогарифмических графиков, методы с учетом притока и др.) основаны на использовании функциональной зависимости изменения давления от времени - основных расчетных формулах: (ОРФ)  $P = P(t)$  и  $P_g = P_g(t_g)$ .

Вместе с тем в основное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима (1) (см. «Номенклатуру основных символов...») входит производная давление  $\frac{\partial P}{\partial t}$  по времени  $t$ , которая физически характеризует скорость изменения давления во времени.

Однако механические глубинные манометры из-за своей невысокой чувствительности не позволяют измерять темп изменения давления во времени. Это ограничивает традиционный анализ данных ГДИС только с использованием поведения изменения давления.

В середине 80-х годов в нефтегазовой промышленности появились высокоточные электронные глубинные манометры с пьезокварцевыми датчиками, так называемые «электронные глубинные манометры второго поколения» [95, 123, 135, 248 и др.], которые позволили резко повысить качество (точность) промысловых КВД-КПД, когда стало возможным измерение скорости изменения давления во времени. Применение этих высокоточных глубинных манометров позволяло вычислять и строить графики производные давления для фактических КВД-КПД снятых на скважинах.

Все это привело к мысли использовать производные давления фактических кривых  $P'$  для анализа, интерпретации промысловых КВД-КПД, т.е. как бы «расщепить» теоретическую и фактическую КВД и к ним добавить соответствующие кривые производных давления -  $P_c = P_c(t)$  и  $P_c' = P_c'(t)$ .

Таким образом, при анализе и интерпретации, при решении обратной задачи исследуется и сопоставляется поведение пласта и теоретических МПФС с помощью четырех уравнений, а не двух, как при обычных традиционных методах обработки данных ГДИС.

В 1983 г группа французских специалистов фирмы "Flopetrol-Johnston" во главе с Bourdet с соавторами опубликовали серию статей, где предложили использовать производную давления для анализа КПД-КВД как весьма чувствительное и мощное средство [95, 96]. Техника использования производной давления впоследствии была усовершенствована самими авторами [97] и другими исследователями для различных МПФС [134, 138, 150].

Так, в [97] предлагалось использовать ранее установленные приближенные зависимости безразмерного давления от безразмерного времени для периодов влияния ствола скважины и для периода радиального течения [159] соответственно в виде

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}, \quad (1.102')$$

$$P_D = \frac{1}{2} \left[ \ln \frac{t_D}{C_D} + 0,8097 + \ln C_D e^{2s} \right]. \quad (1.103')$$

Для дальнейшего анализа предлагалось использовать так называемую логарифмическую производную [23]. Она применяется, например, когда имеется сложная функция  $[P_g = P_g(t_g)]$  и когда легче найти производную от логарифма, чем саму функцию. Так, логарифмическая производная (ЛПД) определяется логарифмическим дифференцированием по соотношению:



$$(\ln y)' = \frac{y'}{y}. \quad (1.169)$$

Тогда логарифмическая производная функции  $P_6 \equiv P_6(t_6)$  может быть записана так:

$$\frac{\partial P_6}{\partial \ln t_6} = t_6 \frac{\partial P_6}{\partial t_6}. \quad (1.170)$$

Запишем приближенные ОРФ для простейших типов фильтрационных потоков ОРФ –  $P_6 = P_6(t_6)$ , которые выражают наиболее характерные особенности соответствующих потоков (1.128), (1.134), (1.156) и для ПРФП:

$$P_6 = 2t_6 + \ln r_6 - 0,75. \quad (1.171)$$

Псевдорadiaльный фильтрационный поток (см. рис. 1.5, е) может наблюдаться в самые поздние моменты времени, после пуска в работу скважины с постоянным дебитом  $q$  в центре кругового (замкнутого, закрытого) однородного пласта, и является псевдоустановившимся (равномерно-неустановившимся или квазиустановившимся), неустановившимся фильтрационным потоком. Псевдоустановившийся ПРФП характеризуется линейным изменением давления во времени [70, 71, 129], описываемым приближенным уравнением (1.171).

Уравнения (1.102'), (1.128), (1.134), (1.156) и (1.171) в обобщенной форме можно представить;

$$P_6 = ct_6^n + A, \quad (1.172)$$

где

$c$  и  $A$  – некоторые постоянные параметры каждого типа простейшего фильтрационного потока;  
 $n$  – показатель степени безразмерного времени  
 $(n = 1,0; 0,5; 0,25; (-0,5) \text{ и } 1,0$  – соответственно для периодов влияния ствола скважины (ВСС), ЛФП, БЛФП, СФП и ПРФП).

Для уравнения (1.172):

$$\frac{\partial P_6}{\partial \ln t_6} = t_6 \frac{\partial (ct_6^n)}{\partial t_6} = t_6 c n t_6^{n-1}. \quad (1.173)$$

Обозначая ЛПД –

$$\frac{\partial P_6}{\partial \ln t_6} = t_6 \frac{\partial P_6}{\partial t_6} \equiv \Delta P'_6 - \quad (1.174a)$$

различных типов одномерных фильтрационных потоков, из (1.173) и ОРФ находят соответствующие ЛПД для:

$$\text{периода ВСС, при } n=1,0, \quad \Delta P'_6 = t_6/c_6; \quad (1.174)$$

$$\text{ЛФП, при } n=0,5, \quad \Delta P'_6 = 0,5ct_6^{0,5}; \quad (1.175)$$

$$\text{БЛФП, при } n=0,25, \quad \Delta P'_6 = 0,25ct_6^{0,25}; \quad (1.176)$$

$$\text{СФП, при } n=-0,5, \quad \Delta P'_6 = -0,5ct_6^{-0,5}; \quad (1.177)$$

$$\text{РФП, при (1.103'), } \Delta P'_6 = \frac{1}{2}; \quad (1.178)$$

$$\text{ПРФП, при } n=1,0, \quad \Delta P'_6 = 2t_6. \quad (1.179)$$

Логарифмируя обе части уравнений (1.174)–(1.179) с учетом (1.173), получают:

$$\text{ВСС} - \lg \Delta P'_6 = \lg \frac{t_6}{c_6}; \quad (1.180)$$

$$\text{ЛФП} - \lg \Delta P'_6 = \lg 0,5c + 0,5 \lg t_6; \quad (1.181)$$

$$\text{БЛФП} - \lg \Delta P'_6 = \lg 0,25c + 0,25 \lg t_6; \quad (1.182)$$

$$\text{СФП} - \lg \Delta P'_6 = \lg(-0,5c) - 0,5 \lg t_6; \quad (1.183)$$

$$\text{РФП} - \lg \Delta P'_6 = \lg \frac{1}{2}; \quad (1.184)$$

$$\text{ПРФП} - \lg \Delta P'_6 = \lg t_6 + \lg 2. \quad (1.185)$$

Если в билогарифмических диагностических координатах  $\left[ \lg t_6, \lg \left( \frac{\partial P_6}{\partial \ln t_6} \right) \right]$  нанести соответствующие кривые простейших одномерных фильтрационных потоков по зависимостям (1.180)–(1.185), то все эти графики представятся характерными прямолинейными графиками (рис. 1.28.) с соответствующими уклонами:

для ВСС – (1.180) график выходит из начала координат

$$i_{\text{ВСС}} = 1,0, \quad (1.186)$$

т.е. совпадает с графиком  $\lg \Delta P_6 = \lg \Delta P_6(t_6)$  (см. рис. 1.19), для ЛФП – (1.181)

$$i_{\text{ЛФП}} = 0,5, \quad (1.187)$$

и отрезком, отсекаемым на оси ординат, для БЛФП – (1.182)

$$i_{\text{БЛФП}} = 0,25; \quad (1.188)$$

для СФП – (1.183)

$$i_{\text{СФП}} = -0,5; \quad (1.189)$$

для РФП – (1.184)

$$i_{\text{РФП}} = 0; \quad (1.190)$$

Для ПРФП – (1.185)

$$i_{\text{ПРФП}} = 1,0 \quad (1.191)$$

в поздние моменты времени.

Эти признаки – диагностические простейших одномерных потоков – построены на основании приближенных аналитических зависимостей, полученных теоретическим путем.

Билогарифмический теоретический универсальный график (см. рис. 1.28) предлагается использовать для идентификации элементов реальных фильтрационных потоков, сопоставляя его с трансформированным, фактическим, билогарифмическим графиком КПД–КВД путем их сравнения взаимным наложением. При этом рассматривать теоретический график следует как своеобразный транспортно-идентификатор – анализатор. Аналогичный идентификатор режимов течения предложен, например, в [136]. Используя принцип суперпозиции, разработаны и предложены теоретические диагностические совмещенные графики  $\lg P_6 = P_6(\lg t_6)$  и  $\lg \Delta P'_6 = \Delta P_6(\lg t_6)$  в билогарифмических координатах для многих типов МПФС (РФП в бесконечном

пласте, в пласте с двойной пористостью, для пластов с непроницаемой внешней границей, для БЛФП, для скважин, гидродинамически несовершенных - с различного рода трещинами, для случая пуска скважины с постоянным противодействием, для реагирующих скважин в различных МПФС, газовых скважин и т.д.) [6, 7, 26, 28, 29, 70, 71, 74, 76, 78, 81, 83, 88, 94, 95, 98 и др.].

Подобные палетки и графики нашли широкое применение в зарубежной практике ГДИС. Схематическое представление универсальной палетки диагностических билогарифмических графиков безразмерных давлений и производных во времени для однородного бесконечного пласта представлено на рис. 1.29.

Для анализа фактических данных КПД-КВД с целью идентификации одномерных фильтрационных потоков и последующего определения их характеристик и параметров, необходимо обработать полученные фактические КПД-КВД и построить по ним графики логарифмических производных давления  $\Delta P'$  и билогарифмический диагностический в координатах  $[\lg t, \lg \Delta P']$ . Для этого возможны несколько вариантов как графического, так и численного дифференцирования фактических данных [97, 136].

В простейшем случае приближенное вычисление производных давления производится по следующим соотношениям.

**Для КПД** представляется в виде

$$\Delta P_c(t) = P_{нач} - P_c(t) = \Delta P_c(\ln t). \quad (1.192)$$

Логарифмическая производная давления в  $i$ -той точке определяется:

$$\left( \frac{d\Delta P_c(t)}{d \ln t} \right)_i = \frac{P_c(t_{i+1}) - P_c(t_{i-1})}{\ln(t_{i+1}) - \ln(t_{i-1})}. \quad (1.193)$$

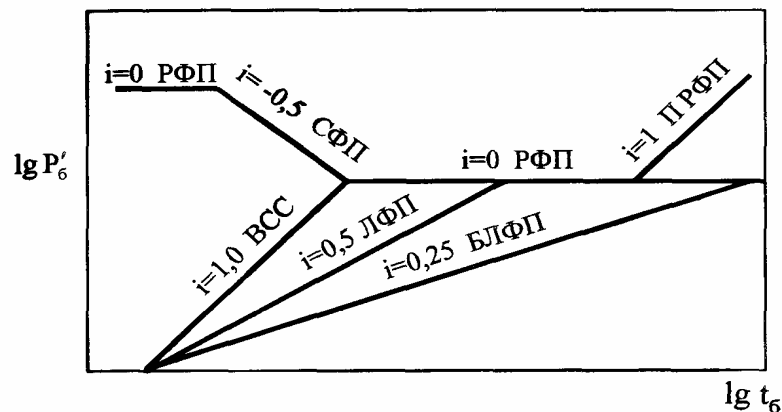


Рис. 1.28. Теоретические диагностические признаки идентификации одномерных фильтрационных потоков

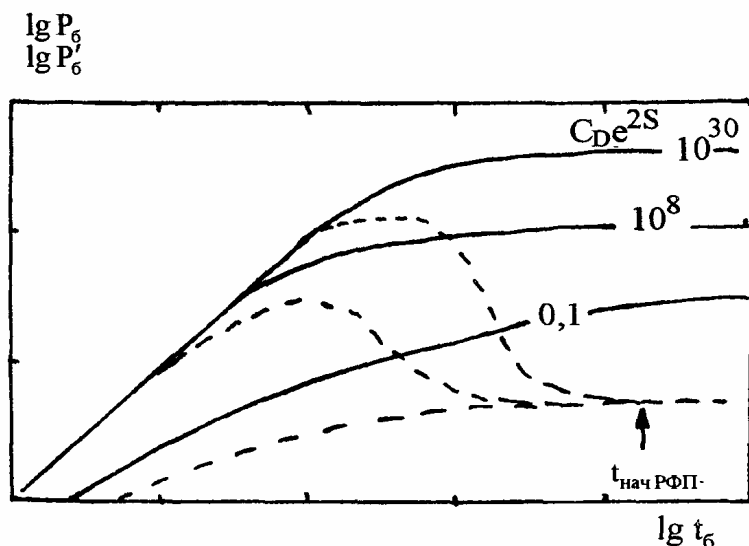


Рис. 1.29. Схематическое представление универсальной палетки

**Для КВД** представляется в виде

$$\Delta P_c(t) = P_c(t) - P_c(T) = \Delta P_c \left( \ln \frac{t}{T+t} \right). \quad (1.194)$$

Соответствующая логарифмическая производная давления в  $i$ -той точке, с учетом времени суперпозиции, будет:

$$\tau_i = \ln \frac{t_i}{T+t_i}, \quad (1.195)$$

$$\left( \frac{d\Delta P_c(t)}{d\tau} \right)_i = \frac{P_c(t_{i+1}) - P_c(t_{i-1})}{\tau_{i+1} - \tau_{i-1}}, \quad (1.196)$$

где значения с индексами  $(i-1)$  и  $(i+1)$  отвечают значениям давления и времени «слева» и «справа» от рассматриваемой  $i$ -той точки.

Практика вычисления логарифмических производных давления по фактически замеренным данным ГДИС (КПД-КВД) показала, что качество соответствующих билогарифмических диагностических графиков, используемых для последующего анализа и оценки параметров фильтрационных потоков и пласта, существенно зависит от наличия «посторонних шумов» и «помех» (вызванных вибрацией оборудования скважины, пульсацией потоков флюидов, погрешностями измерений и расшифровки данных измерений и т.д.). Эти сложности устраняются созданием специальных условий процесса исследования скважин, специальной технологией ГДИС, подбором соответствующих высокоточных глубинных манометров и приборов, применением специальных процедур сглаживания фактических графиков производных давления [97, 193, 222, 270], о чем будет сказано во второй главе. Для проведения процедуры сравнения наложением фактического и теоретических билогарифмических совмещенных диагностических графиков разработаны специальные программы с использованием ЭВМ [например, 236,275].

Наряду с ЛПД - логарифмической производной давления для диагностирования поведения реальных КПД-КВД и анализа проявления различных факторов и эффектов, не связанных с пластом, а обусловленных, например, процессами в стволе скважины, - было предложено [207] использовать простую производную давления (ПД), которую для отличия от ЛПД обозначают РРД (первой производной давления), т.е. I ПД.

Как известно, теоретическая КВД, снятая после остановки скважины, представляет собой монотонно возрастающую во времени функцию, стремящуюся к величине статического забойного давления в конце периода восстановления давления. I ПД  $\equiv dP/dt$  представляет собой уклон графиков КПД-КВД в декартовых координатах  $[t, P]$  и является монотонно убывающей функцией. Возрастание функции I ПД во времени свидетельствует о проявлении и влиянии на КВД-КПД побочных факторов, не связанных с поведением пласта, искажающих «истинную КВД-КПД», а следовательно, затрудняющих корректную интерпретацию данных ГДИС.

Применение функции I ПД  $= dP/dt$  позволяет выявить те участки фактических КПД-КВД, которые искажены побочными «шумами и помехами», и учитывать эти искаженные участки при обработке и интерпретации.

## ГЛАВА 2 Техника и технология проведения гидродинамических исследований скважин

На любом этапе разработки месторождений углеводородов и эксплуатации скважин (от разведки до завершающего этапа) достаточная достоверная информация о продуктивном пласте и пластовых условиях (МПФС) определяет качество анализа состояния разработки и прогноза поведения залежи (проекта разработки) при различных вариантах и методах воздействия на залежь (нагнетания различных рабочих агентов, размещение скважин), их оптимизацию, а также оценки эффективности проведения ГТМ (ГРП, СКО и др.). Большую часть этой информации получают по данным ГДИС на неустановившихся режимах, к числу которых относятся: различные виды КВД-КВД, гидропрослушивания (после пусков-остановок как добывающих, так и нагнетательных скважин), импульсные методы, данные пластоиспытателей. Важнейшей частью ГДИС на неустановившихся режимах является проведение измерений изменений забойных давлений во времени  $AP_c = AP_c(t)$ , оценка свойств и природы пластовых флюидов, пласта-коллектора и добывных характеристик скважин.

В практическом, прикладном плане по данным ГДИС оценивается МПФС, которая включает в себя: объем ствола скважины, скин-фактор (т.е. состояние ПЗП скважины - улучшенное или ухудшенное), проницаемость, пористость, удельные запасы, пластовое давление, геометрические размеры (протяженность пласта в пространстве) и условия на границах - наличие перетоков, непроницаемых и различной степени проницаемых границ, сбросов, различные виды неоднородностей и т.д. (см. рис. 1.2).

Подготовка к проведению ГДИС состоит из нескольких этапов:

1. Формулируется цель и задачи ГДИС. Какие результаты, какую информацию о пласте (МПФС), для решения каких практических задач ожидают получить в итоге проведения ГДИС (параметры пласта, скважин, МПФС и т.д.).

2. Решается - на основе анализа теоретических основ ГДИС, -какой вид ГДИС (КВД КВД, гидропрослушивание и т.д.) теоретически позволяет определить-оценить интересующую информацию о пласте (параметрах пласта).

3. Оценивается требуемые точность и продолжительность регистрации изменений давлений во времени с помощью глубинных манометров или комплексов в процессе проведения ГДИС, другая исходная информация (геологическая, геофизическая, РVT), необходимая для обработки и интерпретации фактических данных ГДИС.

4. Разрабатывается технология ГДИС, т.е. как, каким образом проводить ГДИС. Какова требуемая последовательность во времени и каковы условия проведения различных операций ГДИС (установка глубинных приборов, открытие-закрытие скважины и т.д.).

5. Проводится выбор скважин и их оборудования, исходя из необходимости минимизировать побочные факторы (процессы в стволе скважины, изменения режимов работы соседних скважин и др.), влияющие на проводимые ГДИС.

6. Проводится выбор необходимых глубинных приборов и комплексов для регистрации  $P_d = P_d(1)$ ,  $q = \text{const}$ , температуры и других параметров с требуемой точностью.

7. Составляется программа (календарный план) ГДИС конкретной скважины с указанием и описанием конкретных мероприятий (подготовительных, специальных, связанных с оборудованием, и др.), сроков выполнения и непосредственно ответственных за выполнение с указанием, в частности, за какой тип глубинных приборов (манометров и комплексов), их тарировки, место установки в стволе (на забое скважины) и время начала и конца регистрации давления, несетя ответственность.

8. В программе (плане) указываются требования к режимам работы соседних скважин в процессе ГДИС, вопросам соблюдения правил техники безопасности и охраны окружающей среды и недр.

Вопросы техники и технологии ГДИС широко освещены в литературе [6-10, 16, 18-22, 24, 26, 27, 32, 37, 38, 39,41-43,46,50-51,64,73].

### 2.1. Выбор вида и данных для составления программ ГДИС

Идеальный вид ГДИС с точки зрения техники и технологии должен проводиться в условиях, полностью соответствующих тем допущениям и предположениям, при которых выведено

основное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима фильтрации (1) (см. «Номенклатуру основных символов...»), при которых решалась прямая задача подземной гидромеханики для определенной МПФС и получена точная и приближенные основные расчетные формулы - ОРФ (методы без учета притока, Хорнера, простейших одномерных неустановившихся потоков, интерференции скважин и т.д.).

Так, идеальный вид ГДИС должен проводиться в невозмущенном пласте, предусматривать контроль-регистрацию показаний с помощью высокоточного глубинного манометра изменения забойного давления и с выводом показаний на устье, в масштабе реального времени, после пуска или закрытия скважины на забое, с помощью забойных отсекаателей и устройств.

Выбор конкретного вида ГДИС зависит от множества взаимосвязанных факторов двух составляющих - пласта и ствола скважины. Факторы, характеризующие исследуемый пласт, касаются сведений о параметрах пласта ( $k$ ,  $m$ ,  $c$ ,  $h$ , наличия пропластков и др.) и о работе скважины до проведения планируемого ГДИС (время пуска и остановок скважины, изменение дебитов и давлений во времени, сведения о близ-расположенных скважинах). Факторы, характеризующие забой скважины, поверхности фильтрации скважины и ее гидродинамического несовершенства (полное или частичное вскрытие толщины пласта, наличие фильтра - интервал и тип перфорации, искусственных или естественные трещины с возможной вертикальной или горизонтальной ориентацией, оценка их протяженности, кальмотаж и т.д.).

Наконец, характеристика возможных режимов течения. Так, при ГДИС вертикальных скважин теоретически возможно последовательное проявление в хронологическом порядке (см. рис. 1.20):

- 1) в самые ранние, первые, начальные моменты времени - ВСС (ЛФП.СФП);
- 2) в промежуточный, переходный, момент времени - проявление ЛФП, БЛФП, раннего РФП;
- 3) в третий период времени - РФП;
- 4) в поздние моменты времени - ПУРФП (псевдоустановившийся поздний радиальный фильтрационный поток -или влияние условий на внешней границе пласта).

Во многих случаях эти режимы течения могут искажаться неоднородностью пласта, влиянием объема ствола скважины и эффектов в стволе (например, перераспределением фаз флюидов и др.), влиянием условий на внешней границе пласта (перетоки, различной степени проницаемые и непроницаемые границы).

Идентификация этих режимов течения и времени их проявления (начала и конца интервалов времени) является ключевым моментом при интерпретации данных ГДИС, так как теоретически разработанные ОРФ для различных МПФС и различных режимов течения позволяют определять параметры пласта, предварительно оценив по фактическим данным время начала и конца проявления этих режимов. Таким образом, желательно, чтобы продолжительность ГДИС по времени была достаточно длительной для проявления максимально возможных режимов течения. При прочих равных условиях, информативность длительных по времени ГДИС выше, чем непродолжительных.

Продолжительность по времени планируемого ГДИС можно приближенно оценить на основании расчетов, предполагая известными параметры пласта и выбрав оценочный вариант МПФС. Например, в качестве первого приближения для простейшей МПФС «бесконечного» однородного пласта в случае пуска скважины с постоянным дебитом  $q$  и работы в течение времени  $T$  (снятия КПД) и последующего снятия КВД после остановки скважины пользуются соотношениями (1.28) и (1.36) - для «синтеза» гипотетических данных ГДИС. Рассчитывая различные варианты для различных  $q$  (практически возможных для данной скважины и способа эксплуатации) и времени  $T$ , получают серию вариантов, синтезированных КПД-КВД. Обработывая эти синтетические данные, например по методам без учета притока и Хорнера, оценивают общую продолжительность исследований и составляющие ( $q$  и  $T$ ), которые обеспечивают уверенную оценку параметров пласта.

Второй путь планирования общей продолжительности и отдельных этапов ГДИС заключается в оценке основных факторов, характеризующих изменение давления во время ГДИС:  $P_d = P_c(t)$ . В качестве таких характерных признаков могут быть использованы конец времени влияния ствола скважины -  $1_{всс}$ , время начала и конца прямолинейного участка в полулогарифмических координатах, уклон прямолинейного участка графика в полулогарифмических координатах -  $i_{рфп}$  и общее значение давления.

Так, например, в простейшем варианте КПД в МПФС - «бесконечном» однородном пласте

[129] - время начала правильного прямолинейного участка графика в полулогарифмических координатах, время начала РФП -трон, рекомендуется оценивать по соотношениям [129]:

$$t_{\text{РФП нач}} > \frac{(200000 + 12000S)C}{(kh/\mu)} \quad (2.1')$$

или для КВД –

$$\Delta t_{\text{РФП нач}} > \frac{170000 Ce^{0,14S}}{(kh/\mu)}, \quad (2.2')$$

где  $C$  - коэффициент ствола скважины; в зависимости от конструкции и оборудования ствола скважины оценивается по формулам (1.9Г) и (1.92').

Если нет сведений о скин-факторе, то для оценочных расчетов можно принять  $S=0$ .

Соотношения (2. Г) и (2.2') получены в результате анализа безразмерных универсальных кривых (см. рис. 1.19).

Численные значения времени, рассчитанные по соотношениям (2. Г) и (2.2') в случае их малых значений, свидетельствуют о незначительном влиянии ствола скважины по времени на КПД-КВД.

Время конца прямолинейного участка графика КПД в полулогарифмических координатах приближенно оценивается по уравнению (с погрешностью менее 1%):

$$t_{\text{ПБП к}} \approx \frac{\phi \mu C_t A}{0,0002637k} (t_{\text{ДА}})_{\text{ПБП к}}, \quad (2.3')$$

где  $t_{\text{ПБП к}}$  – время конца проявления «бесконечного» пласта;

$A$  – площадь дренажа скв., sq ft;

$(t_{\text{ДА}})_{\text{ПБП к}}$  – безразмерное время на основе  $A$ , конца поведения "бесконечного" пласта.

Для скважины в центре закрытого кругового пласта  $(t_{\text{ДА}})_{\text{ПБП к}} = 0,1$ , и тогда время конца прямолинейного участка графика КПД в полулогарифмических координатах (1.199') представится в виде

$$t_{\text{ПБП к}} \approx \frac{380\phi \mu C_t A}{k}. \quad (2.4')$$

Время конца прямолинейного участка графика КПД в полулогарифмических координатах оценивается по соотношению:

$$\Delta t = \frac{\phi \mu C_t A}{0,0002637k} (\Delta t_{\text{ДА}})_{\text{К ПУ}}, \quad (2.5')$$

где  $(\Delta t_{\text{ДА}})_{\text{К ПУ}}$  – безразмерное время конца прямолинейного графика КВД в полулогарифмических координатах – находится по специальным графикам [129], в зависимости от расположения скважины на площади дренажа.

Для случая скважины в центре кругового пласта или равновеликого квадрата  $(\Delta t_{DA})_{КПУ}$  приблизительно составляет 0,004.

Наконец, уклон прямолинейного участка графика изменения давления в полулогарифмических координатах оценивается уравнением –

$$m = \pm \frac{162,6qB\mu}{kh}, \quad (2.6')$$

и тогда оценивается изменение давления между двумя точками  $t_1$  и  $t_2$  на прямолинейном участке графика:

$$\Delta P = \pm m \log t_2/t_1. \quad (2.7')$$

Знак перед уклоном «  $\pm m$  » зависит от вида исследования (КПД или КВД, метод полулогарифмической анаморфозы или метод Хорнера).

Величина оцененного уклона  $m$  может служить требуемым показателем чувствительности, которому должен удовлетворять планируемый глубинный манометр для проведения ГДИС, а оценка времени конца различных периодов течения при ГДИС - требуемым показателем продолжительности работы глубинного манометра на забое в процессе ГДИС.

Величина оцененного изменения давления  $\Delta P_c(1)$  по (2.7') для крайних значений времени  $t_1$  и  $t_2$  позволит оценить ожидаемое пластовое давление, которое может служить критерием выбора верхнего (максимального) рабочего диапазона давления при подборе соответствующего глубинного манометра.

При проведении ответственных ГДИС предусматривают последовательно два цикла изменения режимов исследований: I цикл - КПД 1-КВД I и II цикл - КПД II-КВД II, которые снимают вопросы воспроизводимости результатов.

В ряде случаев, например, на месторождениях, где имеется опыт проведения таких исследований, выбор виде ГДИС и планирование их выполнения проводятся без предварительных вышеприведенных оценочных расчетов - на основании имеющегося опыта по аналогии ГДИС соседний скважин.

Общая продолжительность ГДИС может колебаться от нескольких минут до нескольких суток и даже месяцев. Поэтому вопрос о продолжительности ГДИС должен решаться с учетом целей и задач, включая экономические, организационные и другие факторы.

С точки зрения техники и технологии в отечественной и зарубежной практике различают следующие виды ГДИС на нестационарных режимах: исследование пласта по КВД, ГДИС горизонтальных скважин, гидропрослушивания, КВД в многопластовой залежи, исследование глубинно-насосных скважин (штанговые насосы), импульсное исследование, исследование при ступенчатом изменении дебита без остановки скважины, исследование при перфорации, исследование по кривым изменения дебитов скважин  $q(t)$  после пуска с постоянным давлением, исследования (одновременными замерами  $q(t)$  и  $P_e(t)$  после изменения режима работы скважины, вертикальная интерференция. снятие кривых стабилизации давления, исследование с помощью пластоиспытателей (КИИ - комплекта испытательных инструментов), спускаемых на трубах или каротажное кабеле [6-8, 10, 16, 18-22, 24-30, 41<sup>7</sup>, 50-51, 91, 93, 98, 100,101,111,123,127,129,131-133,135, 137,138,145,151. 152,155,156,158,163,164,169,170, 171,174,182, 183, 189. 192,195,198,209,210, 212, 214, 216, 218, 228, 230, 239, 244 247,248,266,268,271, 274, 276].

## 2.2. Технология гидродинамических исследований и сбор данных

Технология ГДИС на неустановившихся режимах (имеется в виду технология получения КПД-КВД) должна предусматривать выполнение программы ГДИС, основная часть которой включает:

- 1) подбор скважины, информацию о ее оборудовании и состоянии пласта в исследуемом



районе до проведения ГДИС;

2) своевременный спуск и установку на забое скважины глубинных манометров и комплексов до начала ГДИС;

3) точное и полное измерение (регистрацию) изменения забойных давлений во время ГДИС - снятие КПД-КВД, а также дебитов;

4) контроль-измерение дебитов скважины до и во время проведения ГДИС и состава продукции (% воды, мех-примесей и др.);

5) контроль и регистрацию во времени параметров работы соседних близлежащих скважин - режим их работы не должен меняться непосредственно до и во время проведения ГДИС;

б) внимательное и ответственное ведение документации с регистрацией во времени событий и фактов, относящихся к проводимому ГДИС.

В зависимости от целей и задач ГДИС выбор скважины может быть достаточно свободным (например, когда цель ГДИС это оценка типа пласта-коллектора, трещиноватый он или гранулярный сцементированный - сведения, необходимые для оценки МПФС) либо в определенном фиксированном районе залежи (например, целью ГДИС является оценка расстояния и положения границ выклинивания пласта, оценка остаточных невыработанных запасов тупиковых зон для последующего бурения дополнительных боковых стволов из старых скважин). При свободном подборе скважины желателен выбор скважины с максимально удобными условиями ее исследования (спуск без осложнений глубинных приборов, закрытие на забое, измерение дебитов и давлений), а значит, интерпретации данных (безводная скважина, с забойными давлениями выше давления насыщения, монолитный пласт без пропластков).

Информация об оборудовании скважины включает в себя оборудование ствола скважины (диаметры обсадной колонны и лифтовых насосно-компрессорных труб), наличие пакера и элементов оборудования, препятствующих спуску глубинного манометра до глубины середины интервала перфорации, где рекомендуется измерять изменение забойного давления - КВД-КПД в процессе ГДИС. Характеристика продуктивного интервала содержит сведения - вскрытая толщина, открытый ствол или с фильтром какого типа; сведения о технологических жидкостях и процессах при вскрытии пласта, глушении скважин и геолого-технических мероприятиях, которые проводились в скважине (ГРП, СКО, торпедирование, вибровоздействие и др.).

При подборе скважин учитывают, что спуск глубинных приборов на проволоке, тросе или кабеле в фонтанные и газлифтные скважины не вызывает особых осложнений. Сложнее дело обстоит со спуском глубинных приборов в глубинно-насосные скважины (оборудованные штанговыми глубинно-насосными установками), где возможен спуск так называемых малогабаритных приборов (малого диаметра до 20- 1(Г<sup>3</sup> м) в затрубное пространство через специальную эксцентричную планшайбу или под насос спуск на трубах с применением трудоемких спуско-подъемных операций штанг и насосно-компрессорных труб. Так как строго вертикальные скважины встречаются крайне редко, то при подъеме малогабаритных приборов через затрубное пространство возможны «захлесты», порывы проволоки или троса и другие осложнения.

Информация о состоянии пласта в исследуемом участке залежи включает: расположение исследуемой и соседних скважин (выкопировка карты участка залежи), сведения о вскрытии скважинами исследуемых интервалов и пропластков продуктивного горизонта, положение контуров, карту изобар и карту разработки участка. Режимы работы соседних скважин должны оставаться без изменений непосредственно до и в процессе проведения ГДИС с целью исключения их влияния на правильность снятия КПД-КВД.

Скважина должна быть подготовлена для предварительного спуска глубинных приборов на забой скважины с тем, чтобы проверить их работоспособность и снять «фон» изменения забойного давления в течение нескольких дней до начала проведения исследования. ГДИС начинают проводить только с момента, когда в пласте и скважине наблюдается установившееся состояние, которое характеризуется практически установившимся дебитом скважины ( $q \ll \text{Чустан}^m \text{ const}$ ), одновременно забойное давление также является установившимся ( $P^w \sim P \sim \text{const}$ ). Практически установившееся состояние процесса фильтрации означает неизменность  $P_c$  и  $q$  при снятии «фона» во времени с помощью конкретных приборов. Чем выше чувствительность и разрешающая способность приборов, тем точнее практически измеренное давление соответствует истинному (установившемуся).

Установившееся состояние наблюдается в длительно простаивающей закрытой скважине с

неизменным, статическим забойным давлением, которое считают равным пластовому давлению  $P_{с\ стат} = P_{пл}$ , одновременно  $q = 0 = const$ .

Точность и длительность измерений КПД и КВД и  $q(t)$  зависят от технических характеристик применяемых приборов и комплексов. Они должны обеспечивать не только точность, но и требуемую планируемую продолжительность замеров и регистрацию давлений и дебитов. При снятии КПД и КВД желательным является измерение изменений забойных дебитов (притоков-оттоков после закрытия скважины) с помощью глубинных дебитомеров-расходомеров, а также контроль момента прекращения забойного притока. При снятии КПД контроль условия  $q = const$  при отсутствии глубинных измерений осуществляется периодическими замерами дебита на поверхности. При этом контролируется состав добываемых флюидов (нефти, газа, воды, мехпримесей), отбираются пробы и определяются состав, плотность, вязкость и сжимаемость составляющих компонентов дебита в пластовых условиях и условиях ствола скважины для последующих расчетов состава и распределения фаз в стволе скважины по глубине.

Точное и продолжительное снятие КВД-КПД является залогом правильной обработки и последующей интерпретации данных ГДИС. Особенно точно, с небольшими интервалами времени между замеряемыми точками, следует регистрировать самые начальные участки КВД-КПД, где проявляется влияние ствола скважины. Предварительные оценочные расчеты дают ориентировочные значения скорости изменения давления. При отсутствии таких ориентировочных данных рекомендуется на I, самом начальном, участке КПД-КВД измерять и регистрировать изменение давления через каждые 15 с в течение первых нескольких минут, затем через каждые 10-15 мин до тех пор, пока ВСС существенно не исчезнет [129].

Технология ГДИС должна предусматривать также измерение (регистрацию) во времени буферных и затрубных давлений на устье скважины (обычно с помощью показывающих манометров «вручную») с периодичностью до 1-4 часов в целях контроля и более часто, если с помощью этих замеров хотят рассчитывать послеэксплуатационный приток и обрабатывать данные ГДИС по методам с учетом притока. Измерение дебитов (объемных расходов) скважин осуществляется с помощью глубинных и поверхностных расходомеров.

### **2.3. Приборы и оборудование для гидродинамических исследований скважин**

Глубинные приборы (манометры, термометры, расходомеры-дебитометры и комплексы), применяемые в процессе ГДИС по способу получения измерительной информации, бывают автономные и дистанционные.

Автономные приборы позволяют получить результаты измерений или регистрации параметра (давления, расхода, температуры и др.) только после подъема их из скважины.

Дистанционные приборы передают показания на поверхность земли от датчика на забое по бронированному электрическому кабелю, соединяющему дистанционный глубинный прибор с вторичным прибором на поверхности. В этом их преимущество, так как возможны контроль и наблюдение за процессом исследования скважины и оперативного вмешательства в необходимых случаях.

Глубинные комплексы снабжаются несколькими датчиками для одновременного замера и регистрации давления, температуры, расхода флюида, влагосодержания и т.д. Их широко используют при изучении слоистых и многопластовых месторождений.

Глубинные комплексы и дистанционные манометры спускаются на одножильном бронированном кабеле типа КОБДФМ-2 или КОБТМ-1,2.

Основными элементами глубинных автономных приборов являются датчики давления (элементы, воспринимающие изменение давления), часовой механизм (или электронное устройство, фиксирующее изменение времени) и записывающее-регистрирующее устройство (бланк подвижный в масштабе времени, на котором специальным пером чертится график в масштабе давления -  $P=P(t)$ , или электронное устройство с памятью для регистрации трансформированных сигналов давления в масштабе времени), которые считываются на поверхности.

Чувствительные элементы - датчики давления подразделяются на следующие виды:

- 1) механические - с многовитковой трубчатой пружиной, т.е. геликсом; пружинно-поршневые (иногда с вращающимся поршнем; с сильфоном - гофрированным цилиндром; компенсационные с камерой, заполненной сжатым газом);
- 2) металлические тензометрические - с тензорезисторами, показания которых изменяются

под влиянием деформаций при изменении давления;

3) сапфировые - с металлической мембраной с монокристаллической пластинкой из сапфира;

4) стандартные пьезокварцевые - с пьезокварцевой пластинкой, с меняющейся частотой колебаний в зависимости от давления;

5) компенсационные пьезокварцевые - с улучшенной компенсацией промежуточных передаточных устройств.

В отечественной и зарубежной практике проведения ГДИС в нефтегазовом деле используется парк глубинных приборов отечественного производства и иностранных фирм и компаний. Некоторые технические характеристики отдельных приборов приведены автором в таблицах (2.1; 2.2; 2.3) по опубликованным данным и рекламным проспектам фирм-изготовителей [2, 8, 10, 21, 22, 27, 28, 32, 39, 41, 43, 46, 48, 50, 51, 64, 73, 91, 93, 123, 129, 135-138, 147, 153, 166, 191, 198, 200, 209, 211, 219, 231, 254, 268]. Более подробная информация может быть получена от соответствующих сервисных фирм и организаций изготовителей.

К числу важнейших метрологических характеристик глубинных приборов, применяемых при ГДИС и снятии КПД-КВД и по которым подбираются приборы для конкретных исследований скважин, относятся следующие

- Чувствительность (sensitivity) - характеризует способность прибора реагировать на изменение измеряемой величины, например давления. Так, чувствительность оценивается отношением перемещения  $\Delta l$  указателя прибора к изменению значения измеряемой величины  $\Delta P$ , вызвавшему это перемещение -  $\Delta l / \Delta P$ . Т.е. чувствительность характеризует способность и возможность измерения прибором небольших приращений (давления).

- Порогом чувствительности (resolution) называется способность прибора вызывать изменение показаний при наименьшем значении измеряемой величины, т.е. порог чувствительности характеризует способность прибора улавливать небольшое изменение измеряемой величины (например, параметра, - давления  $P$ ).

- Точность (accuracy) связана с чувствительностью. Чем больше чувствительность, тем выше точность. Она оценивается отношением суммарной погрешности измерений к истинному значению измеряемой величины.

- Погрешность (error) - ошибка, отклонение от истинного значения измеряемой величины. Существуют погрешности абсолютные и относительные, случайные и систематические, округления и вероятностные. Различают погрешности абсолютные (разность между результатом измерения и действительным значением измеряемой величины), относительные (отношение абсолютной погрешности к истинному значению, в процентах или долях), приведенные (отношение абсолютной погрешности к диапазону измерения, в %). Технические условия на приборы и стандарты устанавливают пределы допускаемой погрешности, при которой прибор может быть допущен к применению.

- Диапазон (range) измерений - верхний и нижний пределы измерений, для которых нормированы допускаемые погрешности, рабочий диапазон прибора.

Метрологические характеристики глубинных манометров определяются в процессе специальных испытаний-поверок, когда составляют градуированную характеристику прибора, определяют порог чувствительности, погрешность и поправку на температуру. Эти результаты заносятся в паспорт прибора. Гарантийное число спусков для новых приборов и сроки повторных поверок также указываются в паспорте и составляют от 10 до 20 спусков прибора в скважину.

Для измерения дебитов добывающих скважин применяют дистанционные дебитомеры с пакерами фонарного и зонтичного типа - РГД-2М, ДГД-6Б и ДТД-8; а для нагнетательных скважин - РГД-3; РГД-4; РГД-5 и др.

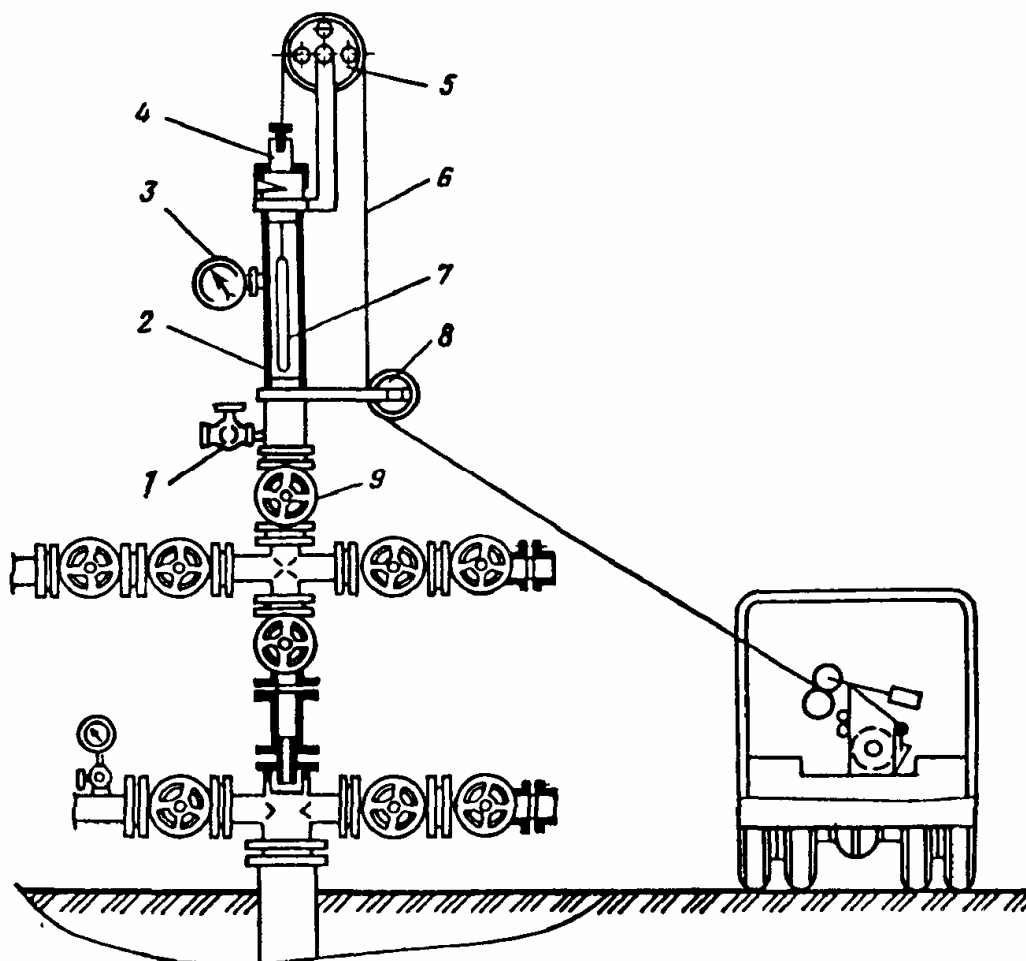


Рис. 2.1. Принципиальная схема оборудования устья скважины для спуска автономных приборов. Условные обозначения см. в тексте

Комплексная аппаратура позволяет одновременно измерять расход, давление, температуру, влажность - характеристики некоторых из этих приборов приведены ниже в табл. 2.1, 2.2, 2.3, которые могут быть использованы при выборе прибора и оборудования для ГДИС.

Спуск глубинных приборов в работающие скважины с избыточным давлением на устье производится с использованием лубрикаторов различных конструкций, устанавливаемых на фонтанной арматуре. На рис. 2.1 приведена принципиальная схема оборудования {1-9} устья скважины для спуска автономных приборов [8]. В простейшем случае спуска автономного манометра на стальной проволоке 6 (диаметром от 1,6 до  $2,2 \cdot 10^{-3}$  м) лубрикатор 2 представляет собой трубу длиной от 1,5 до 4 м, имеющую на одном конце фланец для соединения с задвижкой 9, а на другом конце сальник 4 для уплотнения проволоки или кабеля, на котором прибор спускают в скважину с помощью лебедки, установленной на специальной автомашине (установки АЗИНМАШ, АИСТ, АПЭЛ, АКС/Л). Манометр 3 служит для контроля давления внутри лубрикатора, в котором находится глубинный манометр 7, а кран 1 - для сообщения полости лубрикатора с атмосферой. Направляющий ролик 5 и оттяжной ролик 8 для проволоки или кабеля служит для спуска и подъема прибора и уменьшения опрокидывающего момента.

При исследованиях газовых скважин с высокими устьевыми давлениями при спуске приборов используют дополнительные грузовые утяжелительные штанги, поэтому лубрикаторы имеют большую длину, более сложную сальниковую систему, почему приходится применять вышки (стационарные или передвижные - типа «Бакинец ЗМ» и др.). На устье газовых скважин при ГДИС используют малогабаритные быстросъемные устройства «Надым-1, -2», состоящие из сепаратора, породоулавливателя, расходомера.

При высоком содержании кислых компонентов в газе ( $H_2S$  и  $CO_2$ ) применяются оборудование и приборы в антикоррозионном исполнении и соблюдаются более строгие правила

техники безопасности.

При окончательном выборе глубинных манометров и комплексов для проведения ГДИС по КПД-КВД на основании предварительных (рассчитанных) ожидаемых изменений давлений во времени и их сопоставлении с техническими характеристиками приборов рекомендуется руководствоваться следующими критериями:

1. Ожидаемое забойное давление в конце (начале) измерений должно находиться в пределах 60-80% от верхнего диапазона предела измерений прибора. Рабочий диапазон прибора по температуре должен соответствовать пластовой температуре и изменению температуры в процессе спуска прибора и в течение проведения ГДИС (с учетом возможных плюсовых и минусовых температур).

2. При наличии агрессивных компонентов ( $H_2S$  и  $CO_2$ ) в составе продукции скважины необходимо использовать глубинные приборы, кабель, фонтанную арматуру и лубрикатор в специальном антикоррозийном исполнении.

3. Показания точности и чувствительности прибора должны удовлетворять расчетным ожидаемым значениям КПД-КВД, гидропрослушивания. Так, руководствуясь теоретическими соображениями и опытом опубликованных работ по исследованию скважин на интерференцию (гидропрослушивание), можно предположить, что глубинный манометр должен регистрировать средний темп изменения давления от 0,05 до 0,07 МПа/сут и менее с продолжительностью регистрации до 7-10 сут с погрешностью менее  $\pm 0,7$  кПа (0,0007 МПа).

4. Продолжительность работы прибора на забое («запас хода часов») должна обеспечивать получение качественных КВД-КПД. Т.е. запас хода часов (завод часов) механических и электронных (от батареек) должен быть достаточно длительным как по продолжительности, так и скорости перемещения бланка автономных манометров во времени - масштаб записи изменения давления во времени должен быть достаточно большим для качественной расшифровки бланка и последующего построения необходимых графиков КВД-КПД и их интерпретации. Учитывая ограниченный запас хода «часов» автономных манометров они чаще используются для кратковременных ГДИС.

5. Преимуществом дистанционных манометров с передачей показаний изменения забойных давлений на поверхность является возможность оперативного наблюдения и контроля за ходом процесса ГДИС и возможность принятия необходимых мер вмешательства, при необходимости, вносить коррективы.

6. При ответственных ГДИС рекомендуется использование спаренных приборов, когда в скважину одновременно спускаются два манометра и регистрация КВД-КПД производится одновременно двумя манометрами.

7. Сравнение различных глубинных манометров по их техническим характеристикам и инструментов различных конфигураций для исследования скважин могут оказать помощь в окончательном выборе глубинных приборов и технологии ГДИС.

Техника и технология ГДИС должна решаться и оптимизироваться с учетом целей, задач, надежности и качества ожидаемых КВД-КПД с технических, технологических, организационных, технико-экономических и др. факторов.

**Таблица 2.1. Характеристики отечественных и зарубежных глубинных приборов**  
**Отечественные приборы**

**I. Глубинные манометры с местной регистрацией**

Манометры	<sup>1)</sup> Пределы изменения давления, МПа	<sup>3)</sup> Максимальная рабочая температура, К	Приведенная погрешность, %	Порог чувствительности, МПа	<sup>2)</sup> Длина, 10 <sup>-3</sup> м	Диаметр, 10 <sup>-3</sup> м	Масса, кг
МГН-1	до 30	373	0,1-0,25	0,003-0,004	1800	32	15
МГН-2	до 100	523	0,25-0,4	0,01-0,2	1700-1900	32-36	10
МШМ-4	до 25	333	0,5	0,0006-0,04	1460	25	2,9
БАЙКАЛ-1	до 2,5	373	0,6-1,0	0,001-0,002	1900	36	8,0
ОНЕГА-1	до 2,5	373	1,0	0,001-0,002	2300	36	10
СЕЛІГЕР-1	20-30% от Р <sub>зарядк</sub> = до 40 МПа	737		<b>0,002</b>	<b>1600</b>	<b>36</b>	<b>10</b>
САМОТЛЮР-1	0,25 - 1,2 при Р <sub>раб max</sub> = 25 МПа	737		0,002	2000	36	12,5
КСА-А2-36-80/60 (с одноврем. регистр. температуры)	0-60	373	0,2 (± 0,15 МПа)	0,015	1500	36	10
УГНТУМАМ (с одноврем. регистр. температуры)	0-60	353	0,5	0,001	1500	25	
КГ-20-180 (ГОСТ 6020-82 УГНТУ)		до 60 (Р) ----- 120 (Т)		<b>0,5 (Р)</b> ----- <b>0,5 (Т)</b>	1500	<b>28</b>	

Таблицы 2.1 (продолжение)

## II. Глубинные дистанционные приборы и комплексы

Приборы и комплексы	Измеряемые параметры	Пределы измерения P, МПа / T, К, V, м/с / D, м	Рабочий диапазон прибора P, МПа / T, К	Приведенная погрешность %	Диаметр, 10 <sup>-3</sup> м	Длина, 10 <sup>-3</sup> м	Масса, кг	Тип станции
МММ1	P	5-10	373-473	1,5	18	767	-	АПЭЛ-64
РМТ-3	P, T	<u>до 60</u>	-	-	-	-	-	-
УДИС-1	P, T	до 453 <u>0-50</u>	-	0,6	26	1100	2,3	-
ГЛУБИНА-1	P, T, V	268-423 <u>до 40</u>	-	0,5	-	-	-	-
ДЕБИТ-1	P, T, V, D	263-423 до 50 м/с <u>0-40</u>	-	-	-	-	-	АКС/Л-7
ПЛАСТ-1	P	269-423 <u>0-50</u>	263-423	0,4	42	695	-	АКС/Л-7
ГЛУБИНА-2	P, T, V	60-160 <u>до 40</u>	-	0,5	-	-	-	АКС/Л-7
АГДК-42	P, T, V	273-423 до 10 м/с <u>до 16</u>	-	0,5	-	-	-	АКС/Л-7
ПОТОК-5	P, T, V, влажность	278-353 до 10 м/с <u>до 25</u> 373	-	1,5	40	2800	15	-

Таблица 2.1 (продолжение)

## III. Глубинные дистанционные дебитомеры и расходомеры

Дебитомеры и расходомеры	Предел измерения дебита, м <sup>3</sup> /сут	Погрешность измерения, %	Рабочее давление, МПа	Рабочая температура, К	Диаметр корпуса, 10 <sup>-3</sup> м	Длина, 10 <sup>-3</sup> м
МЕТАН-2	V до 10 м/с	-	40	263-373	42,8	320
ДГДГ	V до 0,1-10 м/с	-	50	до 423	51	900
ДГДГ(дифференц)	-	-	50	до 423	51	900
РГД-2М	5-200	5	-	343	42	800
РГТ-1	5-200	5	35	373	42	1630
КОБРА-Р36	5-200	5	-	343	36	1600
ДГД-6	5-200	10	-	373	30	1500
ДГД-6Б	5-200	5	20	353	30	1550
ДГД-8	3,6-36	5	-	353	26	1360
РГД-3	20-3000	-	50	393	100-135	880
РГД-5	5-1000	-	50	393	80	860
РГД-6	5-3000	-	40	373	110	1100
РГД-4	170-3000	-	50	393	42	900
ТЕРЕК-3	60-600	-	40	423	42	900

Таблицы 2.1 (продолжение)

## IV. Глубинные термометры дистанционные

Термометры	Пределы измерения температуры, К	Рабочий диапазон прибора по давлению, МПа	Приведенная погрешность, %	Диаметр, 10 <sup>-3</sup> м	Длина, 10 <sup>-3</sup> м	Масса, кг
ТЭГ-36	273–423	до 100	1,0	36	2010	8
ГЕЛИЙ -1	263–423	до 40	0,4	42	710	–
ТЭГ-Э6М	273–423	–	–	–	–	–
ТЧГ-28	273–373	до 25	1,0	28	680	1,8
ТЧГ-25	273–343	до 30	1,5	25	670	1,5
ПТС-1	278–393	до 30	0,5	28	560	1,5

Таблица 2.1 (продолжение) Зарубежные приборы

## I. Глубинные дистанционные приборы и комплексы

Фирма, манометры и комплексы	Измеряемые параметры	Пределы измерения, Р, psi * Т, °С	Точность, % от полной шкалы	Разрешающая способность, % от полной шкалы	Наружный диаметр, (in)	Длина, (in)	Тип датчика давления	Масса, кг
GEOSERVICES ESG	Р,Т	до 20000 до 150	0,0002 1°С	0,00003 0,04°С	1,68	148	ПДС	–
GEOSERVICES EQG	Р,Т	до 15000 125-150	0,0001 1°С	0,000001 0,04°С	1,68	148	ПКД	27
GEOSERVICES CSG	Р,Т	до 20000 до 175	(2-4)10 <sup>-4</sup> 1°С	(1-4)10 <sup>-6</sup> 0,02°С	1,68	42	ТДС	27
GEOSERVICES CQG	Р,Т	до 20000 до 175	(1-4)10 <sup>-4</sup> 1°С	1 10 <sup>-6</sup> 0,0200	1,68	32	ПКД	7
GEOSERVICES PQG.	Р,Т	до 20000 до 175	(1-4)10 <sup>-4</sup> 1°С	1 10 <sup>-6</sup> 0,02°С	1,68	42	ПКД	7
LEUTERT LMG 3000	Р,Т	до 15000 до 150	0,025 0,3	0,0017 0,007	1,41	55	–	5,4
KUSTER K-7-SP-1	Р,Т	до 20000 до 150	0,05 1°С	0,002 0,01	1,3	42	ТДС	–
FLOPETROL SSDP	Р,Т	10000 150	0,005 0,5°С	0,0002 0,05	1,68	103	ТДС	–
FLOPETROL SSDP	Р,Т	10000 150	0,035 0,2	0,035 0,04	1,68	103	ПКД	16,5
M <sup>c</sup> ALLISTER EMP-S	Р,Т	20000 175	0,05 1°С	0,002 0,05°С	1,25	64	ТДС	18,5
M <sup>c</sup> ALLISTER EMP-Q	Р,Т	до 20000 175	0,02 1°С	0,0001 0,01°С	1,31	68	ПКД	–
PANEX 2525 MRO	Р,Т	10000 125	0,025 1°С	0,0002 0,01°С	1,25	48,5	–	–



Таблица 2.1 (продолжение)

## II. Глубинные автономные манометры с местной регистрацией

Манометры	<sup>1)</sup> Верхний предел измерения давления (psi) *	Чувствительность, % от полной шкалы	Точность, % от полной шкалы	Наружный диаметр, (in)	<sup>2)</sup> Длина, (in)	<sup>3)</sup> Рабочая температура, (°F)	<sup>4)</sup> Тип датчика давления	<sup>5)</sup> Максимальное время на забое, (ч)	Размер бланка, р x t, (in)
AMERADA RPG-3	25,000	0,05	0,2	1,25	77	650	ТБ	360	2x5
AMERADA RPG-4	25,000	0,056	0,2	1	76	650	ТБ	144	1.8x5
AMERADA RPG-5	20,000	0,05	0,25	1,5	20	450	ТБ	120	2x5
KUSTER KPG	25,000	0,05	0,2	1,25	66	700	ТБ	360	2x5
KUSTER K-2	20,000	0,05	0,25	1	41	500	ТБ	120	2x5
KUSTER K-3	20,000	0,042	0,25	1,25	43	500	ТБ	120	2.4x4
KUSTER K-4	12,000	0,067	0,25	0,75	42	450	ТБ	72	1.5x2.5
LEUTERT PRECISION SUBSURFACE PRESSURE RECORDER	6,400	0,005	0,025	1,25	139	300	ВП	360	9.8x3.1
SPERRY-SUN PRECISION SUBSURFACE GAUGE LEUTERT	16,000	0,005	0,05	1,5	108	300	ТБ	672 <sup>6)</sup>	2.3x7.1
PRECISION SUBSURFACE PRESSURE RECORDER	10,000	0,005	0,025	1,42	139	300	ВП	360	9.8x3.1
PANEX2525 MRO	10,000	0,025	0,0002	1.25	48.5	250	-	-	-

Таблица 2.1 (продолжение)

## III. Глубинные дистанционные постоянно установленные манометры

Манометры	<sup>1)</sup> Верхний предел измерения давления, (psi) *	Чувствительность, % от полной шкалы	Точность, % от полной шкалы	Наружный диаметр, (in)	<sup>2)</sup> Длина, (in)	<sup>3)</sup> Рабочая температура, (°F)	<sup>4)</sup> Тип датчика давления	<sup>6)</sup> Тип проводника (кабель)
AMERADA EPG-512	10,000	0,002	0,02	1,25	13	300	Д	КБ
AMERADA SPG-3	25,000	0,04	0,2	1,25	49	350	ТБ	КБ
FLOPETROL	10,000	0,001	0,06	1,42	29	257	ТДС	КБ
LYNES PRESSURE	10,000	0,2	0,2	1,5	33	300	ТБ	КБ
SENTRY MK-9PES								
МАИНАКСГ-2	5,700	0,1	1,0	3,54	11,54	176	Д	КБ
МАИНАКСГ-5	5,700	0,1	1,0	1,65	8,43	176	Д	КБ
SPERRY-SUN PERMAGAUGE	10,000	0,005	0,05	1,66	120 или 240	no max	ГКС	Трубы

Таблица 2.1 (продолжение)

## IV. Глубинные дистанционные извлекаемые манометры

Манометры	<sup>1)</sup> Верхний предел изменения давления (psi) *	Чувствительность, % от полной шкалы	Точность, % от полной шкалы	Наружный диаметр, (in)	<sup>2)</sup> Длина, (in)	<sup>3)</sup> Рабочая температура, (°F)	<sup>4)</sup> Тип датчика давления	<sup>6)</sup> Тип проводника (кабель)
AMERADA EPG-512 7)	10,000	0,002	0,02	1,25	13	300	Д	КБ
AMERADA SPG-3	25,000	0,04	0,2	1,25	49	350	ТБ	КБ
FLOPETROL 8)	10,000	0,001	0,06	1,42	29	257	ТДС	
HEWLETT-PACKARD HP-2811B	12,000	0,00009	0,025	1,44	39	302	ПКД	КБ
KUSTER PSR	5,000	0,04	0,02	1,38	36	212	ПКД	КБ
LYNES SENTRY MK-9PES	10,000	0,2	0,2	1,5	33	300	ТБ	КБ
МАНАК SG-3	5,700	0,1	0,1	-	-	176	Д	КБ
SPERRY-SUN	15,000	0,006	0,05	1,5	72	300	ТБ	КБ
SURFACE RECORDING								

Таблица 2.1 (пояснения)

1) Обычно манометры могут иметь несколько датчиков давления, рассчитанных на различные верхние пределы измерения давления.

2) Длина прибора дана без утяжелителей, общая длина может зависеть от конфигурации инструмента.

3) Эта температура определяет рабочий диапазон, однако тарировка и поверка прибора возможна и выше этой температуры.

4) ТБ - трубка Бурдона, геликс; Д - диафрагма; ГКС - газовый объем (камера, сильфон) с преобразователем на поверхности; ПВ - вращающийся поршень; ПКД- пьезокварцевые датчики; Т - тензометрический датчик, сильфон.

5) Время зависит от выбранного типа часового привода, который бывает различного типа, например с многосуточным заводом. Так, автономные глубинные манометры с местной регистрацией и электронной памятью (КСА-А2-36-80/25, АТМ УГНТУ, AMERADA EMS-72S, PANEX 2525, АЦМ-2) имеют объем памяти от 8000 до 50000 пар точек, обеспечивающих продолжительность работы от 10 до 60 сут., при цене порядка 1000-2000 долларов США для приборов отечественного производства и порядка 7500-10000 долларов США для приборов зарубежного производства.

6) Электронные часы с механической связью с регистратором.

Примечание. Сведения о глубинных приборах, приведенные в табл. 2.1, следует рассматривать как ориентировочные, т.к. они собраны из достаточно разрозненных, часто рекламных материалов и не претендуют на полноту. Более точная информация может быть получена у организаций и фирм-изготовителей этих приборов и оборудования. Глубинные приборы постоянно совершенствуются и их метрологические характеристики и технико-экономические показатели постоянно улучшаются. Полный комплект комплекса 18 дистанционных глубинных приборов в антикоррозионном исполнении (р, q, t, p, % воды и др.) с пультом управления, поверхностной регистрирующей аппаратурой, бронированным многожильным кабелем в антикоррозионном исполнении длиной до 8 км и гарантией работы в 3 года может стоить до 1 млн. долларов США и выше.

Сравнения различных глубинных манометров приведены в табл.2.2, а примеры некоторых инструментов различной конфигурации для ГДИС, применяемых за рубежом, - в табл. 2.3 [137].

**Таблица 2.3. Примеры некоторых инструментов различных конфигураций**

Оснастка инструмента	Получение информации на поверхности	Забойные регистраторы	Закрытие на забое	Тип датчика				Примечания
				М	С	СП	К	
DST (DRILLSTEM TESTIN TOOL) – пластинчатый прибор с запорным устройством (возможно, с выводом показаний на поверхность)	V	V	V	V	V	V	V	Устройство включает разнообраз-ные датчики/передатчики и запи-рающую индуктивную муфту
IRIS (INTELLIGENT REMOTE IMPL-EMENTATION SYSTEM) – комплект глубинных разведывательных инструментов с закрытием на забое	V	V	V	V	V	V	V	Трубы или трос спускаются с пер-фораторами
DST с GUFM (GRADIO-VENTURI FLOWMETER) – пластинчатый прибор с радио-вентури расходомером	V	V	V	V	V	V	V	Спускается на тросе или проволоке
MWPT (MEASUREMENT WHILE PERFORATING TOOL) – измерение во время перфорации	V	V	V	V	V	V	V	Спускается на проволоке
MOST (MULTIPLE OPERATIONS SHUT-IN TOOL) – многоцикловый испытатель	V	V	V	V	V	V	V	Спускается на проволоке
BOST (BATTERY-OPERATED SHUT-IN TOOL) – за-порный инструмент электричества от батареи	V	V	V	V	V	V	V	Комплекс локатора, муфт, давле-ния, температуры, вертущечный расходомер
PLT (PRODUCTION LOGGING TOOL) – спускаемый на проволоке комплексный прибор гидродинамиче-ского каротажа	V	V	V	V	V	V	V	Комплекс давления, температуры, плотностномер
PLT – спускаемый на тросе	V	V	V	V	V	V	V	Считывание данных на поверхно-сти для троса и гибких труб
PLT – спускаемый на гибких трубах	V	V	V	V	V	V	V	Одиночные исследования
RFT (REPEAT FORMATION TESTER) – повторный пластинчатый прибор	V	V	V	V	V	V	V	Выборочные разнообразные иссле-дования, пробы, пакер и отбираю-щие модули
MDT (MODULAR DYNAMIC FORMATION TESTER) – пластинчатый прибор с динамическим модулированием	V	V	V	V	V	V	V	

**Обозначения:** V – стандартное исследование; B – выборочное, не обязательное; НИ – не используется; М – манометры с механическими датчи-ками; МТ – металлические тензометрические; С – сапфирные; СП – стандартные пьезокварцевые; КП – компенсационные пьезокварцевые.

## ГЛАВА 3 Последовательность анализа и интерпретации данных ГДИС на неустановившихся режимах

В результате проведения исследований по КПД-КВД на основе заранее составленных программ-планов получают фактические данные ГДИС: параметры замеров зависимости забойного давления во времени ( $P_c=P_c(t)$ ) в табличной, графической или иной форме представления, насчитывающие сотни, тысячи и десятки тысяч точек, считанных с показаний глубинных манометров.

Затем этот массив информации обрабатывается с помощью ЭВМ с соответствующим математическим обеспечением - трансформируется (например, представляется в форме различных графиков в различных координатах) и с помощью определенных процедур диагностируется, идентифицируется, и в конечном счете находятся параметры пласта и реальной МПФС.

### 3.1. Методы анализа и интерпретации данных гидродинамических исследований

Как уже ранее отмечалось, теоретической основой ГДИС является решение обратных задач подземной гидромеханики в приложении к анализу и интерпретации данных ГДИС, схематически представленных на рис. 1.2 и 1.6.

Процедура анализа и интерпретации замеренных данных КПД-КВД для простейших МПФС (ЛФП, БЛФП, РФП и др.) изображена на рис. 3.1. Эта процедура заключается в сопоставлении фактических данных  $P_c=P_c(t)$  с данными инженера-интерпретатора в банке МПФС. Чем больше МПФС (не только простейших, но и более сложных) в банке-каталоге МПФС, тем точнее и детальнее могут быть проведены анализ и интерпретация данных, тем больше снижается уровень неопределенности, связанный с неоднозначностью решения обратных задач подземной гидромеханики. В банке-каталоге все имеющиеся теоретические МПФС характеризуются своими основными расчетными формулами (ОРФ) и специфическими диагностическими признаками (ДП). Для более сложных МПФС ДП могут представляться в виде универсальных безразмерных палеток кривых в билогарифмических координатах, например схематически представленных на рис. 1.29.

Процедура сопоставления фактических КПД-КВД с теоретическими моделями осуществляется с целью найти такую МПФС в каталоге, которая наиболее полно совмещается с трансформированной фактической кривой в координатах, где четко и отчетливо проявляется ДП теоретической модели. Если такой ДП не проявляется, то сопоставлению подлежит следующая теоретическая МПФС из базы данных и т.д. Удобнее и проще проводить совмещение-сопоставление в билогарифмических диагностических координатах, - по существу, как в методе наложения (matching)

Под анализом и интерпретацией данных ГДИС -кривой  $P_c=P_c(t)$  - в простейшем случае этой процедуры понимается ее расчленение на составляющие элементы, т.е. сложный фильтрационный поток, описываемый этой фактической кривой, приближенно расчленяется на более простые составляющие (ВСС, ЛФП, БЛФП, РФП, СФП и др.), пользуясь их характерными диагностическими признаками. Это положение реализуется в построении диагностического билогарифмического графика, на который наносятся изменения давления и логарифмической производной давления.

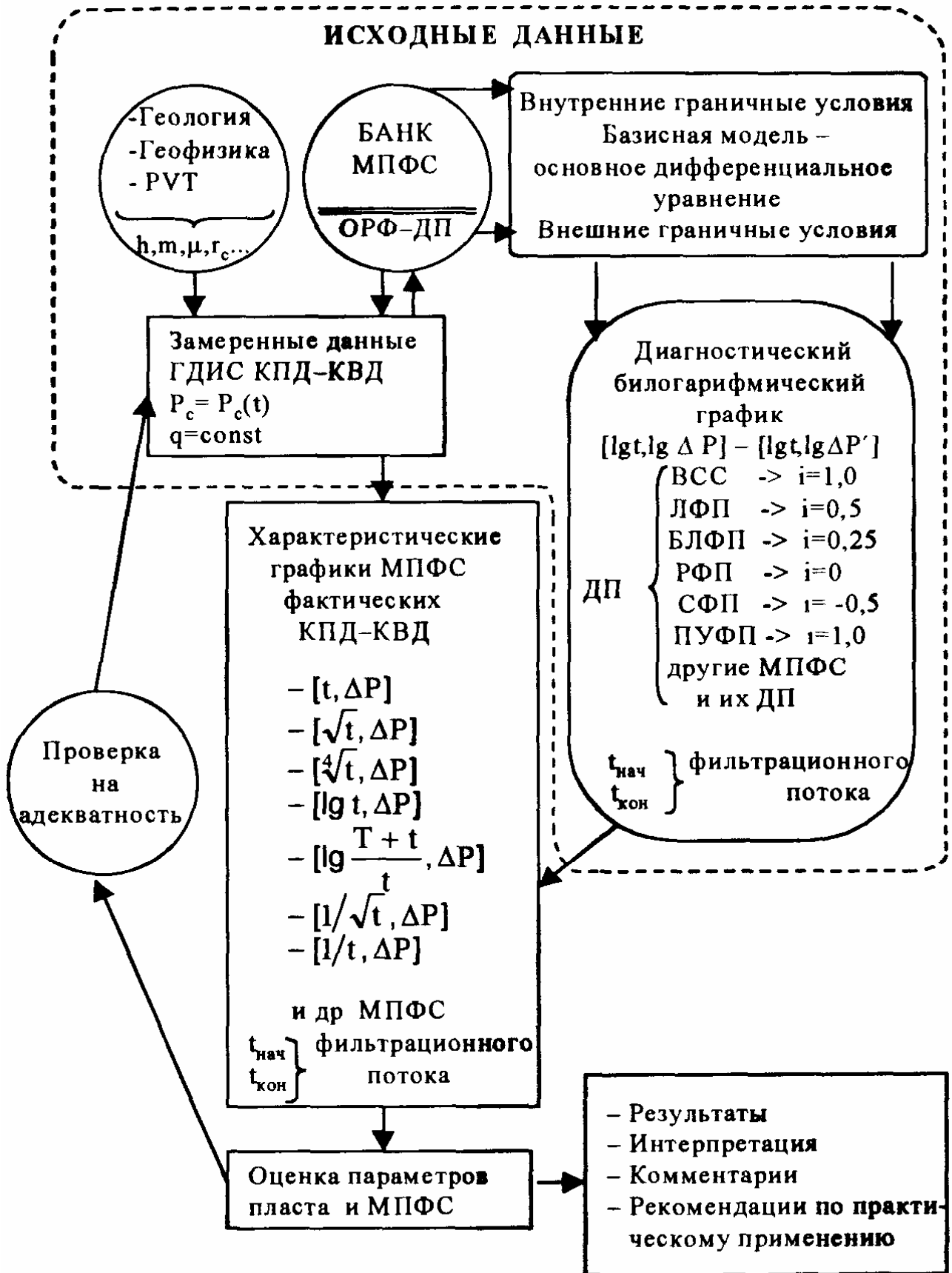


Рис. 3.1. Схема процедуры анализа и интерпретации данных ГДИС и КПД-КВД

Затем с помощью транспорта-идентификатора (см. рис. 1.28) или другим способом фактический график кривой производной давления в билогарифмических координатах расчленяют последовательно на составляющие, выделяя такие участки этих графиков во времени,

на которых проявляются характерные уклоны (ДП) соответствующих фильтрационных потоков времени начала и конца их появления ( $1_{нач}$  и  $1_{кон}$ ). После этого для найденных простейших фильтрационных потоков строятся характеристические

**графики в соответствующих координатах:  $[\lg t, P_c(t)]$  для РФП;  $[\sqrt{t}, \Delta P_c(t)]$  для ЛФП;  $[\sqrt[4]{t}, \Delta P_c(t)]$  для БЛФП;  $[1/\sqrt{t}, P_c(t)]$  для СФП;  $[1/t, P_c(t)]$  для открытого пласта;  $[t, P]$  для ПУРФП и др., о чем упоминалось выше. На этих**

характеристических графиках выделяются прямолинейные участки, начиная с момента времени начала и конца их проявления, определенные по кривой производной давления на диагностическом бигарифмическом графике. По уклонам прямолинейных участков и отрезков, отсекаемых на осях ординат, определяют параметры пласта, скин-фактор и др. элементы МПФС. Построения графиков КВД-КПД в различных трансформированных координатах, процедура сопоставления фактических и теоретических универсальных кривых, отыскание прямолинейных участков и их уклонов и т.д. для множества (тысяч) точек фактических данных, полученных с помощью современных глубинных электронных манометров, невозможно обрабатывать вручную без использования ЭВМ. Для этих целей ЭВМ должны быть обеспечены соответствующим математическим обеспечением [28, 41, 64, 79, 123, 167, 236, 262, 268, 275].

Проверка анализа и интерпретации данных ГДИС, т.е. правильности найденных значений параметров пласта и МПФС, в простейшем случае осуществляется подстановкой найденных параметров пласта в ОРФ МПФС. Как бы воспроизводится, синтезируется весь процесс проведения ГДИС - рассчитывается синтезированная зависимость  $P_c^c(t)$ . Если синтезированные расчетные значения удовлетворительно воспроизведут фактическую кривую (т.е. расчетные синтезированные точки хорошо «лягут» на фактическую кривую), считается, что обработка и интерпретация проведены правильно и полученные результаты параметров пласта и МПФС достоверны.

### **3.2. Пример обработки и интерпретации данных по КПД-КВД**

В качестве примера приведем фрагмент обработки и интерпретации данных ГДИС глубинно-насосной вертикальной скважины, оборудованной штанговым глубинным насосом.

Скважина исследовалась с целью оценки параметров пласта и добывных возможностей скважины.

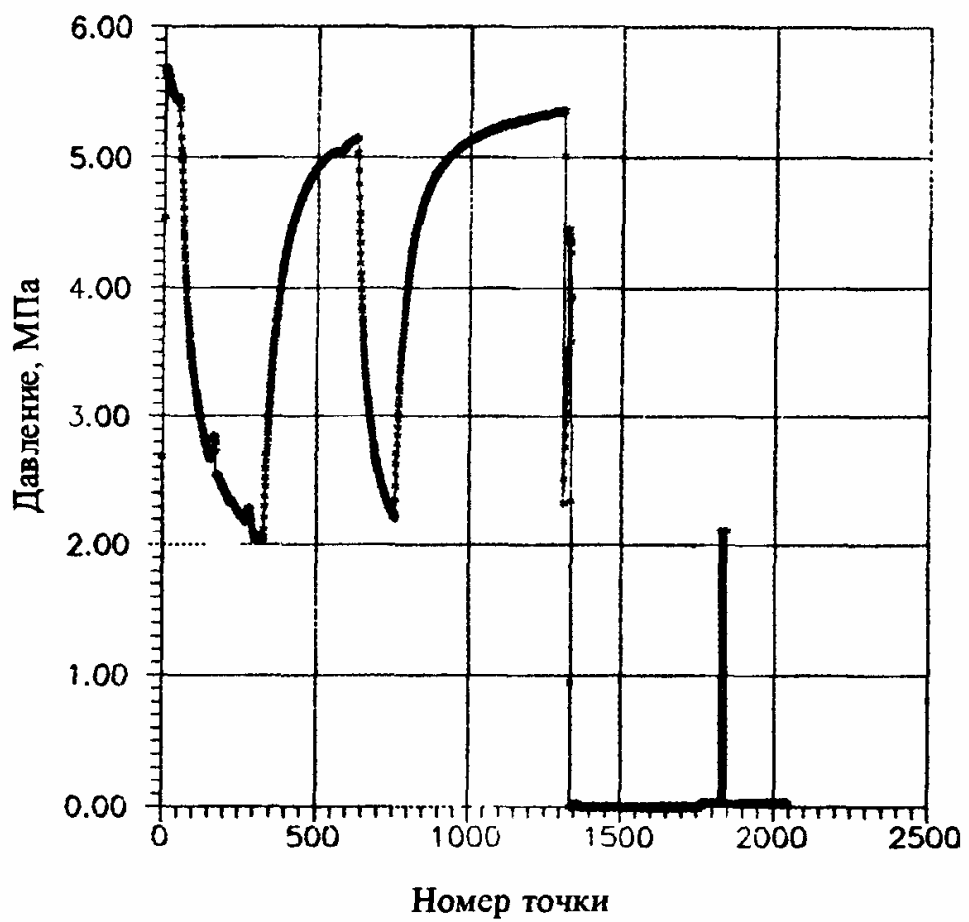
### Исходные данные по скважине:

искусственный забой – 1076 м;	$\mu_n = 9,57 \text{ МПа}\cdot\text{с};$
глубина спуска насоса – 921 м;	$B = 1,048;$
диаметр НКТ – 73мм;	$m = 0,2;$
дебит жидкости $q = 5,3 \text{ м}^3/\text{сут};$	$r_c = 0,12 \text{ м};$
дебит нефти $q_n = 2,1 \text{ т}/\text{сут};$	$T = 54,7 \text{ ч};$
обводненность – 29,4 %;	$C_t = 1,92 \cdot 10^{-10} (\text{Па}^{-1}).$
толщина пласта – $h = 9,8 \text{ м};$	

Динамика изменения давления в скважине в период исследований приведена на рис. 3.2. Измерение забойного давления производилось с помощью автономного цифрового скважинного прибора КСА-А2-36-80/60 НПФ «Геофизика», технические характеристики которого приведены в табл. 2.1.

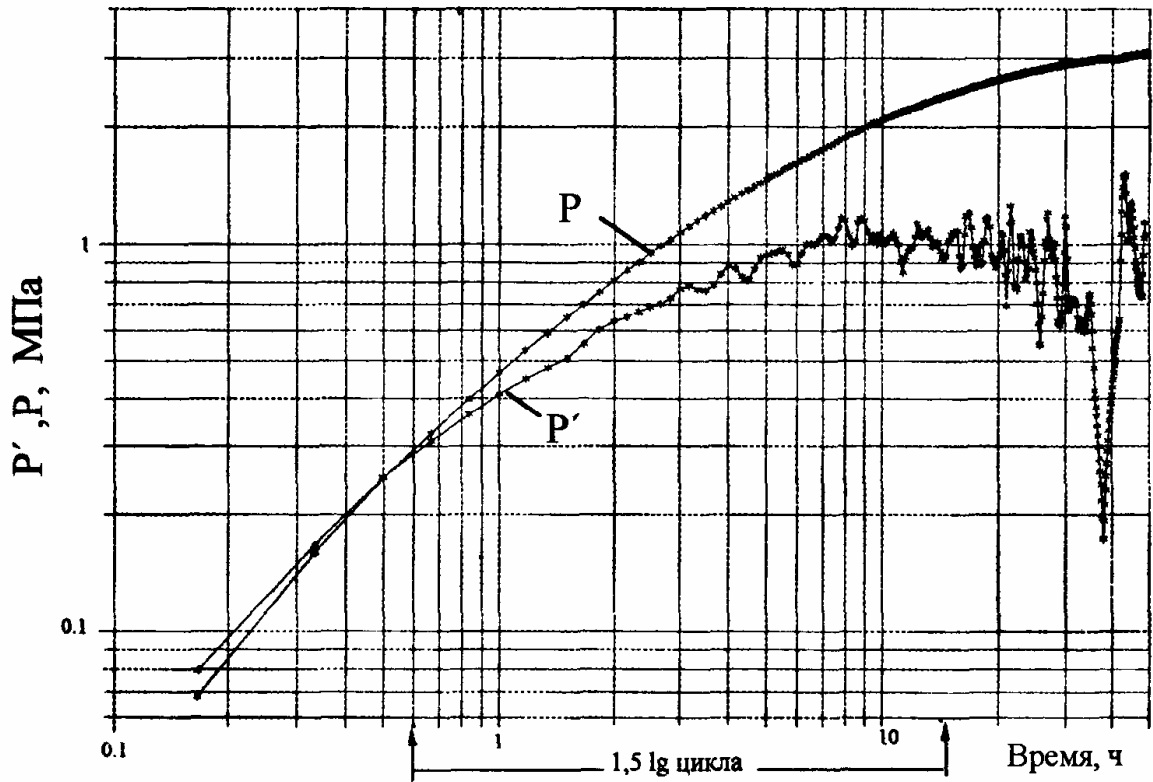
Прибор был помещен в контейнере на конце НКТ под глубинным насосом. Исследования проводились в сотрудничестве с институтом БашНИПИнефть.

По фактическим данным был построен билогарифмический диагностический график (рис 3.3), который показал очень «зашумленную» кривую производной давления, по которой не удастся идентифицировать типы фильтрационных потоков, согласно выше изложенной методике. Поэтому воспользуемся весьма приближенной обработкой и приведем условную оценочную интерпретацию этих данных. По рис. 3.3 определяется время конца периода влияния ствола скважины –  $t_{к\text{ ВСС}} = 0,6 \text{ ч}$  – и соответствующий перепад давления –  $\Delta P_{к\text{ ВСС}} = 0,3 \text{ МПа}$  (характерный уклон периода ВСС  $i_{\text{ВСС}}=0,1$ ). Примем время начала радиального потока  $t_{н\text{ РФП}} = 16 \text{ ч}$ . Тогда время начала прямолинейного участка КВД по методу Хорнера (рис 3.4) будет составлять:

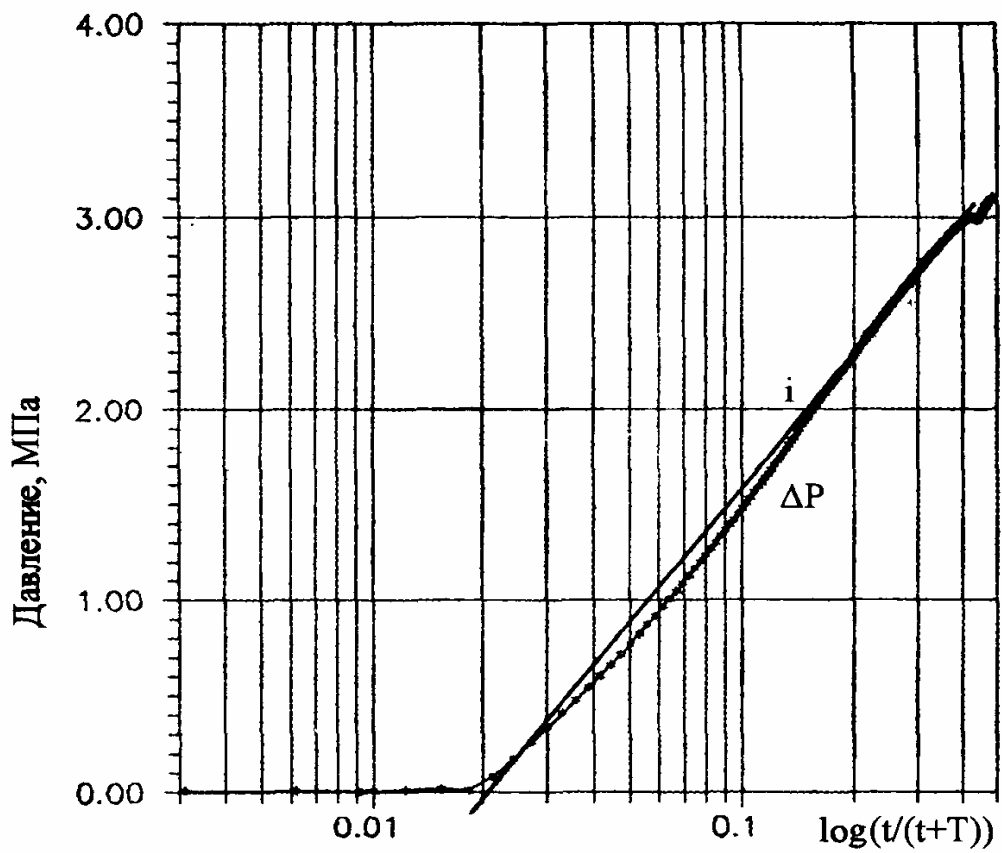


**Рис. 3.2.** Изменение давления в вертикальной скважине





**Рис. 3.3.** Диагностический график вертикальной скважины



**Рис. 3.4.** КВД вертикальной скважины  
 $i=2,34 \text{ МПа/цикл}$ ;  $\Delta P(t=1 \text{ ч}) = -0,164 \text{ МПа}$

$$\frac{t}{t+T} = \frac{16}{16+54,7} = 0,266. \text{ Это время совпадает с рекоменда-}$$

цией «эмпирического правила 1,5 цикла», которое предполагает, что плоскорадиальный фильтрационный поток начинается спустя 1,5 логарифмических цикла после окончания периода влияния ствола скважины и последующие точки графика относятся к прямой в полулогарифмических координатах.

На графике по методу Хорнера (см. рис. 3.4) начиная с указанного момента времени 0,266, достаточно четко выделяется прямолинейный участок с уклоном

$$i = 2,34 \text{ МПа/цикл}$$

**и**

$$\Delta P_{t=1 \text{ час}} = -0,164 \text{ МПа}.$$

Среднее значение проницаемости оценивается и уравнения (5) (см. «Номенклатуру основных символов...»):

$$k = \frac{0,1832}{ih} \approx 0,005 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Величина скин-фактора по графику в координата Хорнера (см. рис. 3.4) оценивается по уравнению (7) (см «Номенклатуру основных символов...»):

$$S = 1,151 \left\{ \frac{\Delta P_{t=1 \text{ час}}}{i} - \log \left( \frac{k}{m\mu C_t r_c^2} \right) - 0,351 \right\} \cong 2,64.$$

Полученное значение скин-фактора оценивает состояние призабойной зоны пласта как несколько ухудшенное по сравнению с удаленной зоной пласта, а сам пласт оценивается как достаточно низкопроницаемый. На диагностическом графике начиная с 30 ч наблюдается резкое падение кривой производной давления в течение примерно 10 ч, а затем - резкий рост производной давления после 40 ч. Если не считать, что это проявление «шумов», вызванных погрешностями измерений и вычислений производных давления, то можно предположительно объяснить это влиянием непроницаемой (слабопроницаемой) границы-барьера и последующим влиянием другого пласта (или зоны повышенного давления).

Этот пример демонстрирует необходимость использования более точных глубинных манометров для более уверенной обработки и интерпретации данных ГДИС.

## ГЛАВА 4 Особенности исследований газовых скважин

Особенности гидродинамических исследований газовых скважин по сравнению с нефтяными обусловлены прежде всего различиями в физических свойствах газа и нефти и неодинаковыми условиями эксплуатации. Так:

- плотность газа (зависит от давления, температуры и состава газа) на 2-3 порядка меньше плотности нефти;
- вязкость газа на 2-3 порядка ниже вязкости нефти;
- дебиты газовых скважин (в среднем сотни тысяч - до миллиона и более кубических метров в сутки) на 2-3 порядка выше объемных дебитов нефтяных скважин;
- скорости фильтрации газа в пласте и стволе скважины выше соответствующих скоростей нефти;
- устьевые давления в газовых скважинах достаточно высокие (они меньше отличаются от забойных) и гораздо выше устьевых давлений в нефтяных скважинах (которые гораздо меньше забойных давлений на величину, обусловленную столбом нефти в стволе скважины);
- резкое изменение термобарических условий в процессе ГДИС газовых скважин, возможность гидратообразования и разрушения пласта в призабойной зоне, часто наличие в составе газа кислых - коррозионно-активных компонентов ( $F^{\wedge}S$ ,  $CC > 2$  и др.), опасные и вредные свойства газа (взрыво- и пожароопасность, вредное воздействие на организм человека и окружающую среду) предъявляют повышенные требования к ГДИС, технике, глубинным приборам и оборудованию, технологии проведения ГДИС (например, условия Астраханского, Оренбургского и некоторых других месторождений).

ГДИС газовых скважин проводятся в более строгих, более жестких и сложных, лимитированных условиях. Так, например, для спуска глубинного дистанционного манометра в газовую скважину с высоким устьевым давлением может потребоваться особой конструкции лубрикатор (длинной от нескольких до 10-20 м и более) с особым сложным сальниковым устройством. Для спуска приборов и проведения продолжительных по времени ГДИС может потребоваться прокат дорогостоящих вышек, специальных кранов с длинной стрелой и т.д.

В этом свете интересны сведения о 5-летнем опыте (1987-1992 гг.) проведения ГДИС с использованием современных глубинных дистанционных электронных манометров в трудных условиях сверхглубоких скважин (с глубиной около 6000 м) на месторождении Villafortuna-Trecate на Севере Италии [93]. Так, два продуктивных пласта, сложенные доломитами толщиной от 15 до 30 м, пористостью 3-5%, проницаемостью  $(85-600) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> находятся при пластовой температуре около 595 К и статическом забойном давлении порядка 100 МПа. В составе пластовых флюидов содержатся агрессивные компоненты -  $CO_i$  (с парциальным давлением от 0,2 до 0,3 МПа) и  $H_2S$  (с парциальным давлением от 0,0002 до 0,03 МПа). При эксплуатации скважин наблюдаются асфальтеновые отложения, поэтому необходимо проводить стимулирующие обработки матриц породы-коллектора. Скважины оборудованы трубами и арматурой в антикоррозионном исполнении. ГДИС здесь проводятся с целью: оценки эффективности обработок ствола скважины от асфальтеновых отложений, ГТМ по обработке пласта-коллектора, а также получения сведений о строении пласта, его параметрах и т.д.

Проведение ГДИС с помощью глубинных манометров в столь сложных условиях полагает достаточно большие затраты, поэтому и предъявляются повышенные требования к надежности и продолжительности (до нескольких дней) работы глубинных манометров и получаемых данных ГДИС. Вопрос надежности решался одновременным применением и спуском нескольких манометров (чаще спаренных). Поэтому представилось возможным сравнить и оценить надежность и работоспособность различных манометров в столь сложных и жестких условиях по результатам более чем 60 операций по исследованию скважин. При ГДИС использовались манометры четырех сервисных фирм, в том числе трех фирм-изготовителей (в публикации [93] они не названы). Использовались современные электронные глубинные манометры на базе струнных, емкостных и пьезокварцевых датчиков давления с регистрацией как на поверхности, так и в электронной памяти прибора, порознь и вместе.

В частности, решался вопрос, что экономически выгоднее, - спускать в скважину один манометр или одновременно два? Приводится пример стоимости работ ГДИС [93]:

до 10000 долларов США в день на манометр (оборудование, лебедка, оплата персонала) и около 30000 долларов США в день - затраты на буровую установку сверхглубокого бурения,

аварийное оборудование, инструменты и др.

Анализ отказов манометров различных типов и технико-экономический анализ 60 операций ГДИС позволил констатировать [93]:

- около 40% работ сопровождалось отказами манометров;
- на рынке оборудования нет надежных глубинных манометров для длительных ГДИС при высоких пластовых температурах (выше 595 К), высоких давлениях (более 100 МПа) и в агрессивной среде;
- неосведомленность в требованиях к качеству получаемой информации при ГДИС характеризует разрыв между публикуемыми инструкциями и документацией манометров и возможностями их использования;
- вопросы ГДИС при высоких давлениях и температуре должны базироваться на умелом использовании их надежности и технико-экономической оптимизации процесса ГДИС на основе эффективной стоимости.

Различным аспектам многоплановой проблемы ГДИС в газовых скважинах посвящена обширная отечественная и зарубежная научно-техническая литература [1, 3, 5-7, 9, 17-21, 24, 26, 32, 41<sup>3</sup>, 45, 46, 48-50, 70, 71, 73, 77, 80,84,86,93.102,108,115,124, 126, 129, 140, 146, 173, 187, 197, 199, 204, 209, 215, 249, 268, 272]. Современные достижения и опыт в области ГДИС газовых скважин нашли свое отражение в монографиях, опубликованных в последние годы [1, 20, 41-43. 45, 48, 71].

Наибольшее распространение на отечественных газовых промыслах получили ГДИС газовых скважин на стационарных режимах, связанные с построением и обработкой индикаторных диаграмм по данным устьевых замеров давлений. Это достаточно полно отражено в опубликованных работах. Меньше распространены ГДИС газовых скважин на неустановившихся режимах, что в первую очередь объясняется отсутствием на промыслах современных высокоточных дистанционных манометров и комплексов, другого соответствующего оборудования. Наблюдается отставание практического применения этих методов от достижений в области теоретических основ ГДИС газовых скважин на нестационарных режимах фильтрации, к числу которых относятся:

- кривые восстановления-стабилизации (падения) давления после остановок и пусков скважин;
- кривые гидропрослушивания в реагирующих скважинах при исследовании газовых скважин на интерференцию;
- данные изменений давлений и дебитов при эксплуатации скважин.

Особенностью КВД в некоторых газовых скважинах является очень быстрое восстановление давления (до 10-15 мин). Наблюдаются скважины с очень быстрым темпом восстановления давления в начальные 20-30 мин с последующим медленным восстановлением в течение суток и более. Иногда КВД-КПД в газовых скважинах снимаются по данным устьевых замеров с последующим пересчетом на забойные условия и их обработкой традиционными методами (без учета притока для РФЦ метод Хорнера и др.), что снижает возможности этих методов. Часто при ГДИС газовых скважин наблюдается КВД сложного немонотонного характера, нарушение линейного закона Дарси.

Для анализа и интерпретации КВД-КПД в газовых скважинах представляется полезным оценить возможность применения методов обработки и интерпретации данных с помощью логарифмических производных давления ( $P'$ ), диагностических билогарифмических графиков изменения давления ( $AP$  и  $DP'$ ), а также соответствующих характеристических графиков и процедуры оценки проявления простейших фильтрационных потоков (ВСС, РФП, ЛФП и др.) и параметров пласта, разобранных выше в главах 1.8, 1.9 и 3.1.

Основное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима фильтрации (1) (см. «Номенклатуру основных символов..») не может быть прямо применено для изучения процесса неустановившейся фильтрации реального газа в пористой среде, т.к. плотность и вязкость реального газа существенно зависят от давления. Это обстоятельство не удовлетворяет тем условиям и допущениям, при которых выведено уравнение (1). Приближенное полуаналитическое решение проблемы изучения КПД-КВД газовых скважин заключается в следующем. Неустановившаяся изотермическая фильтрация реального газа по закону Дарси в неупругодеформируемом пласте (пренебрегая сжимаемостью пласта по сравнению с сжимаемостью газа, т.е. полагая  $k=\text{const}$  и  $m=\text{const}$ )

описывается нелинейным дифференциальным уравнением [3–7, 9, 18–21, 24, 31, 41, 45, 49, 50, 129, 209, 268]:

$$\nabla^2 P^2 = \frac{2m\mu}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{\alpha(P)} \frac{\partial P^2}{\partial t}. \quad (4.1)$$

Аналог коэффициента пьезопроводности  $\alpha(P)$  в случае фильтрации реального газа существенно зависит от давления.

Уравнение состояния реального газа (при  $T_{пл}^0 = \text{const}$ ) выражается формулой

$$\rho(P) = \frac{\rho_{ат} z(P_{ат})}{P_{ат}} \frac{P}{z(P)}. \quad (4.2)$$

Аналитические методы решения прямых и обратных задач подземной гидромеханики для нелинейного уравнения (4.1) неустановившейся фильтрации газа вызывают значительные трудности. Поэтому при изучении неустановившейся фильтрации газа применяются приближенные методы линеаризации нелинейных уравнений, приближенные методы решения (метод последовательной смены стационарных состояний, интегральных соотношений, усреднения и др.), а также численные методы.

В теории ГДИС газовых скважин широко используется приближенный метод линеаризации уравнений неустановившейся фильтрации газа. Различным способам линеаризации и их анализу в приложении ГДИС газовых скважин посвящены работы отечественных и зарубежных исследователей - Л.С. Лейбензона, Б.Б. Лапука, И.А. Чарного, Г.И. Баренблат-га, Е.М. Минского, А.Л. Хейна, Ю.П. Коротаева, Э.Б. Чекалю-ка, В.Н. Николаевского, К.С. Баснева, Г.П. Цибульского, С.Н. Закирова, Г.А. Зотова, С.М. Тверковкина, С.Н. Бузинова, И.Д. Умрихина, Д.Д. Соколова и других, а также Agarwal, Al-Hussainy, Ramey, Crawford, Muskat, Aziz и других.

Известно [3–7, 9, 17, 18, 24, 32, 49, 50, 129, 268], что введение функции Л.С. Лейбензона (1.11) или ее аналога – псевдодавления  $M(P)$  (1.12') и псевдовремени  $T(P)$  (1.13'), принятых в зарубежной практике, позволяет приближенно линеаризовать нелинейное уравнение (4.1) и свести его к линейному дифференциальному уравнению вида

$$\nabla^2 P^2 = \frac{\mu_0 m_0}{x_0} \frac{\partial P^2}{\partial \tau} = \frac{1}{\bar{\alpha}(P_0)} \frac{\partial P^2}{\partial t}, \quad (4.3)$$

где

$P_0$  – некоторое характерное давление, которое предполагается не зависящим от координат, а зависящим только от времени;

$\tau$  – новое условное время, связанное с реальным временем  $t$  соотношением

$$\tau = \int_0^t P_0 dt \quad (4.4)$$

или с помощью уравнения материального баланса для случая

$$d\tau = \alpha(t) dt \quad (4.4a)$$

где  $\bar{\alpha}(P_0) = \frac{kP_0}{\mu m}$  – параметр, аналогичный коэффициенту пьезопроводности.

Отметим, что линеаризованное уравнение (4.3) позволяет использовать принцип суперпозиции при исследовании соответствующих задач неустановившейся фильтрации газа. В частности, принцип суперпозиции, как и в случае фильтрации упругой жидкости, позволяет сводить задачу о КВД в газовой скважине, которая перед остановкой работала на установившемся режиме, к задаче о КПД в

газовой скважине после ее пуска с постоянным дебитом в первоначально невозмущенном пласте.

При неустановившейся фильтрации упругой жидкости или газа в пласте после пуска скважины в невозмущенном пласте различают две фазы изменения давления во времени:

I фаза – с момента пуска скважины до момента времени, когда возмущение, вызванное пуском скважины, не доходит до внешней границы пласта (МПФС «бесконечно-го» пласта).

II фаза – начиная с момента времени, когда возмущение достигнет внешней границы пласта (МПФС ограниченного пласта – открытого или закрытого–замкнутого).

Некоторые из предложенных способов линеаризации отличаются различным определением характерного давления  $P_0$ . Оно может приниматься равным средневзвешенному по объему давлению в зоне дренажа скважины  $P_0 = P_{пл\ ср}$ , начальному пластовому давлению  $P_0 = P_{пл\ нач}$ , забойному давлению  $P_0 = P_c$ , среднему давлению  $P_0 = P_{ср}$  в зависимости от информации о параметрах пласта и газа. Например, в первом приближении, в методе линеаризации по Л.С. Лейбензону для I фазы перераспределения давления в газовой скважине в МПФС «бесконечного» пласта характерное давление  $P_0$  принимается равным средневзвешенному  $P_{пл\ ср}$ , которое в свою очередь приближается к контурному (начальному пластовому) давлению  $P_k \approx P_{пл\ нач}$ .

Тогда:

$$\begin{aligned} P_0 &= P_{пл\ нач} \approx P_{пл\ ср} \approx P_k, \\ \tau &= P_0 t, \\ \bar{\alpha}(P) &= \frac{kP_k}{\mu m} = const. \end{aligned} \quad (4.5)$$

При этих условиях справедливо линейное уравнение (4.3) и для обработки данных ГДИС газовых скважин. При условиях I фазы могут быть использованы ОРФ, полученные для соответствующих задач упругой жидкости, т.е. возможно получить приближенные аналитические выражения изменения давления во времени, в частности, ОРФ для случаев КПД-КВД в реальных газовых скважинах.

В общем случае неустановившейся фильтрации реального газа к скважине по закону Дарси в деформируемом бесконечном пласте рекомендуется [18] пользоваться соответствующими решениями для упругой жидкости, заменив в них давление на функцию  $P$ . При изучении задач неустановившейся фильтрации реального газа в ограниченных пластах рекомендуется линеаризация при условии (4.4а), принимая  $\mu = \mu(P_{cp})$ . В решениях для соответствующих задач упругой жидкости давление  $P$  заменяется на функцию  $P$  (1.11), а реальное время  $t$  заменяется на новое условное время  $\tau$ . Переход от реального времени  $t$  к условному  $\tau$  осуществляется с использованием уравнения материального баланса.

В зарубежной практике ГДИС газовых скважин [268, 275] при обработке данных также применяется линеаризация с использованием функции псевдодавления  $M(P)$  (1.12'), которая учитывает зависимость подинтегральной функции ( $mC_I$ ) от давления.

Стандартный метод использования реального времени предполагает, что в течение исследования газовой скважины ( $\mu C = \text{const}$ , т.к. нет никакой иной информации

и нет выбора другого варианта. В качестве характерного давления берется начальное давление, зарегистрированное при исследовании скважины, -  $P_e$ .

При использовании псевдовремени  $T(P)$ , учитывающего изменение подинтегральной функции ( $\mu C$ ) от давления, интеграл вычисляется по правилу трапеции для каждой точки изменения давления во время исследования. Общая сжимаемость системы  $Q$  учитывает сжимаемость породы пласта, сжимаемость газа и воды, насыщающих пласт

Таким образом, прямые и обратные задачи подземной гидромеханики в приложении к ГДИС на неустановившихся режимах (по КПД-КВД реальных газовых скважин) приближенно сводятся к решению соответствующих задач -основным расчетным формулам, описывающим поведение КПД-КВД, полученным в рамках линейной теории упругого режима при фильтрации слабосжимаемой жидкости для различных МПФС.

Практически в простейшем случае, чтобы получить ОРФ неустановившихся процессов изотермической фильтрации реального газа различных МПФС (ЛФП, БЛФП, РФП, СФП и др.), необходимо в соответствующей ОРФ для фильтрации упругой жидкости величину давления для жидкости  $P$  заменить на величину  $P^2$  (для газа). Это нашло свое отражение в рекомендациях руководств и инструкций по ГДИС газовых скважин [21, 41, 268]. Например, приближенно для простейших одномерных фильтрационных потоков ОРФ реального газа получаются на основе соответствующих ОРФ для упругой жидкости.

**ЛФП.** Для КПД из уравнения (1.125), заменяя  $P$  на  $P^2$ , получим

$$\Delta P_c^2(t) = P_{пл}^2 - P_c^2(t) = \frac{2q_{ат} P_{ат} \mu z}{Bkh} \sqrt{\frac{\alpha t}{\pi}} = it^{0,5}. \quad (4.6)$$

В практике ГДИС газовых скважин разность квадратов давлений принято обозначать через  $\Delta P^2$ :

$$P_{пл}^2 - P_c^2 = \Delta P_c^2. \quad (4.7)$$

Для КПД из уравнения (1.132) для газовой скважины получим:

$$\Delta P_c^2(t) = P_{плнач}^2 - P_c^2(t) = \frac{2q_{ат} P_{ат} \mu z}{Bkh} \sqrt{\frac{\bar{\alpha}}{\pi}} (\sqrt{T+t} - \sqrt{t}), \quad (4.8)$$

$$i_{лпф} = \frac{2q_{ат} P_{ат} \mu z}{Bkh}. \quad (4.9)$$

**БЛФП.** Из уравнения (1.147') соответственно получим для газа:

$$\Delta P^2 = \frac{\alpha 2q_{ат} P_{ат} \mu z}{h(k_T \delta_T)^{0.5} (\phi \mu C_t k)^{0.25}} t^{0.25}, \quad (4.10')$$

из (1.148') –

$$i_{БЛФП} = \frac{\alpha q_{ат} P_{ат} \mu z}{h(k_T \delta_T)^{0.5} (\phi \mu C_t k)^{0.25}}, \quad (4.11')$$

из (1.149') –

$$h(k_T \delta_T)^{0.5} = \frac{\alpha q_{ат} P_{ат} \mu z}{C_t (\phi \mu C_t k)^{0.25}}, \quad (4.12')$$

где  $\alpha$  – постоянный числовой коэффициент, зависящий от системы единиц измерения.

**РФП.** Из (1.28) для КПД газовой скважины:

$$\Delta P_c^2(t) = P_{пл}^2 - P_c^2(t) \cong \frac{q_{ат} P_{ат} \mu z}{2\pi kh} \left( \ln \frac{2,25\bar{\alpha}}{r_c^2} + \ln t \right), \quad (4.13)$$

Для КВД газовой скважины из (1.36):

$$\Delta P_c^2(t) = P_{пл}^2 - P_c^2(t) \cong \frac{q_{ат} P_{ат} \mu z}{2\pi kh} \ln \frac{T+t}{t}, \quad (4.14)$$

$$i_{рфп} = \frac{q_{ат} P_{ат} \mu z}{2\pi kh}. \quad (4.15)$$

**СФП.** Из (1.156) для КПД газовой скважины:

$$\Delta P_{сфп}^2 = \frac{q_{ат} P_{ат} \mu z}{2\pi kr} - \frac{q_{ат} P_{ат} \mu z}{2\pi k \sqrt{\pi \bar{\alpha}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{t}}, \quad (4.16)$$

$$i_{сфп} = \frac{q_{ат} P_{ат} \mu z}{2\pi k \sqrt{\pi \bar{\alpha}}}. \quad (4.17)$$

Из (1.157) – ОРФ для КВД газовой скважины:

$$P_c^2(T+t) = P_{плнач}^2 - \frac{q_{ат} P_{ат} \mu z}{2\pi^{3/2} \sqrt{\bar{\alpha}}} \left[ \frac{1}{\sqrt{t}} - \frac{1}{\sqrt{T+t}} \right]. \quad (4.18)$$



Таким образом, характеристические графики кривых изменения давления для различных простейших типов фильтрационных потоков для жидкости и реального газа идентичны (с учетом поправок на давление  $P$  и  $P^2$  и свойства газа используют приведенный к атмосферным условиям объемный дебит газа  $q_{ат}$ )

Поэтому для обработки и интерпретации данных исследований газовых скважин по КПД-КВД применимы методы анализа, связанные с построением характеристических и диагностических билогарифмических графиков, с использованием логарифмических производных давления

$(\Delta P)'$  и всей процедуры анализа, изложенных в главах 1.8, 1.9 и 3.1.

Следует отметить, что при наличии качественных КПД-КВД газовых скважин, снятых высокоточными глубинными манометрами (видимо, при исследовании малопроницаемых газовых коллекторов), анализ предлагаемой процедуры обработки и интерпретации данных может существенно дополнить информацию о МПФС (и параметрах пласта) не только вертикальных, но и горизонтальных газовых скважин.

## ГЛАВА 5 Исследование горизонтальных скважин

Вопросам бурения и применения горизонтальных скважин (ГС) в создаваемых новых эффективных технологиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений посвящен целый ряд публикаций в отечественной научно-технической литературе. В вопросах ГДИС ГС в этих публикациях нашли отражение лишь теоретические аспекты определения производительности ГС, которые сводились в основном к решению прямых стационарных задач подземной гидромеханики с нахождением приближенных аналитических формул дебита ГС и наклонных скважин. Назовем ряд авторов, изучавших данный аспект: З.С. Алиев и В.В. Шеремет [1], Ю.П. Борисов с соавторами (1964 г.) В.П. Меркулов (1958-1960 г.), В.П. Пилатовский (1960 г.) П.Я. Полубаринова-Кочина (1956 г.), В.П. Табаков (1961 г.) И.А. Чарный (1953 г.) и др., за рубежом - F.M. Gige: (1983 г.), S.D. Joshi (1988 г.) и др.

В зарубежной научно-технической литературе последних лет комплексному изучению, особенно вопросам ГС на неустановившихся режимах - по КПД-КВД, кривым гидропрослушивания, - посвящено достаточно много публикаций [76, 104, 105, 109, 120, 127, 130, 139, 152, 157, 162, 174, 184, 187, 189, 201, 212, 213, 215, 220, 223, 224, 232, 235, 241, 244, 246, 248, 261, 263, 267, 269, 271]. А, например, в обзорной статье [201] даются специальные рекомендации по планированию, проведению и интерпретации данных ГДИС горизонтальных скважин.

### 5.1. Характеристика неустановившихся процессов перераспределения давления в горизонтальных скважинах

Имеющиеся теоретические решения прямых задач подземной гидромеханики для случая ГС показали, что неустановившиеся процессы перераспределения давления в ГС могут быть представлены как комбинации доминирующих простейших режимов течения - РФП и ЛФП, аналогичных режимам течения к вертикальным скважинам, так как неустановившийся приток в ранние (начальные) периоды течения к ГС аналогичен течению к ВС между двумя параллельными границами. В поздние периоды времени процессы неустановившегося притока к ВС с вертикальными трещинами также аналогичны процессам в ГС. Простейшие неустановившиеся режимы течений к ГС (РФП, ЛФП и др.) можно определить - идентифицировать с помощью диагностических билогарифмических графиков (совмещенных кривых изменения давления и производной давления), построенных на основе промысловых данных ГДИС ГС или с использованием процедуры анализа и интерпретации замеренных КПД-КВД, как это было рассмотрено в главе 3.

При математическом моделировании, в рамках линейной теории упругого режима, неустановившегося притока к ГС в общем предполагают, что ГС находится в бесконечном однородном пласте (с горизонтальной ( $k_r$ ) и вертикальной ( $k_a$ ) проницаемостью), насыщенном слабосжимаемой однофазной жидкостью.

Предполагается, что ГС находится посередине, между проницаемыми кровлей и подошвой пласта толщиной  $h$  (рис 5.1), причем горизонтальная часть ГС ориентирована строго горизонтально.

Далее предполагается, что ГС пущена в эксплуатацию в момент времени  $t=0$  с постоянным дебитом ( $q=\text{const}$ ) и жидкость притекает равномерно по всей длине ( $L$ ) горизонтальной скважины, где эффективная длина  $L \gg h$ , изменения давления в самом стволе ГС допускаются пренебрежимо малыми.

На рис. 5.2 показана последовательность режимов течения, которые могут наблюдаться в ранних моментах времени периода эксплуатации ГС. Эти простейшие одномерные режимы течения (ВСС, РФП, ЛФП и др.) принимаются за основу при планировании ГДИС и интерпретации данных.

Влияние ствола скважины (ВСС). Если пренебречь притоком вблизи конца ствола скважины, то жидкость по мере удаления вначале должна будет притекать в пласт к горизонтальному стволу скважины по радиальному потоку для случая  $k_b = k_r$  (или по эллиптическому потоку при  $k_s \ll k_r$ ). Если закрытие ГС не осуществляется непосредственно на забое (т.е. в пласте на поверхности фильтрации), то начальное поведение давления будет искажаться за счет ВСС и поэтому это начальное поведение забойного давления не будет характеризовать РФП. Для случая постоянного коэффициента  $C$ , учитывающего ВСС, приток жидкости в ствол скважины будет

идентифицироваться по диагностическому билогарифмическому графику (совмещенных кривых  $\Delta P$  и  $\Delta P'$ ) - совпадающими прямолинейными участками графиков  $\Delta P$  и  $\Delta P'$  с уклоном, равным единице (аналогично, как в случае ВС). В течение этого периода времени стан-

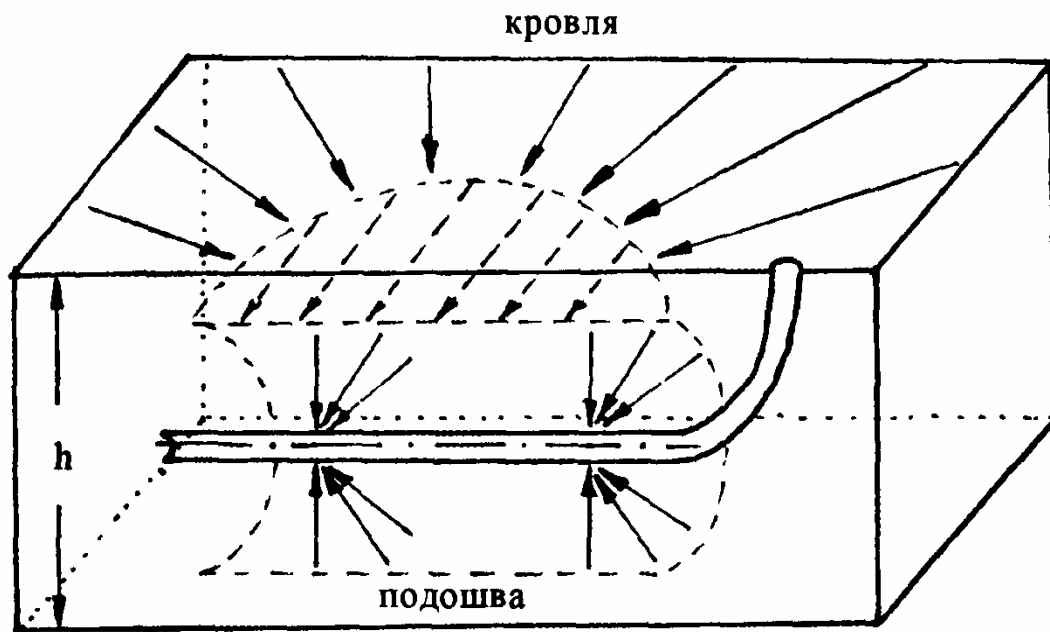


Рис. 5.1. Схема расположения горизонтальной скважины и простейшие потоки

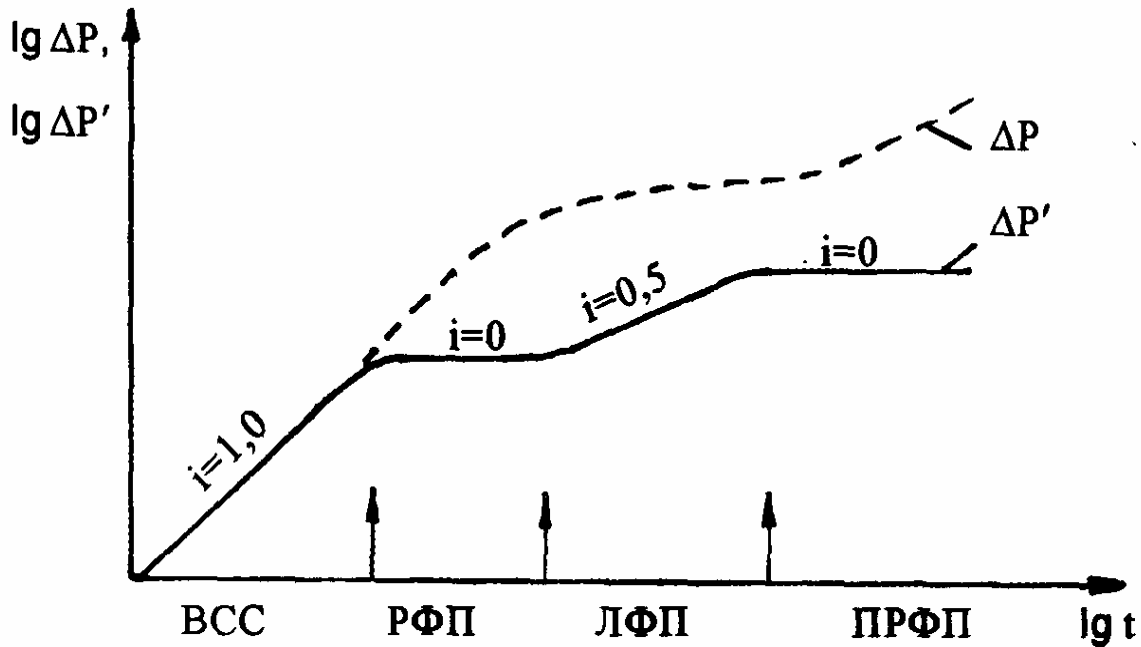


Рис. 5.2. Схематический диагностический билогарифмический график изменения давления горизонтальной скважины

дартные общепринятые методы обработки и интерпретации (без учета притока, полулогарифмической анаморфозы и др.) не могут дать информацию о параметрах пласта и состоянии ПЗП. Время конца этого прямолинейного графика с единичным уклоном, искаженного притоком (время конца ВСС -  $t_{к\text{ВСС}}$ ), определяется уравнением (5.1') в табл. 5.1.

**Таблица 5.1.** Уравнения режимов течения (номенклатура формул дана в конце таблицы)

Состояние процессов	Формулы с учетом нефтепромысловых единиц США
1	2
Период влияния ствола скважины	$t_{к\text{ВСС}} = \frac{(4000 + 240 S_m)C}{\sqrt{k_b k_r L_c / \mu}} \quad (5.1')$
	$C = V_{oc} C_{жстс} \quad (5.2')$
	$C = 144 V_{yc} / \rho c \cos \theta \quad (5.3')$
	$C = qBt / 24 \Delta P \quad (5.4')$
Начальные (ранние) моменты радиально-го течения	$\sqrt{k_r k_b} = 162.6 qB \mu / mL_c \quad (5.5')$
	$S_m = 1.15 \left[ \frac{\Delta P_{1ч}}{m} - \lg \left( \frac{\sqrt{k_r k_b}}{\phi \mu c_c r_c^2} \right) + 3.23 \right] +$ $+ 2.30 \lg \frac{1}{2} \left( \sqrt[4]{\frac{k_b}{k_r}} + \sqrt[4]{\frac{k_r}{k_b}} \right) \quad (5.6')$
	$t_{к\text{РФП}} = 1800 d_z^2 \phi \mu C_c / k_b \quad (5.7')$
	или $t_{к\text{РФП}} \cong 125 L_c^2 \phi \mu C_c / k_r \quad (5.8')$

**Таблица 5.1** (продолжение)

1	2
Период полурадиального течения	$\sqrt{k_r k_b} = 2(162.6 qB \mu / m' L_c) \quad (5.9')$
	$S_m = 2.30 \left[ \frac{\Delta P_{1ч}}{m'} - \lg \left( \frac{\sqrt{k_b k_r}}{\phi \mu C_c r_c^2} \right) + 3.23 \right] +$ $+ 2.30 \lg \left[ \left( 1 + \sqrt{\frac{k_r}{k_b}} \right) \frac{d_z}{r_c} \right] \quad (5.10')$
	$t_{к\text{ПРФП}} \cong 1800 D_z^2 \phi \mu C_c / k_b \quad (5.11')$
Период линейного течения	$L_c h \sqrt{k_r} = \frac{8.13 qB}{m''} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_c}} \quad (5.12')$
	$S_m = \frac{L_c \sqrt{k_b k_r}}{141.2 qB \mu} \Delta P_{t=0} - S_c \quad (5.13')$
	где $S_c \cong \left[ \frac{\pi r_c}{h} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_b}{k_r}} \sin \frac{\pi d_z}{h} \right) \right]$ $t_{к\text{ЛФП}} \cong 160 L_c^2 \phi \mu C_c / k_r \quad (5.14')$
Период псевдорадиального течения	$k_r = 162.6 qB \mu / m''' h \quad (5.15')$
	$S_m = 1.15 \sqrt{\frac{k_b}{k_r}} \frac{L_c}{h} \left[ \frac{\Delta P_{1ч}}{m'''} - \lg \left( \frac{k_r}{\phi \mu C_c L_c^2} \right) + 1.83 \right] - S_c \quad (5.16')$
	$t_{н\text{ПРФП}} \cong 1500 L_c^2 \phi \mu C_c / k_r \quad (5.17')$
	$t_{к\text{ПРФП}} \cong 2000 \phi \mu C_c (L_c / 4 + D_y)^2 / k_r \quad (5.18')$
	или $t_{к\text{ПРФП}} \cong 1650 \phi \mu C_c D_x^2 / k_r \quad (5.19')$

**Примечание.** Номенклатура формул, данная в табл. 5.1:

$V$	– объемный коэффициент;
$C_{жстс}$	– сжимаемость жидкости в стволе скважины, $LT^2/M$ , psi <sup>-1</sup> ;
$C_c$	– сжимаемость системы, $LT^2/M$ , psi <sup>-1</sup> ;
$C$	– коэффициент ствола скважины, $L^4T^2/m$ , bbl/psi;
$d_z$	– расстояние до ближайшей горизонтальной границы, L, ft;
$D_x, D_y$	– боковые размеры пласта, L, ft;
$D_z$	– расстояние до дальней горизонтальной границы, L, ft;
$h$	– толщина пласта, L, ft;
$k = (k_r k_v)^{0,5}$	, $L^2$ , md;
$k_r$	– горизонтальная проницаемость, $L^2$ , md;
$k_v$	– вертикальная проницаемость, $L^2$ , md;
$L_b$	– пробуренная длина, L, ft;
$L_c$	– продуктивная длина ствола ГС, L, ft;
$m$	– уклон полулогарифмического графика для ранних моментов времени радиального течения, $m/LT^2$ , psi/log цикл;
$m'$	– уклон полулогарифмического графика для полурадiallyного течения, $m/LT^2$ , psi/log цикл;
$m''$	– уклон графика в координатах $[\sqrt{t}, \Delta P]$ , $m/LT^{5/2}$ , psi $\sqrt{час}$ ;
$m'''$	– уклон полулогарифмического графика для псевдорадiallyного течения, $m/LT^2$ , psi/log цикл;
$\bar{P}$	– средневзвешенное пластовое давление, $m/LT^2$ , psi;
$P'$	– логарифмическая производная, $dP/d(\ln t)$ ;
$P_{1ч}$	– экстраполированное давление прямолинейного графика в полулогарифмических координатах при $t=1ч$ , $m/LT^2$ , psi;

$\Delta P$	– изменение давления начиная с момента проведения исследований, psi;
$\Delta P_{1ч} = \bar{P} - P_{t=1}$	– для падения давления;
$P_{1ч} - P_{t=0}$	– для кривой восстановления давления, $m/LT^2$ , psi;
$Q$	– дебит, $L^3/T$ , B/D;
$r_c$	– радиус скважины, L, ft;
$S_o$	– общий скин,
$S_m$	– механический скин-фактор (качество заканчивания);
$t$	– время падения или восстановления давления, t, час;
$t_{к ЛФП}$	– время конца линейного течения, t, час;
$t_{к ПРТ}$	– время конца псевдорадiallyного течения, t, час;
$t_{к РФП}$	– время конца радиального течения, t, час;
$t_{к ВСС}$	– время конца влияния ствола скважины, конца единичного уклона, t, час;
$t_{ПД}$	– период работы скважины с постоянным дебитом, t, час;
$t_{н ЛФП}$	– начало линейного течения, t, час;
$t_{н ПРФП}$	– начало псевдорадiallyного течения, t, час;
$V_{oc}$	– общий объем ствола скважины, $L^3$ , bbl;
$V_{yc}$	– объем ствола скважины на единицу длины, удельный объем, $L^3$ , bbl.

Уравнения в табл. 5.1 получены в предположении применимости метода суперпозиции [201].

Влияния ствола скважины. Коэффициент  $C$  для ствола, заполненного однофазной жидкостью, рассчитывается по уравнению (5.2') Уравнение (5.3') используется, когда в стволе скважины имеется уровень, разделяющий жидкую и газообразную фазы, и ствол скважины составляет угол  $\theta$  с

вертикалью. Коэффициент скважины  $C$  рассчитывается на погонную единицу длины для  $V_{uc}$  (удельного объема на единицу длины ствола скважины). Более реальное значение  $C$  можно получить по данным точек прямолинейного графика с единичным уклоном в диагностических билогарифмических координатах: см. табл. 5.1, уравнение (5.4'). Несмотря на то, что значение  $C$  для горизонтальной скважины может быть значительно больше, чем для вертикальной скважины в том же пласте, время  $1k$  „„„, обычно бывает не столь большим из-за высокого значения  $C$  в уравнении (5.4') - за счет влияния длины продуктивного ствола ГС.

Следующий режим течения - ранний (начальный) период РФП. На диагностическом билогарифмическом графике характеристикой совершенного (или эллиптического) РФП является постоянство производной давления  $P'$  - уклон графика равен нулю. График  $[\lg t, P_c(t)]$  имеет прямолинейный участок с уклоном  $t$ , и по уравнению (5.5') можно оценить значение  $(k_r k_b)$ . Механический скин-фактор  $8m$ , который характеризует качество вскрытия и заканчивания скважины, рассчитывают по уравнению (5.6'). Величина  $k_g$  является макроскопически средней по оцениваемой толщине пласта в вертикальном направлении. При наличии тонких пропластков  $k_b$  может быть значительно меньше, чем значения по данным анализа кернов. Время конца периода начального РФП -  $1_{k \text{ РФП}}$  (когда радиус области влияния достигает ближайшей границы) определяется уравнением (5.7'), и если приток в конце периода ВСС значителен, то рассчитывается по уравнению (5.8').

ГС могут также проявлять полурадиальное течение (или псевдоразрадиальное), когда производная давления  $P'$  на диагностическом графике остается величиной постоянной. Полурадиальное течение может проявляться под влиянием одной непроницаемой границы-кровли или подошвы пласта. В этом случае происходит изменение (удвоение) уклона прямолинейного графика в полулогарифмических координатах и производная давления  $P'$  будет выражаться прямолинейным горизонтальным графиком в диагностических билогарифмических координатах с удвоенным значением уклона РФП.

Произведение  $(k_r k_b)$  вычисляют по уравнению (5.9'), используя уклон  $t'$  из графика  $P_c = P_c(t)$  в полулогарифмических координатах; скин-фактор определяется по уравнению (5.10'). Полурадиальное течение закончится, когда радиус влияния достигнет второй горизонтальной непроницаемой границы.  $1_{k \text{ РФП}}$  - время конца полурадиального течения определяется уравнением (5.11'). Если ГС (ее горизонтальный ствол) находится точно посередине между кровлей и подошвой пласта, то в оценке этого времени нет необходимости.

Дальнейшее падение давления (в случае КПД) приводит к проявлению линейного течения - ЛФП. Линии тока становятся параллельными непроницаемым кровле и подошве пласта и перпендикулярными к направлению ствола скважины. Как ранее было показано, признаком ЛФП является уклон, равный 0,5 для прямолинейных графиков:

$P_c = P_c(t)$  и  $P' = P'(t)$ . График  $AP_c(t)$  в координатах  $[\lg t, AP]$  должен быть прямолинейным с уклоном  $t''$ . Уравнение (5.12') используется для оценки  $k_b$ ,  $h$  или  $L_c$ , если два других параметра известны. Скин-фактор для ЛФП находят из (5.13'). Общий скин  $S_o$  всегда является позитивным и независимым от качества закачивания скважины. ЛФП заканчивается, когда добыча из области, ближайшей к концу ствола скважины, начнет приближаться ко времени, определяемому уравнением (5.14').

Если ширина области дренажа в горизонтальном плане станет больше, чем  $L_c$ , скважина войдет в период псевдоразрадиального течения - ПРФП (см. рис 1.5, e). На большом расстоянии от скважины линии течения (траектории) будут горизонтальными и направлены к стволу скважины. Эта ситуация похожа на поздний период поведения ВС с вертикальной трещиной. График логарифмической производной давления  $P'$  на диагностическом билогарифмическом графике снова представится горизонтальной линией (сама производная будет постоянной), уклон прямолинейного участка этой части графика в полулогарифмических координатах  $[\lg t, AP_c(t)]$  определится величиной  $t''$  и из уравнения (5.15') возможна оценка  $k_r$ , а из уравнения (5.16') - оценка  $S_m$ . Из-за ненадежности некоторых параметров в уравнении (5.16') период ПРФП мало пригоден для оценки скин-фактора  $S_m$ . Начало ПРФП - величина времени приблизительно того же порядка, что и конец ЛФП (см. уравнение 5.17').

И, наконец, когда на поведение давления влияют условия, созданные на боковых границах пласта, для расчетов по уравнениям (5.18') и (5.19') рекомендуется выбирать малые значения времени конца ПРФП -  $t_{k \text{ ПРФП}}$ . Последовательность режимов течения, вызванная боковыми граничными условиями, идентична наблюдаемому в ВС. Отметим, что уравнения времени течения

являются приближенными.

Анализ неустановившегося поведения восстановления забойного давления (КВД) для ГС так же, как и для ВС, основан на принципе суперпозиции. Изменение дебита  $q$  в ГС моделируется суперпозицией фиктивных эксплуатационных и нагнетательных скважин и последующим суммированием действий всех скважин. Остановка (закрытие) добывающей ГС с дебитом « $+q$ » моделируется суперпозицией фиктивной нагнетательной скважины с дебитом « $-q$ » в той же точке, где находится и добывающая скважина со временем закрытия  $t_p = 1\text{пд}$  (т.е. время работы скважины с момента пуска до закрытия принимаем равным времени работы скважины с постоянным дебитом). Результирующее давление (КВД) получают, суммируя оба давления (действительной и фиктивной скважин), для случая бесконечного пласта по концепции графика Хорнера при РФП или для ЛФП -графика в координатах корня квадратного из времени.

Математически корректным является случай, когда обе скважины - эксплуатационная и фиктивная нагнетательная - имеют один и тот же режим течения. Это обстоятельство является достаточно существенным, учитывая рассмотренную последовательность режимов течения для ГС. Условие может быть ослаблено, если  $t_p = 1\text{пд}$  значительно больше, чем максимальное время восстановления давления. Вклад добывающей скважины в общее изменение давления может стать пренебрежимым, и данные КВД можно анализировать, подобно КПД (как и в аналогичном случае с ВС). Во всяком случае, длительная КПД может значительно облегчить анализ и интерпретацию режимов течения КВД.

Пластовое давление является одним из важных параметров, подлежащих определению по данным ГДИС ГС. Глубинные манометры в ГС обычно спускаются на глубину выше горизонтальной части. Поэтому замеренное давление должно быть пересчитано с учетом вертикального градиента давления. Для новых скважин рекомендуется измерять начальное пластовое давление непосредственно в конце длительного периода закрытия скважины, после короткого периода добычи, перед значительным истощением пластовой энергии. Пластовое давление можно найти для РФП по КВД экстраполируя прямолинейный график Хорнера или экстраполируя линейный график в координатах корня квадратного от времени до нуля для случая ЛФП. Неоднородность пласта серьезно затрудняет интерпретацию данных ГДИС в ГС.

## 5.2. Особенности планирования ГДИС горизонтальных скважин

Составление программы исследований ГС на неустановившихся режимах является достаточно специфичным. Так, на основании имеющейся геологической информации, геофизических данных, данных бурения и теоретических предпосылках инженер по ГДИС должен пытаться определить возможные режимы течений в ГС, их последовательность и продолжительность. Далее при составлении программы работ ГДИС руководствуются планируемым графиком изменения отборов перед и в течение исследований, выбором оборудования ствола, забоя, наземного оборудования и глубинных манометров.

Интерпретация данных ГДИС и их анализ связаны с расчетами производных давления  $P'$ , так как при этом усиливаются "шумы" и сигналы, поэтому рекомендуется применять высокоточные электронные манометры, способные в течение длительного времени регистрировать изменение давления в процессе ГДИС ГС. Высокая точность и частота замеров по времени электронных приборов позволяют получать кривые производных давления с минимальным «разбросом».

Важным элементом ГДИС ГС является закрытие скважины на забое с целью уменьшения ВСС, т.к. объем горизонтальной и вертикальной частей может быть значительным, что исключит возможность использовать самые начальные участки КВД-КПД для интерпретации. Новые скважины рекомендуется кратковременно исследовать после заканчивания. Для этого используются различного вида комплексы испытательных инструментов (КИИ) - одно- и многоцикловые, спускаемые в скважину на гибких трубах, а также опробователи пластов, спускаемые на канате [7, 10, 46, 142, 156, 210, 260].

Примеры некоторых инструментов различных конфигураций для ГДИС, применяемых за рубежом, приведены в табл. 2.3 [137]. Одним из основных требований при испытании горизонтальных скважин является обеспечение снятия КПД в течение достаточно длительного промежутка времени, как и последующих КВД, с тем, чтобы как можно больше последовательных режимов течения могли себя проявить и их можно было бы оценить с помощью вышеописанной методики - диагностических билогарифмических и характеристических графиков.

Так, при исследовании ГС на интерференцию (гидропрослушивание) рекомендуется, в частности [231], применять дистанционные электронные глубинные манометры с точностью 0,05% от показаний прибора и порогом чувствительности 0,14 кПа (0,02 psi, или 0,00014 МПа), с электронной памятью, способные работать в температурном режиме пласта и скважины. Спуск глубинных приборов в горизонтальную часть скважины рекомендуется производить на гибких трубах или с помощью специального оборудования.

Методы интерпретации данных ГДИС ГС схожи с методами интерпретации данных вертикальных скважин (например, с горизонтальной трещиной), общая процедура которых была изложена ранее (анализ диагностического билогарифмического графиков Р и Р', построение характеристических графиков и т.д.). Отличительной сложностью интерпретации данных ГДИС ГС является невозможность, в ряде случаев, отдельной оценки проницаемостей  $k_f$  и  $k_s$ , особенно при кратковременных исследованиях.

### 5.3. Опыт ГДИС горизонтальных скважин и пример обработки и интерпретации данных

Ранее Р.Г. Шагиевым при участии В.И. Васильева изучались особенности интерпретации данных горизонтальных скважин [67]. В качестве примера, обработки, анализа и интерпретации данных приведем результаты этого опыта ГДИС ГС.

Цель исследования заключалась в отработке методики ГДИС ГС и определении параметров пласта и ГС. Объектом была выбрана ГС, эксплуатирующаяся штанговым глубинно-насосным способом. Была составлена программа проведения ГДИС: приведены исходные данные по скважине и информация по участку залежи, указаны виды работ по подготовке и оборудованию скважины, сроки выполнения и ответственные по каждому виду работ. Предусматривалась регистрация давления с помощью глубинного автономного цифрового скважинного прибора КСА-А2-36-80/60 [2], некоторые характеристики которого приведены в табл. 2.1.

Глубинный манометр помещался в наклонной части ствола скважины - переходной от вертикальной части к горизонтальной - в специальном перфорированном контейнере на конце насосно-компрессорных труб под насосом. Программой работ по ГДИС предусматривалось перекрытие ствола скважины между приемом насоса и глубинным манометром с помощью специального забойного отсекавателя [47], который приводился в действие с помощью удлинителя хода полированного штока на головке балансира станка-качалки или ручным способом, ослабляя канатную подвеску. Подобная технология с применением этого забойного отсекавателя успешно применялась ранее при ГДИС ВС. Имелся положительный опыт работы по этой технологии.

На основании предварительных оценочных расчетов был составлен обзорный график ГДИС ожидаемых изменений давлений и дебитов во времени.

После подготовительных работ ГС была пущена в работу на 96,5 ч, затем остановлена для снятия КВД1 в течение 260 ч, снова повторно была пущена в работу на 90 ч и остановлена для снятия КВД2 на 107 ч. Общая продолжительность ГДИС составила 560 ч (23 сут). На этом интервале времени глубинный манометр зарегистрировал 3600 точек изменения давления с равномерным шагом во времени 10 мин. Работы проводились в сотрудничестве с институтом БашНИПИнефть.

На рис. 5.3 приведен обзорный график ГДИС, на котором нанесены 8200 точек, записанных после подъема манометра из скважины. К сожалению, возможно из-за отсутствия опыта перекрытия наклонной части ствола скважины, не удалось перекрыть ствол скважины с помощью отсекавателя, как это планировалось в программе ГДИС.

В качестве иллюстративного примера приведен фрагмент обработки, анализа и интерпретации данных КВД1 ГС на рис. 5.4, на котором диагностический билогарифмический совмещенный график изменения давления и логарифмической производной давления Р' рассчитан по ранее изложенной методике в главе 1.9.



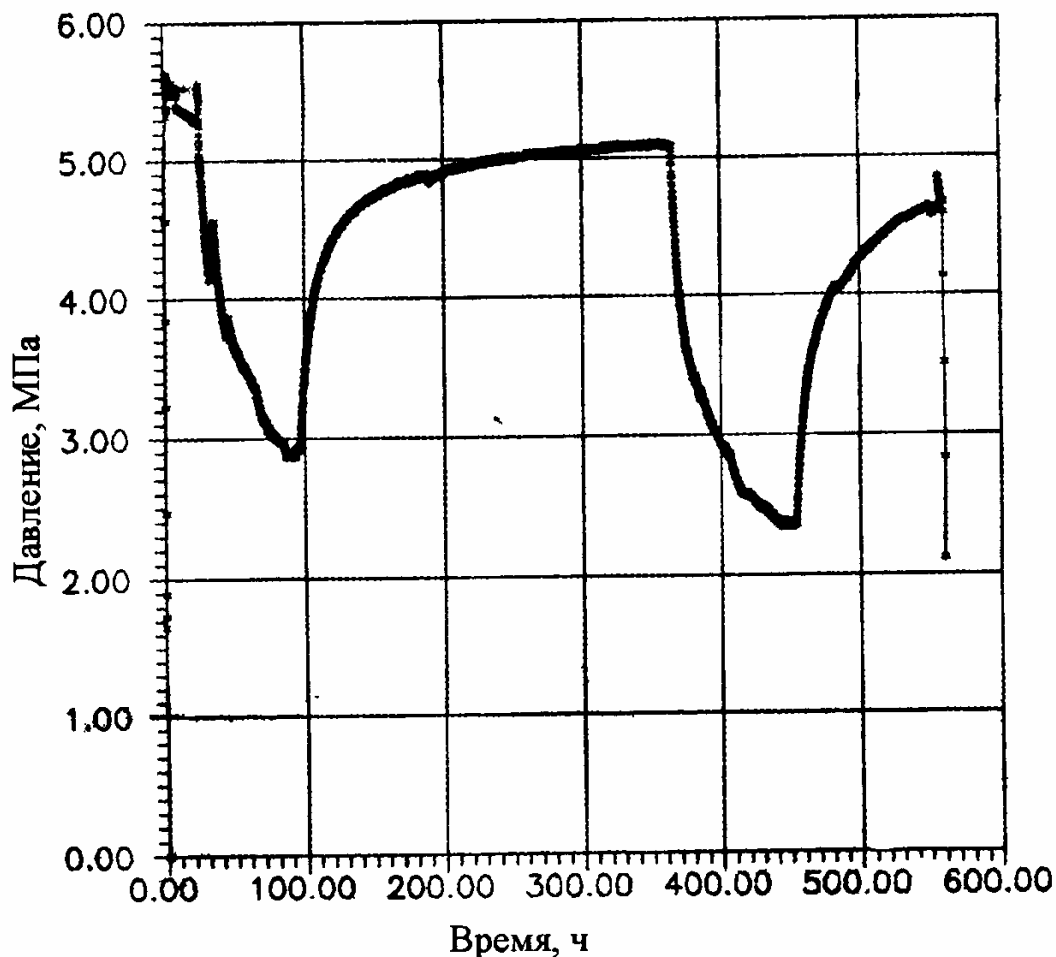


Рис. 5.3. Обзорный график исследования горизонтальной скважины

На рис. 5.4 обращает на себя внимание большой разброс точек на кривой производной давления  $P'$  и невозможность четкого выделения характерных участков графиков простейших потоков - РФП, ЛФП и др.

К сожалению, видимо, в данном случае оказались недостаточная разрешающая способность прибора по давлению и погрешности измерения забойных давлений. Для построения более «гладкого» графика производной давления  $P'$  применяются различные процедуры сглаживания экспериментальных данных [193, 270]. При обработке замеренных данных  $P_c = P_c(t)$  ГС были апробированы рекомендованные другими исследователями методы одно- и многократного сглаживания, а именно: 1) методы скользящей средней, 2) интерполяционные полиномы Лагранжа, 3) интерполяционные полиномы Ньютона, 4) полиномиальная аппроксимация. Однако ни один из перечисленных методов не дал в этом конкретном случае удовлетворительных результатов после однократного применения. Наилучшие результаты были получены при использовании интерполяционного полинома Лагранжа третьего порядка. Использование различных процедур сглаживания экспериментальных кривых  $P'$  может приводить к потере полезной информации и ошибочной интерпретации КПД-КВД.

Этим объясняются рекомендации [97, 137, 231] о необходимости применения высокоточных манометров (в частности, стандартных глубинных электронных дистанционных манометров с компенсационными пьезокварцевыми датчиками) при проведении подобных ГДИС ГС и последующей интерпретацией данных с использованием производных давления.

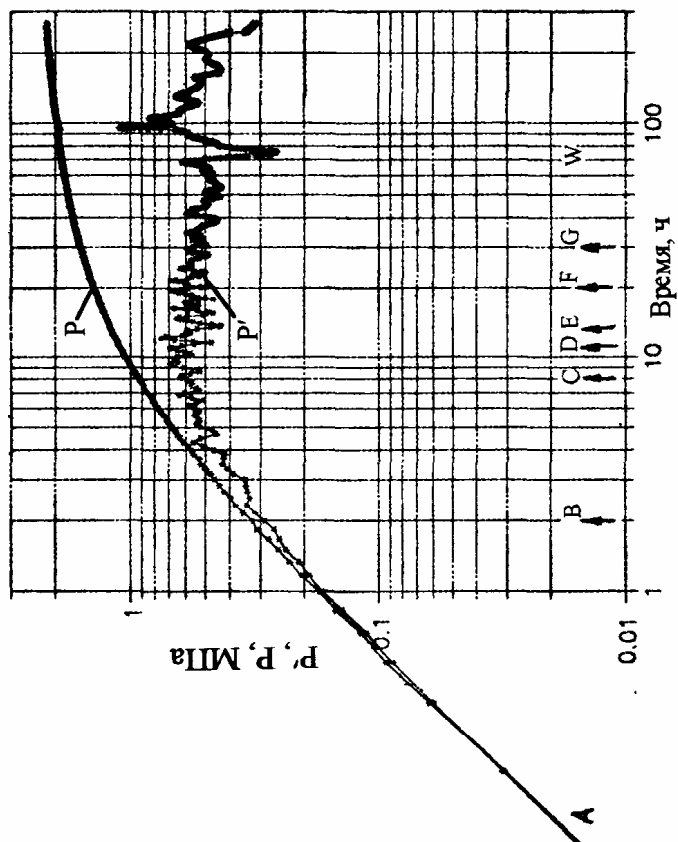


Рис. 5.4. Диагностический билогарифмический график ГДИС горизонтальной скв. КВД-1. Буквы – диагностические участки

Отмечая недостаточно высокое качество полученных КВД, была проведена их приближенная оценочная обработка при следующих исходных данных:

Н – пробуренный забой – 1235 м;	$\phi = m = 15-25\%$ (20%);
перфорированный фильтр в интервале 940–1230 м;	$r_c = 0,116$ м;
$h = 14$ м;	$T_{\text{раб}} = 96,5$ ч;
$L_{\text{пробур}} = 290$ м – пробуренная длина горизонтального ствола;	$Q_c = 10$ м <sup>3</sup> / сут ;
$L_{\text{эф}} = 104$ м – эффективная длина горизонтального ствола;	% воды = 32,4%;
	$\mu_n = 11,86 \cdot 10^{-3}$ (Па·с);
	$C_t = 13,73 \cdot 10^{-10}$ (Па <sup>-1</sup> );
	$V = 1,054$ .

По диагностическому билогарифмическому графику (рис. 5.4) можно сделать следующие операции:

1. По уклону начального прямолинейного участка (АВ) кривых, равного 1 (т.е. под углом 45°), приближенно оценить время конца периода ВСС –

$$t_{\text{к ВСС}} \approx 2 \text{ ч,}$$

$$\Delta P_{\text{к ВСС}} \approx 0,344 \text{ МПа} = 50 \text{ psi.}$$

2. Так как из-за большого разброса точек кривой P' сложно выделить различные типы простейших фильтрационных потоков, то время начала позднего ПРФП можно оценить как,  $t_{\text{н ПРФП}} \approx 50$  ч (т.е. предполагая, что кривая P', начиная с этого момента времени, имеет уклон, равный нулю, – участок GW).
3. По уравнению (3.4') подсчитывают оценочное значение коэффициента влияния ствола скважины С:

$$C \approx 2,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{Па} \approx 0,11 \text{ bbl/psi.}$$

Тогда на полулогарифмическом графике по методу Хорнера (рис 5.5) прямолинейный участок графика поздне-

го ПРФП должен начинаться со значения  $t_{н\text{ ПРФП}} \approx 50$  ч, т.е.

$\frac{t}{t+T} = 0,341$ . Прямолинейный участок графика по методу

Хорнера достаточно уверенно выделяется с уклоном

$$i_{\text{ПРФП}} = 1,153 \text{ МПа/цикл} = 167,185 \text{ psi/цикл.}$$

Далее,  $t = 1$  ч соответствует  $\frac{t}{t+T} = 0,0102$ , и для

этого значения времени по графику рис. 5.5 оценивается

$$P_{t=1\text{ч}} \approx -0,01 \text{ МПа} \approx -1,45 \text{ psi.}$$

Для позднего ПРФП по уравнению (3.15') оценивается проницаемость по напластованию:

$$k_r = \frac{162,6qV\mu}{i_{\text{ПРФП}}h} = 16,6 \text{ md} \approx 0,017 \text{ мкм}^2 -$$

достаточно низкое значение проницаемости.

Представляется возможным и другой приближенный вариант обработки и интерпретации этих же данных ГДИС ГС, ни в коем случае не претендующий на безапелляционность, а скорее имеющий демонстрационный характер метода.

На диагностическом бипологарифмическом графике (см. рис. 5.4) можно приближенно попытаться выделить несколько типов простейших фильтрационных потоков с помощью транспорта-идентификатора или другим способом. Так, транспорт, выполненный на прозрачной пленке или кальке, накладывается на диагностический график  $P'$ . Условно выделяются следующие типы простейших фильтрационных потоков на различных участках графика производной давления.

1. Участок АВ – прямолинейный с уклоном  $i = 1$ . Условная продолжительность от нуля до 2 ч,  $t = 0 \div 2$  ч. Обусловлен влиянием ствола скважины.

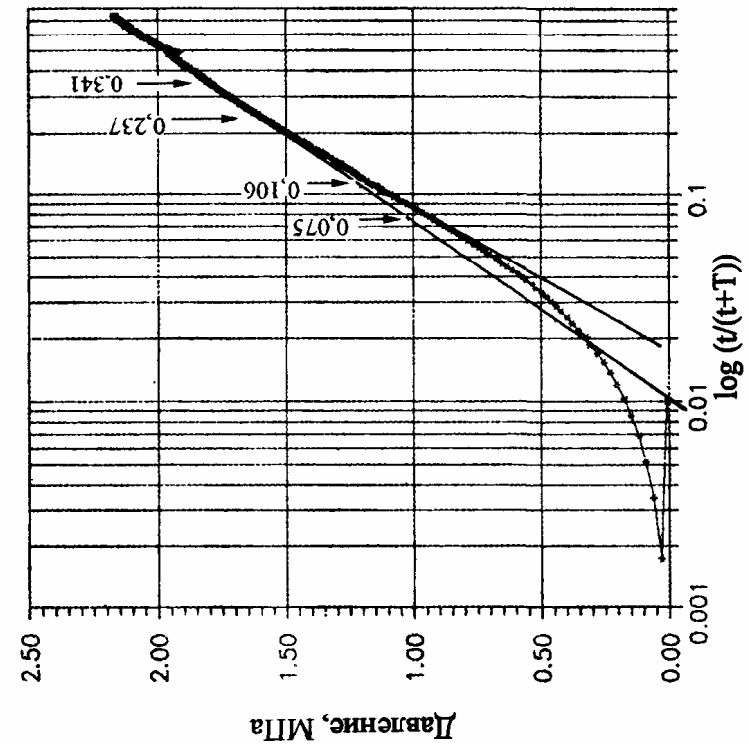


Рис. 5.5. КВД горизонтальной скважины в координатах Хорнера

2. Прямолинейный участок ВС.  $i = 0,5$ ,  $t = 2 \div 8$  ч – ЛФП. Может интерпретироваться как линейный поток в горизонтальной части ствола скважины (аналогично ЛФП в скважине с вертикальной трещиной).
3. Прямолинейный горизонтальный участок CD.  $i = 0$ ;  $t = 8 \div 11,5$  ч. Интерпретируется как РФП.
4. Участок графика производной давления DE.  $i = -0,5$ ;  $t = 11,5 \div 13$  ч. Физически может представиться как СФП.
5. Условно прямолинейный участок EF.  $i = 0,25$ ;  $t = 13 \div 20$  ч. Представляется как БЛФП. Например, может проявиться, когда прямолинейно-параллельные линии тока в пласте ортогональны прямолинейно-параллельным линиям тока в стволе ГС или когда имеют место два взаимно ортогональных прямолинейно-параллельных потоков в слоистом пласте.
6. FG;  $i = -0,5$ ;  $t = 20 \div 30$  ч. СФП. Может быть, например, результатом высокого скин-фактора (за счет низкой плотности перфорации или малой степени вскрытия пласта или пропластка) или влияния границ пласта и пропластков.
7. G–W;  $i = 0$ ;  $t = 30$  ч и более. Поздний РФП. Псевдорадialное течение к ГС.

Анализируя эту условную и приближенную информацию с учетом ранее сделанных оговорок, можно отметить некоторые особенности. Имеют место два РФП (ранний и поздний - ПРФП). Отмечаются два СФП в разные моменты времени. Для их интерпретации необходимо знание профиля притока к скважине (возможно подключение-отключение пропластков, наличие радиальных трещин, различное соотношение дебитов зон притока, анизотропия пласта и др.). Ранний РФП отличается от полурадиального (полуэллиптического) притока, который может возникать под влиянием притока от единственной непроницаемой границы (например, кровли или подошвы пласта). Для полурадиального потока характерным являются удвоение, точное дублирование (повторение) уклона - появление на диагностическом билогарифмическом графике  $P'$  характерной ложбинообразной (корытообразной) формы графика. Между тем этого удвоения-дублирования уклона нет, а следовательно, и гипотеза о полурадиальном течении в данном случае не получает оснований и подтверждения. Наличие двух условно оцениваемых раннего и позднего псевдорадialных потоков может наводить на мысль о влиянии анизотропии или слоистости пласта. Так, ранний РФП может определяться более высокопроницаемыми пропластками или слоями (или системой трещин), а поздний РФП может представляться суммарным, общим и определяется средними свойствами всех пропластков, слоев (возможно, системой трещин и матриц).

Продолжая обработку фактических данных ГДИС ГС, были условно приближенно оценены параметры пласта и ГС.

Для РФП – участок CD (см. рис. 5.4). Так как  $t = 8 \div 11,5$  ч, то прямолинейный участок по методу Хорнера должен находиться в диапазоне  $\frac{t}{t+T}$  от 0,075 до 0,106.

На графике в координатах Хорнера (см. рис. 5.5) в этом диапазоне времени выделяется прямолинейный участок с уклоном

$$i_{\text{РФП}} = 1,45 \text{ МПа/цикл} = 210,25 \text{ psi/цикл}$$

и давлением

$$P_{t=1\text{ч}} \approx -0,347 \text{ МПа} = -50,315 \text{ psi.}$$

По уравнению (5.5') средняя проницаемость оценивается как  $\sqrt{k_v k_r} = 1,78 \text{ md} = 0,0018 \text{ мкм}^2$ , что значительно (почти на один порядок) ниже, чем проницаемость в уда-

ленной части пласта для позднего радиального притока ( $0,017 \text{ мкм}^2$ ). Приближенная оценка  $k_r$  по уравнению (5.8') дала значение  $k_r = 28,4 \text{ md} \approx 0,0284 \text{ мкм}^2$ , тогда оценочное

$$\text{значение вертикальной проницаемости } k_v = \frac{(\sqrt{k_v k_r})^2}{k_r} = \\ = 0,112 \text{ md} \approx 0,0001 \text{ мкм}^2 .$$

Полученные оценочные значения проницаемостей являются очень низкими и пласт характеризуют как весьма неоднородный по проницаемости с коэффициентом анизотропии  $\sqrt{k_v k_r} = 15,9$ .

Оценочное приближенное значение механического скин-фактора по уравнению (5.6') составило  $S_m = -6,012w^{-6}$ . Это отрицательное значение и величина скин-фактора могут интерпретироваться как отсутствие ухудшения состояния призабойной зоны скважины. Напоминая еще раз о демонстрационном, оценочном характере второго варианта интерпретации, отметим, что использование диагностического бипологарифмического графика  $P'$  в процедуре обработки и интерпретации данных ГДИС может дать больше информации о продуктивном пласте по сравнению с ранее известными, традиционными методами интерпретации данных ГДИС ГС на неустановившихся режимах.

В заключение для построения качественной кривой производной давления  $P'$  рекомендуется применение высокоточных глубинных дистанционных электронных манометров (сопоставимых по техническим характеристикам датчиков давления с соответствующими характеристиками датчиков типа компенсационных пьезокварцевых) с порогом чувствительности 0,0014 МПа, пределами измерения в диапазоне до 75-103 МПа, точностью 0,01% от показаний прибора  $+2\text{psi}$  (0,00014 МПа), программируемыми возможными темпами замеров по времени от 1, 2, 3, 5, 10 и 30 сек до 1, 2, 5, 10, 30, 60 мин с максимальным автономным временем работы до 45 сут. измерения КПД-КВД на забое горизонтальной скважины.

Чтобы минимизировать влияние ствола скважины (послеэксплуатационный приток-отток, сегрегацию фаз и т.д.) на КВД необходимо использовать забойные отсекатели - компоновку

подземного оборудования, позволяющего «мгновенно» закрыть скважину на забое, в т.ч. и горизонтальную часть ствола скважины. Это позволяет получать более качественные (большей длительности по времени) КВД, неискаженные ВСС, что дает возможность идентифицировать большее число типов фильтрационных потоков. Дистанционный глубинный манометр должен спускаться под забойный отсекаТЕЛЬ и обеспечивать возможность как контроля на поверхности, так и регулирования течения процессов перераспределения забойного давления в горизонтальных скважинах.

Для исследования отдельных интервалов горизонтального ствола скважины компоновка глубинных приборов и оборудования (забойного отсекателя, пакера и др.) должна обеспечивать возможность производства поинтервальных измерений забойных давлений с изоляцией - отсечением с двух сторон исследуемого интервала.

Технология ГДИС ГС должна предусматривать снятие КПД-КВД большой продолжительности по времени с тем, чтобы их длительность была достаточной для развития и проявления в пласте и отражения на КВД, эволюции и динамики различных типов фильтрационных потоков (ЛФП, РФП, СФП и др.).

## ГЛАВА 6 ГДИС месторождений аномальных нефтей

Цель промысловых гидродинамических исследований скважин заключается в определении наличия и степени проявления аномальных, неньютоновских свойств нефти в пластовых условиях в процессе разработки конкретного нефтяного месторождения [4, 5, 9, 13, 14, 27, 34, 37, 38, 60, 63, 64, 66, 110, 111].

Гидродинамическая теория промысловых методов исследования скважин и пластов для аномальных нефтей, характеризующаяся наличием предельного градиента давления, разработанная под руководством А.Х. Мирзаджанзаде, предусматривает необходимость получения (снятия) так называемых «двухсторонних» кривых восстановления (падения) давления (ДКВД) и получения «двухсторонних» индикаторных диаграмм (ДИД) при установившихся отборах и закачках (рис. 6.1) [38].

Несовпадение конечных участков ДКВД (см. рис. 6.1) и отсечение на оси ординат графиком ДИД величины  $\Delta P_0$  (статической депрессии) является доказательством и критерием для отнесения исследуемой нефти к разряду неньютоновских, характеризующихся предельным градиентом, которому соответствует статическая депрессия. Здесь же вводится понятие ниже- и верхнепредельных статических забойных давлений  $P_{н.пр}$  и  $P_{в.пр}$ , которые связаны с истинным пластовым давлением соотношениями (см. рис. 6.1):

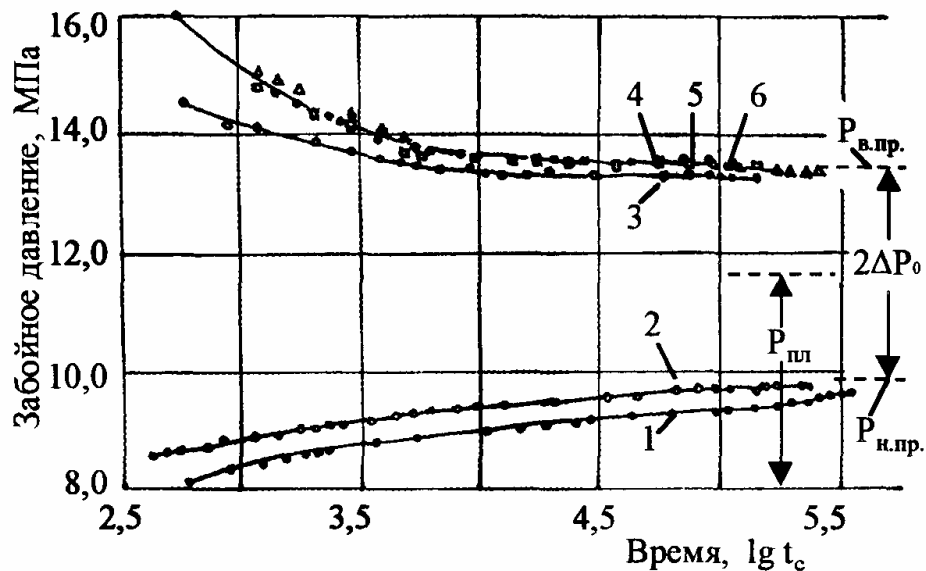


Рис. 6.1. Двухсторонние кривые восстановления (падения) давления скв. 7707 Арланского месторождения 1,2-КВД; 3,4,5,6-КИД

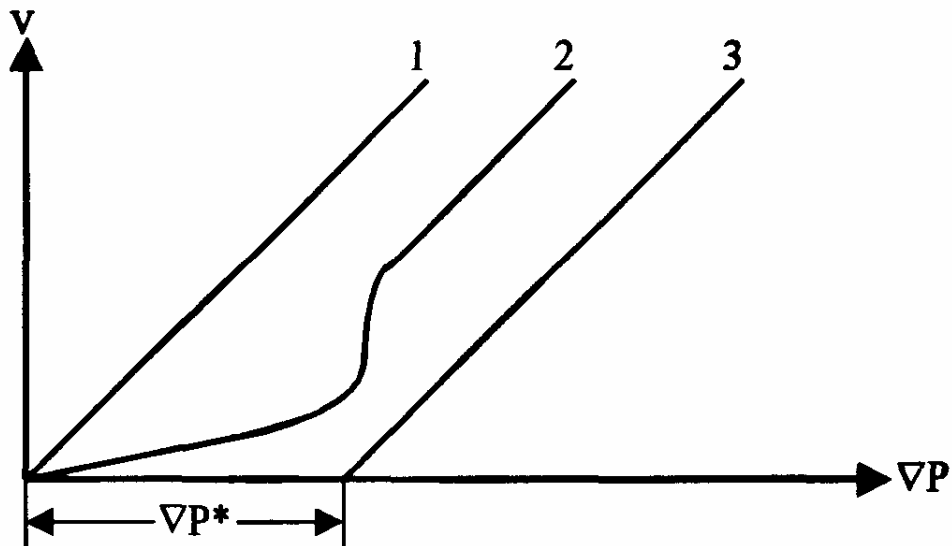


Рис. 6.2. Кривые зависимости скорости фильтрации от градиента давления / - закон Дарси; 2 - S-образная реологическая линия; 3 - нелинейный закон с предельным градиентом

$$P_{пл} = \frac{1}{2} (P_{в.пр.} + P_{н.пр.}),$$

$$\Delta P_0 = \frac{1}{2} (P_{в.пр.} - P_{н.пр.}).$$
(6.1)

Приведенная методика справедлива для модели неньютоновской нефти с предельным градиентом давления. Нефти некоторых месторождений Башкирии, по данным лабораторных реологических исследований, также являются неньютоновскими аномальными нефтями, характеризующимися изменением эффективной вязкости нефти в зависимости от градиентов давления за счет проявления структурно-механических свойств [14, 34, 64].

Фильтрация таких аномальных (например, арланских) нефтей происходит с отклонением от линейного закона фильтрации Дарси [61] (рис. 6.2, кривая 2). В качестве первого приближения описания нелинейного закона фильтрации подобных нефтей может быть принята асимптотическая модель течения с предельным (начальным) градиентом давления [3, 14, 38].

Задача заключается в изучении влияния аномально-вязкостных свойств нефти на фильтрационные характеристики пласта, найденные по результатам промысловых гидродинамических исследований скважин.

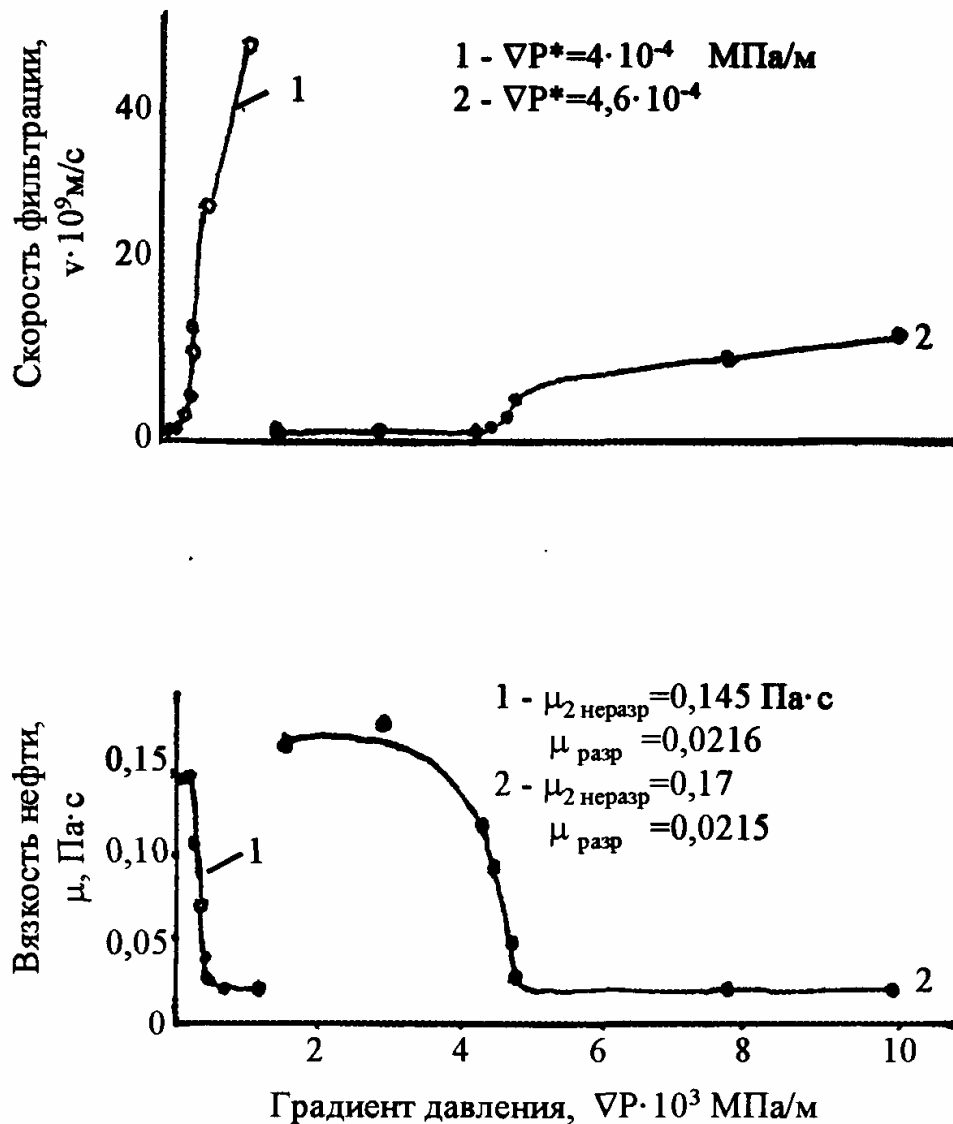


рис. 6.3. Графики экспериментальных зависимостей скорости фильтрации и вязкости пластовой нефти для кернов от градиентов давления скв.7950 Арланского месторождения  
 Керны: 7 -  $k=0,92 \text{ мкм}^2$ ; 2 -  $k=0,03 \text{ мкм}^2$



## 6.1. Методика изучения влияния аномально-вязкостных свойств нефти с предельным градиентом на характер КВД

Изучение влияния аномально-вязкостных свойств нефти на фильтрационные характеристики пласта, т.е. на коэффициент гидропроводности, сводится к получению зависимости гидропроводности ближайшей и удаленной зон пласта от дебита или перепада давления на основании обработки серии промысловых КВД.

Рассмотрим зонально-неоднородный пласт, неоднородность которого (по параметрам пласта) обусловлена различиями вязкости аномальной неньютоновской нефти с частично и полностью разрушенной структурой  $\mu^*$  и вязкостью нефти с неразрушенной структурой  $\mu$  (рис. 6.3). Для упрощения рассмотрим случай наличия двух зон. Различия в вязкостях зон будут сказываться и на различии в гидропроводностях  $\epsilon$  и пьезопроводностях  $\alpha$ .

Вопросами влияния зональной неоднородности пласта по фильтрационным характеристикам на изменение давления в скважине (КВД) и определением по этим КВД параметров неоднородного пласта занимались многие исследователи. Так, в [3, 9, 40] дается в изображениях по Лапласу точное решение задачи о восстановлении давления в скважине конечного радиуса в зонально-неоднородном пласте. Авторами показано, что размеры зоны неоднородности пласта характеризуются наличием и протяженностью прямолинейных участков графиков КВД.

В [40] приводится точное решение этой задачи [3,9] в оригиналах. Исходя из [40], предположим, что скважина радиуса  $r_c$ , перед началом исследования проработала достаточно долго с установившимся дебитом  $q$ , тогда распределение давления по пласту можно считать установившимся. Пласт бесконечной постоянной мощности  $h = \text{const}$ . Вокруг скважины имеется кольцевая зона радиуса  $R$  с коэффициентами  $\epsilon_1$  и  $\alpha_1$ , а вне кольцевой зоны -  $\epsilon^*$  и  $\alpha^*$ . Соседние скважины до начала и в процессе исследования работают с постоянными дебитами.

В момент времени  $t = 0$  скважина мгновенно закрывается на забое, и тогда изменение давления на забое скважины (КВД) можно выразить формулой [40]:

$$\Delta P_c(t) \cong -\frac{q}{4\pi\epsilon_1} \left[ \text{Ei} \left( -\frac{r_c^2}{4\alpha_1 t} \right) - \text{Ei} \left( \frac{R_c^2}{4\alpha_1 t} \right) + \frac{\epsilon_1}{\epsilon_2} \text{Ei} \left( -\frac{R_c^2}{4\alpha_2 t} \right) \right], \quad (6.2)$$

где

$$\epsilon_1 = \left( \frac{kh}{\mu} \right)_1; \quad \epsilon_2 = \left( \frac{kh}{\mu} \right)_2,$$

$$\alpha_1 = \frac{k}{\mu_1 \beta^*}; \quad \alpha_2 = \frac{k}{\mu_2 \beta^*}.$$

В [70] приведена оценка точности приближенного решения (6.2) путем сопоставления с точным решением [3, 9] и показано, что приближенное и точное решения совпадают, начиная с практически малых моментов времени ( $t > 1000$  с), поэтому при анализе и обработке КВД можно пользоваться формулой (6.2).

Анализ формулы (6.2) показал, что для малых моментов времени второе и третье слагаемые стремятся к нулю, а первое слагаемое дает решение для однородного пласта:

$$\Delta P_c(t) = \frac{q}{4\pi\epsilon_1} \ln \frac{2,25\alpha_1 t}{r_c^2}. \quad (6.3)$$

Для достаточно больших моментов времени получено

$$\Delta P_c(t) = \frac{q}{4\pi\varepsilon_2} \ln \frac{2,25\alpha_2 t}{r_c^2}. \quad (6.4)$$

Совместное решение (6.3) и (6.4) позволяет определить точку пересечения прямолинейных участков графиков КВД в полулогарифмических координатах и получить соотношение для определения радиуса условной кольцевой зоны:

$$R = 1,5 \sqrt{\alpha_1^{\frac{B_1}{B_1-1}} \alpha_2^{1-B_1} \cdot t_m}, \quad (6.5)$$

где  $B_1 = \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1}.$

В (6.5) следует подставлять время  $t_m$ , соответствующее точке, в которой пересекаются продолжения обоих прямолинейных участков КВД, построенных в координатах  $[\ln t, \Delta P_c(t)]$ . Из (6.5)

$$t_m = \frac{R^2}{2,25\alpha^*}, \quad (6.6)$$

где

$$\alpha^* = \alpha_1^{\frac{B_1}{B_1-1}} \alpha_2^{1-B_1}. \quad (6.7)$$

Из формул (6.6) и (6.7) видно, что время  $t_m$ , соответствующее точке перелома прямолинейных участков графиков КВД в полулогарифмических координатах, зависит от размеров условных неоднородных зон (радиуса  $R$ ) и параметров пласта ( $kh/\mu, \alpha, \mu$ ) этих зон. Уклон первого прямолинейного участка КВД обусловлен гидропроводностью ближайшей к скважине зоне ( $kh/\mu_1 - \mu_1 = \mu_{\text{разр}}$  – вязкостью нефти с разрушенной структурой в случае аномально-вязкой нефти), а

## 230

уклон второго участка - гидропроводностью более удаленной зоны пласта ( $kh/\mu_2 - \mu_2 = \mu_{\text{неразр}}$  - вязкостью нефти с неразрушенной структурой в случае фильтрации аномально-вязкой нефти с предельным градиентом).

В случае однородного пласта (по проницаемости  $k$  и толщине  $h$ ) эти два значения гидропроводности должны отличаться друг от друга в число раз, кратному различию вязкостей нефти с разрушенной и неразрушенной структурой, т.е. до 7-8 раз для аномальных нефтей Башкирии [14].

При фильтрации аномально-вязкой нефти, работе скважин с увеличением дебитов  $q$  во времени радиус условных неоднородных зон пласта  $R$ , где фильтруется нефть с разрушенной

структурой, станет расти. Это будет проявляться на серии КВД в полулогарифмических координатах смещением времени  $t_m$  - излома прямолинейных графиков. Так, при росте  $q$  время  $t_m$  последующего графика КВД будет смещаться вправо (рост  $R$ ) и наоборот.

Если же зональная неоднородность пласта не связана с аномально-вязкостными свойствами нефти или другими факторами, зависящими от режимов работы скважины, а неоднородность пласта обусловлена, например, коллекторскими свойствами (выклиниванием или замещением коллекторов, литологией и др.), то величина  $R$  и параметры пласта не должны зависеть от  $q$  и  $t$  должны быть постоянными, время же  $t_m$ , излома прямолинейных графиков на серии КВД (при давлениях выше давления насыщения) тоже должно быть величиной постоянной. В этом случае не должно наблюдаться смещения величины  $t_m$  на серии КВД.

Таким образом, на основе вышеизложенных исходных физических предположений и анализа теоретических исследований, методически представляется возможной оценка проявления неньютоновских свойств нефти и их влияния на фильтрационные характеристики пласта по результатам обработки серии качественных КВД [34, 64, 111].

Диагностическим признаком (ДП) проявления аномально-вязкостных свойств нефти с предельным градиентом являются наличие двух прямолинейных участков КВД в полу-log координатах и изменение положения времени точки перелома графиков  $t_{,,}$ , (т.е. изменение положения величины  $R$  - радиуса границы условных зон неоднородности фильтрации нефти с разрушенной и неразрушенной структурой) в зависимости от изменения дебита скважины, с которым она работала перед снятием серии КВД. Так, с уменьшением  $q$  должно наблюдаться передвижение точки  $t_{,,}$  влево (т.е. уменьшение  $l_{щ}$ ), уменьшение  $R$  и - наоборот.

## **6.2. Техника и технология ГДИС аномальных нефтей. Выбор скважин, оборудование и приборы**

Предлагаемая методика исследований скважин заключается в получении серии качественных промысловых КВД при определенных условиях. Как известно, на характер КВД оказывает влияние ряд факторов:

- 1) характер границ пласта, т.е. пласт бесконечный, открытый или закрытый;
- 2) неоднородность пласта по коллекторским свойствам (слоистая неоднородность, изменение проницаемости призабойной зоны, наличие скин-эффекта);
- 3) зависимость коллекторских свойств пласта и свойств пластовой жидкости (проницаемости, вязкости, коэффициентов сжимаемости, эффективной мощности) от давления;
- 4) нарушение линейного закона фильтрации Дарси в различных зонах пласта;
- 5) влияние предшествовавшего режима работы скважины и работы соседних скважин;
- 6) характер притока (оттока) жидкости в скважину после ее закрытия на устье;
- 7) гидродинамическое несовершенство скважины и геометрия потока в призабойной зоне;
- 8) влияние процессов в стволе скважины (сегрегация газа, температурные и другие эффекты);
- 9) наличие нескольких фаз в продукции скважины (вода, газ, нефть);
- 10) инерционность потока вблизи стенок скважины;
- 11) для более уверенного определения степени проявления аномальных свойств нефти по результатам обработки серии КВД необходимо свести до минимума влияние побочных факторов.

Влияние ряда побочных факторов может быть устранено специальным подбором скважины для проведения исследования. При этом необходимо исходить из следующих требований:

1. Высокодебитная эксплуатационная скважина должна обеспечивать изменение режима работы в широком интервале дебитов с целью получения большого числа режимов серии КВД и точек на индикаторных диаграммах при забойных давлениях выше давления насыщения.
2. Скважина должна находиться не вблизи линии нагнетания, она безводная, наличие воды может сказаться на реологических свойствах смеси.
3. Так как продуктивный пласт достаточно однороден и сложен монолитным песчаником, то изменение эффективной мощности пласта при различных градиентах давления в процессе исследований в этом случае будет наименьшим.
4. Способ эксплуатации скважины - фонтанный или наиболее распространенный - глубинно-насосный. Учитывать близость замерной емкости от устья скважины, наличие отдельного сборного коллектора, хорошее состояние дороги к скважине.

Для устранения влияния на КВД таких факторов, как приток жидкости в скважину после остановки, другие процессы в стволе скважины, необходимо использовать специальное оборудование, позволяющее закрывать скважину непосредственно на забое. С этой целью для проведения исследования предлагается использовать пакер и специальный забойный отсекающий [47]. Учитывая большую продолжительность исследований, сложность замеров забойных давлений через затрубное пространство, особенно в искривленных скважинах (такие скважины являются преобладающими), необходимость длительного использования специальных промысловых передвижных лабораторий и станций (АПЭЛ-66, АИСТ-70 и др.), рекомендуется использовать дистанционный манометр, например типа ДЛМП-2М.

Для проведения исследований с учетом указанных требований рекомендуется принципиальная схема обустройства устья и забоя скважины. Схема включает подземное и наземное оборудование (рис. 6.4).

В подземное оборудование входят: узел глубинного манометра ДЛМП-2М (2), глубинный расходомер РГД-5 (1), узел устройства для перекрытия притока жидкости на забое скважины (10), пакер (4), муфта перекрестного течения (8), муфта сальниковое устройство (5), глубинный насос НГН-2 с плунжером (12), колонна насосных труб (7), кабели связи (6).

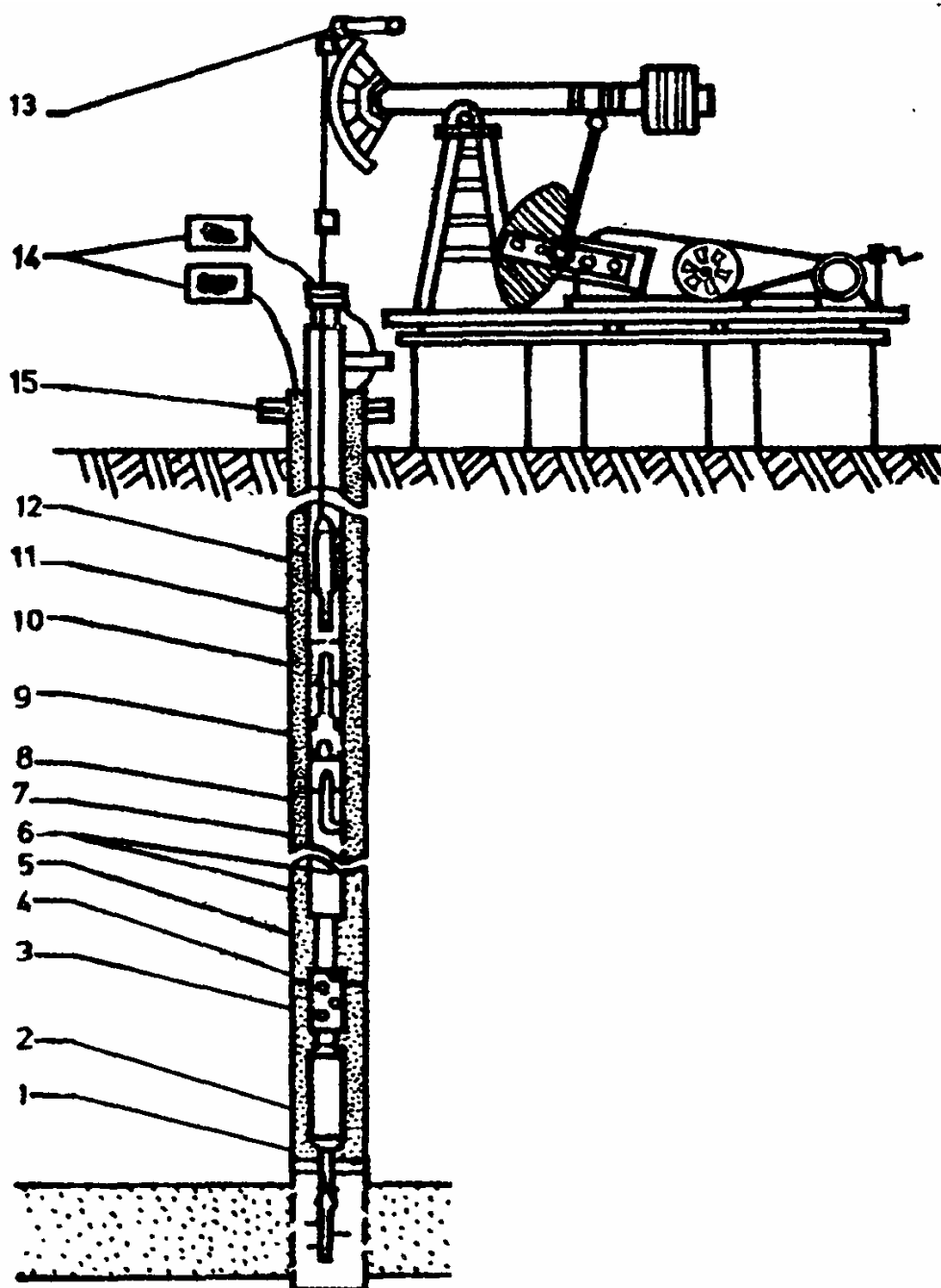


Рис. 6.4. Схема обустройства скв. 7707 Условные обозначения см. в тексте

Наземное оборудование состоит из вторичных приборов (14) (глубинного манометра и расходомера), эксцентричной планшайбы с сальниковым устройством (15), удлинителя хода полированного штока (13).

Один из основных элементов компоновки глубинного оборудования - забойный отсекатель - собирается отдельно в условиях механических мастерских НГДУ и проверяется на герметичность. Общий вид этого устройства показан на рис. 6.5.

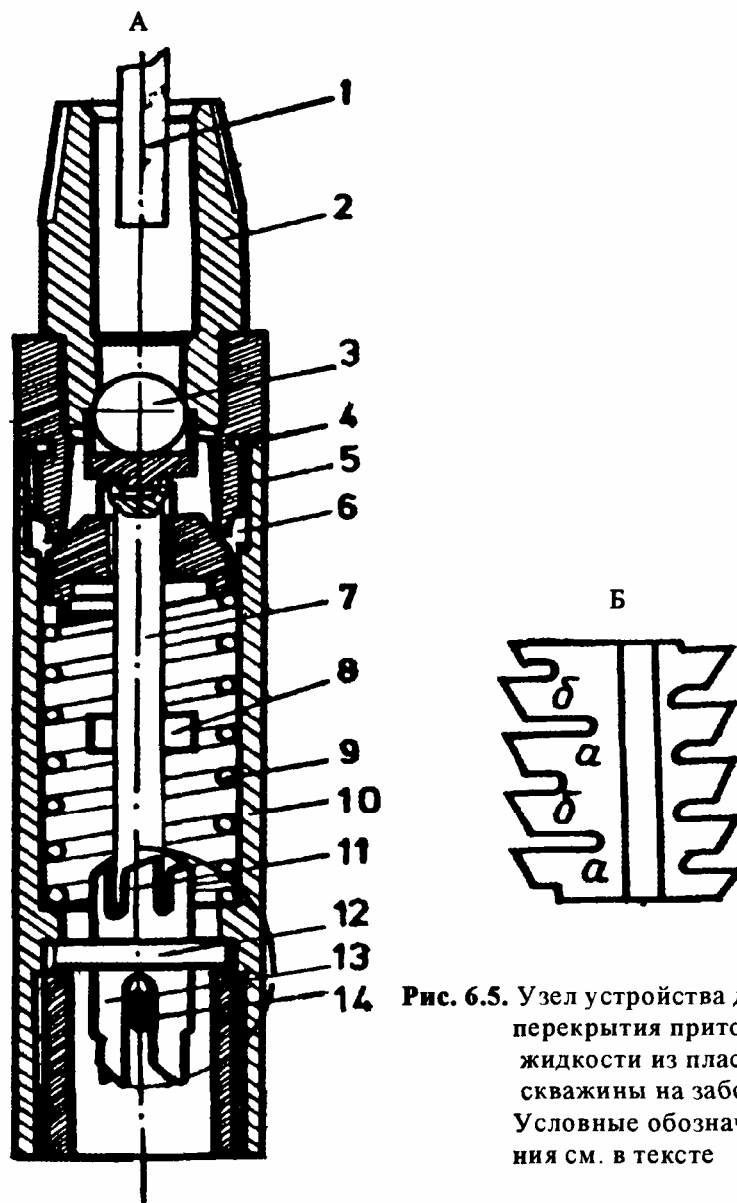
Он состоит из корпуса (10), подвижного (6) и неподвижного (12) «станков», затвора (7), пружины (9), седла клапана (4), шарика (3), конусной муфты (2).

Обвязка устья и забоя скважины производится в следующей последовательности (см. рис. 6.4):

1. Собирается монометрическая часть, включающая расходомер (1), манометр (2), фильтр (3), пакер (4), сальниковую муфту (5). Кабель (6) от глубинного датчика пропускается через пакер и выводится наружу при помощи сальниковой муфты.

2. Начинается спуск оборудования в скважину. Кабель (6) крепится к насосно-компрессорным трубам с помощью специальных поясов (клямпами). Выше манометрической части устанавливается муфта перекрестного течения (8). Забойный отсекатель (10) устанавливается между приемным клапаном (9) и собственно насосом. Для открытия (закрытия) клапана забойного переключающего устройства на плунжер насоса НГН-2 наворачивают вместо корпуса-ловителя специальный шток (11).

3. По окончании спуска оборудования в скважину сажают пакер и пропускают через сальники эксцентричной планшайбы (15) кабели связи (6) от дистанционного манометра (2) и расходомера (1). Концы кабеля соединяют со вторичными приборами (14).



**Рис. 6.5.** Узел устройства для перекрытия притока жидкости из пласта скважины на забое  
Условные обозначения см. в тексте

Обычно узел переключающего устройства спускается в скважину в нерабочем (закрытом) состоянии (см. рис. 6.5), и открытие его происходит в скважине с помощью штанг. Для этого необходимо осторожно посадить до упора плунжер насоса. При этом шток (см. рис. 6.5, 1) выходит в карман клапана переключающего устройства и вызывает сначала продольное, а затем угловое перемещение затвора (7) относительно неподвижного стакана (12). При снятии нагрузки со стороны штока, пружина (9) сажает шпильку (13) в новое (а) минимальное углубление «хвоста» (14), образуя тем самым зазор между конической муфтой и шариком (3).

Этот зазор не вносит дополнительных сопротивлений потоку жидкости. При работе штангового насоса типа НГН-2 минимальное расстояние между плунжером глубинного насоса и конической муфтой (см. рис. 6.5, 2) регулируется с помощью правильного подбора длины колонны штанг. Это расстояние должно составлять порядка 0,5-0,7 м.

На рис. 6.5. дополнительно обозначены: А - узел устройства прикрытия, 2 - конусная муфта, 4 - седло клапана, 5 - муфта, 6 - подвижный корпус, 7 - затвор с продольным и угловым перемещением, 8 - шпилька, 10 - корпус, 11 - подвижный стакан, Б - фрагмент развертки «хвоста» устройства перекрытия.

Приведем назначение отдельных элементов компоновки:

- ДЛМП-2М - для замера текущего забойного давления в скважине;
- РГД-5Б - для замера переменного во времени притока жидкости в скважину контроля надежности перекрытия забоя забойным отсекателем;
- пакер - для уменьшения свободного объема скважины;
- муфта с сальниками - для герметичности отсечения подпакерного пространства;
- муфта перекрестного течения - для проведения исследований скважины при закачке жидкости в пласт;
- забойный отсекатель - для отсечения объема жидкости в насосно-компрессорных трубах;
- шток в нижней части плунжера - для вскрытия (закрытия) отсекателя;
- эксцентричная планшайба с сальниковым устройством под кабель - для герметизации затрубного пространства при закачке жидкости в пласт;
- удлинитель хода полированного штока (УХП) - для быстрого проведения операции открытия и закрытия скважины без задалживания бригады (подземного ремонта скважин).

Предложенная компоновка глубинного оборудования позволяет получать неискаженные кривые восстановления давления как после «мгновенной» остановки скважины на забое, так и после закачки жидкости в пласт.

Контроль надежности закрытия отсекателя и перекрытия всего сечения скважины осуществляется с помощью снятия динамограмм, по показаниям ДЛМП-2М и РГД-5 и замеров изменения уровня в затрубном пространстве с помощью эхолота. Принятая принципиальная схема оборудования и обвязка скважин-стендов имеет недостаток -невозможность снятия профиля притока в момент проведения исследований.

Технология проведения исследования скважин для получения серии кривых восстановления и падения давления с использованием специального оборудования (см. рис. 6.4) включает следующие работы.

I. Остановку скважины:

- останавливается станок-качалка и закрепляется тормозом в положении, когда головка балансира находится в нижней мертвой точке, пускатель станка-качалки ставится на ручное управление;
- допускаются штанги с помощью УХП до расслабления канатной подвески;
- подтягиваются штанги с помощью УХП до первоначального положения; запуск станка-качалки.
- контроль работы забойного отсекателя осуществляется при помощи РГД-5Б и ДЛМП-2М. Если показания манометра ДЛМП не меняются, операции по закрытию (вскрытию) забойного отсекателя следует повторить. Запуск станка-качалки при остановке скважины необходим для контроля герметичности закрытия отсекателя;
- окончательная остановка станка-качалки.

II. Пуск скважины в работу:

- при помощи УХП допускаются штанги до упора;

- при помощи УХП штанги подтягиваются до первоначального положения; запуск станка-качалки в работу и контроль работы отсекаателя.

### Ш. Закачку жидкости в пласт:

- закрытие отсекаателя по вышеописанной технологии;
- обвязка затрубного пространства скважины с закачивающим агрегатом типа ЦА-320 и емкостью с жидкостью (дигазированной нефтью);
- заполнение затрубного пространства жидкостью;
- закачка жидкости через затрубное пространство выше пакера и через муфту перекрестного течения в подпакерную зону;
- контроль величины давления закачки на устье с помощью образцового манометра.

### IV. Остановку после прекращения закачки жидкости в пласт:

- остановка закачивающего агрегата;
- перекрытие задвижки затрубного пространства;
- сброс давления в манифольдных линиях к закачивающему агрегату и их демонтаж.

Начиная с момента изменения режима скважины и параллельно с последующими операциями по вскрытию или закрытию забойного отсекаателя, производится запись показаний вторичного прибора ДЛМП-2М в возмущающей скважине. Замеры снимаются первые полчаса ежеминутно, затем - через 3,5 мин по одному замеру и далее - через 10, 15, 20, 30, 60, 120, 240 мин по 3 замера подряд с выводом средних показаний. Промежутки между замерами определяются, исходя из темпа восстановления давления: если по предыдущим 2-3 показателям давление одинаково, промежутки увеличивают.

Дебит нефти или расход закачиваемой жидкости регистрируется во времени при помощи расходомера РГД-5Б (для закачки), АГЗУ («Спутник»), либо по мернику (при отборе).

Снятие одной кривой изменения давления занимает время 3-5 сут. Исследование скважины на одном режиме включает снятие кривой изменения давления после пуска скважины в эксплуатацию (либо процесс закачки жидкости в пласт) и кривой восстановления давления после остановки скважины (прекращения закачки).

Для получения качественных результатов необходимо провести исследование не менее чем на трех-четырех режимах отбора нефти и двух режимах закачки жидкости в пласт. Общее время исследований составляет около 30 сут.

## 6.3. Обработка и интерпретация результатов исследования скважин

Для оценки параметров пласта и аномальных свойств нефти можно воспользоваться кривыми падения давления, полученными после нагнетания нефти в эксплуатационную скважину. Для получения аналитического решения представим случай нагнетания нефти с известной вязкостью ( $J_1$ ) (т.е. нефти с разрушенной структурой) через одиночную скважину с постоянным расходом. Начало закачки принимается мгновенным, пласт - горизонтальным, постоянным по мощности и однородным по коллекторским свойствам. Схема процесса нагнетания представлена на рис. 6.6, где приняты следующие обозначения:  $ae_1$  и  $ae_2$  - пьезопроводность в зоне проникновения и в невозмущенной зоне;  $P_1(r,t)$  и  $P_2(r,t)$  - функции распределения давления в соответствующих зонах;  $r_c$  - радиус скважины;  $R(t)$  - радиус распространения нагнетаемой жидкости [62, 111].

Искомые функции  $P_1(r,t)$  и  $P_2(r,t)$  удовлетворяют уравнениям:

$$ae_1 \left( \frac{\partial^2 P_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) = \frac{\partial P_1}{\partial t}, \text{ при } r_c \leq r \leq R(t); \quad (6.8)$$

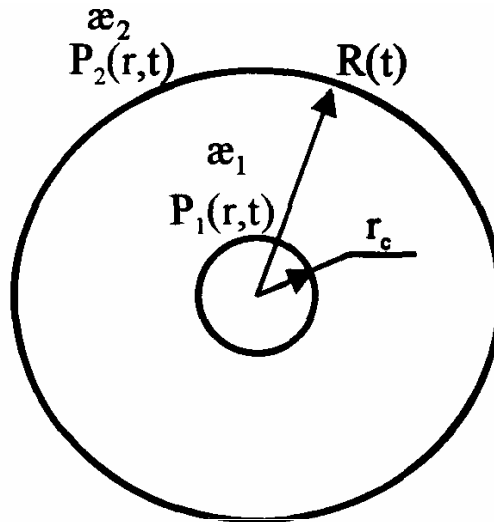


Рис. 6.6. Схема процесса нагнетания

$$\mu_2 \left( \frac{\partial^2 P_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_2}{\partial r} \right) = \frac{\partial P_2}{\partial t}, \text{ при } R(t) \leq r \leq \infty. \quad (6.9)$$

Начальные и граничные условия:

$$P_2(r, 0) = P_0 = \text{const}; \quad (6.10)$$

$$2\pi r_c \frac{kh}{\mu_1} \cdot \frac{\partial P_1(r_c, t)}{\partial r} = \text{const}; \quad (6.11)$$

$$P_1(r, t) = P_2(r, t); \quad (6.12)$$

$$\frac{k}{\mu_1} \cdot \frac{\partial P_1(r, t)}{\partial r} = \frac{k}{\mu_1} \cdot \frac{\partial P_2(r, t)}{\partial r}; \quad (6.13)$$

где

$$P_2(\infty, t) = P_0 = \text{const};$$

$$m \frac{\partial r}{\partial t} = - \frac{k}{\mu_2} \cdot \frac{\partial P_1(r, t)}{\partial r}, \quad (6.14)$$



здесь

$P_1$  и  $P_2$  – искомые функции распределения давления;

$P_0$  – начальное пластовое давление;

$\mu_1$  – вязкость заканчиваемой жидкости (нефти с разрушенной структурой);

$\mu_2$  – вязкость жидкости в удаленной зоне пласта.

Решение уравнений (6.8) и (6.9) при данных начальных и граничных условиях имеет следующий вид [Н.Н. Веригин (1952 г.)]:

$$P_1 = P_0 - \frac{Q}{4\pi kh} \left[ \mu_1 \ln \frac{r^2}{\gamma t} + \mu_2 \beta \left( \ln \frac{\gamma}{4\alpha_2} + 0,577 \right) \right], \quad (6.15)$$

$$P_1 = P_0 - \frac{Q\mu_2}{4\pi kh} \beta \left( \ln \frac{r^2}{4\alpha_1 t} + 0,577 \right), \quad (6.16)$$

где

$$\beta = \exp \left( \frac{\gamma}{4\alpha_2} - \frac{\gamma}{4\alpha_1} \right); \quad (6.17)$$

$$\gamma = \frac{Q}{\pi h m}. \quad (6.18)$$

Выражение (6.18) представим в виде

$$P_c(t) = P_0 - \frac{Q}{4\pi kh} \left[ \mu_1 \ln \frac{r_c^2}{\gamma t} + \mu_2 \beta \left( \frac{\gamma}{4\alpha_2} + 0,577 \right) \right]. \quad (6.19)$$

Формула (6.19) описывает процесс нарастания давления на забое скважины при нагнетании жидкости.

Полагая справедливым принцип суперпозиции для неньютоновских нефтей, трансформируем уравнение (6.19) для случая падения давления после прекращения закачки жидкости в пласт:

$$P_c(t) \cong P_0 + 0,1832 \frac{Q\mu_1}{kh} \left[ \lg \frac{\gamma}{r_c^2} + \lg t - \frac{\mu_2}{\mu_1} \beta \left( \lg \frac{\gamma}{4\alpha_2} + 0,251 \right) \right]. \quad (6.20)$$

Очевидно, при построении в координатах  $[\lg t; P_c(t)]$  кривая падения давления будет выражена прямой линией с уклоном

$$i = 0,1832 \frac{Q\mu_1}{kh} \quad (6.21)$$

и отрезком на оси ординат

$$A = P_0 + i \left[ \lg \frac{\gamma}{r_0^2} - \frac{\mu_2}{\mu_1} \beta \left( \lg \frac{\gamma}{4\alpha_2} + 0,251 \right) \right]. \quad (6.22)$$

Таким образом, по результатам обработки кривой падения давления в координатах  $[\lg t; P_c(t)]$  из уклона графика можно определить параметры пласта, а из отрезка, отсекаемого на оси давлений, оценить неизвестную искомую величину вязкости жидкости в удаленной зоне пласта (например, вязкость аномальной нефти с неразрушенной структурой в пластовых условиях).

В качестве примера приведем обработку кривых изменения давления во времени по скважинам Арланского нефтяного месторождения. Краткая характеристика скв. 7707 приведена в табл. 6.1, а свойства стабилизированной пластовой пробы нефти из скв. 7707 и пластовой пробы из ближайшей скв. 7950 – в табл. 6.2. Данные реологических исследований пластовых проб нефти из скв. 7950 показаны на рис. 6.3. (Опыты проведены М. К. Рогачевым.)

Таблица 6.1. Геолого-промысловая характеристика скв. 7707 Арланской площади

Характеристика	Показатель
Тип скважины и способ эксплуатации	Нефтяная глубинно-насосная
Искусственный забой, м	1313
Интервал перфорации	1254,4-1258,2
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	26,5
Процент воды, %	безводная
Давление пластовое, МПа	6,64
Марка насоса; диаметр, мм	НГН-2; 43
Длина хода, м	2,5
Число качаний, мин	6
Диаметр колонны, дюйм	5
Диаметр НКТ, дюйм	2,5

Для проведения исследования скв. 7707 была оборудована специальным устройством (см. рис. 6.4).

Исследование началось с максимально возможного (в техническом отношении) дебита при забойном давлении ниже давления насыщения. В ходе исследования были получены 4 КВД (на четырех режимах отбора) и 4 КПД (на четырех режимах закачки жидкости в пласт).

Полулогарифмические анаморфозы этих КВД (отбора) представлены на рис. 6.7. Применяемая технология закрытия скважины на забое позволила сравнительно быстро перекрыть приток из пласта и получить качественные КВД по которым уже первые точки лежат на прямолинейных участках. Обработка КВД по наиболее распространенному методу в координатах [lg;Pc(t)] позволила визуально выделить на каждом графике по два прямолинейных участка - начальный и конечный, которые условно разделяются точками В1-В4 (см. рис. 6.7).

Таблица 6.2. Условия отбора и некоторые физико-химические свойства пластовой нефти скв. 7950 и стабилизированной пластовой нефти скв. 7707

Показатель	Единицы измерения	Скважина 7950	Скважина 7707
Способ эксплуатации	•	Пьезомет	Глубинно-насосный
Дебит	м <sup>3</sup> /сут	-	30
Забойное давление	МПа	-	8.2
Замерное пластовое давление	МПа	10.85	10.6
Пластовая температура	°С	20.4	24
Плотность пластовой нефти при давлении 10 МПа и температуре 24°С	г/см <sup>3</sup>	0.875	-
Давление насыщения	МПа	6.6	-
Газовый фактор при атмосферном давлении и температуре 24°С	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	8.8	-
Вязкость нефти при давлении 10 МПа и температуре 24°С	Па·с	0,021	0,039
Плотность дегазированной нефти при атмосферном давлении и температуре 24°С	г/см	-	0.902
Содержание асфальтенов	вес%	6,6	6,6
смола	»	15	16
парафина	»	1,1	1,8

Результаты определения коэффициентов гидропроводности, соответствующих начальным и конечным участкам КВД приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3. Результаты обработки данных ГДИС

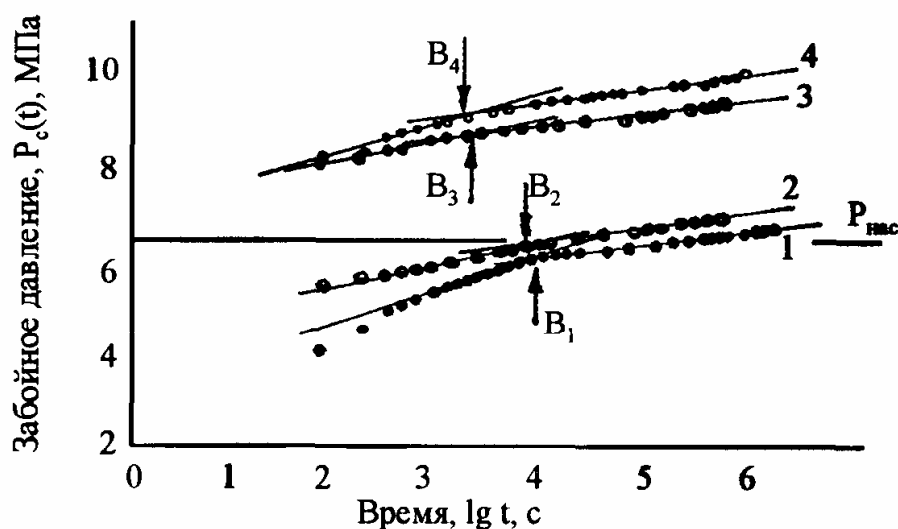
Характеристика	Режим			
	I	II	III	IV
Дата	13.08-23.08	23.08-30.08	30.09-6.10	10.10-17.10
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	26,4	20,8	14,6	9,9
Замерное пластовое давление, МПа	6,64	6,90	9,09	9,59
Забойное давление, МПа	2,55	3,23	6,10	7,87
Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> /Па-с:				
ближней зоны	106	85	48	32
удаленной зоны	174	138	96,3	56,6
Радиус границы зон, м	67,2	57,2	17,7	18,4

Из результатов обработки следует, что ближайшая к скважине зона характеризуется более низкими фильтрационными параметрами (коэффициентами гидропроводности), чем удаленная. С уменьшением дебита скважины, т.е. при снижении скоростей фильтрации и градиентов в пласте, наблюдается уменьшение гидропроводности как ближайшей, так и удаленной зон пласта (см. рис. 6.7).

Кроме того, наблюдается смещение точек излома (В<sub>1</sub>-В<sub>4</sub>) на графике (см. рис. 6.7), с уменьшением дебита скважины изменяются, уменьшаются и геометрические размеры зон. Об этом же свидетельствует уменьшение условных радиусов границы раздела зон (см. табл. 6.3), оцененных по формуле (6.5).

Из результатов обработки серии КВД по изложенной методике можно сделать следующие выводы.

1. Наблюдается зависимость фильтрационных характеристик пласта от дебита скважины до остановки, что может быть объяснено аномально-вязкостными, структурно-механическими свойствами пластовой нефти.



**Рис. 6.7.** Серия кривых (1–4) восстановления давления скв.7707 Арланского нефтяного месторождения  
Обозначения см. в тексте

2. Отмечается тенденция к снижению геометрических размеров зон при снижении дебита скважины, что также можно объяснить аномальными свойствами нефти.

3. Зависимости фильтрационных характеристик и геометрических размеров зон могут быть количественной характеристикой фактора проявления аномальных свойств нефти в пластовых условиях.

4. Аномально-вязкостные свойства нефтей Арланского месторождения проявляются в процессе разработки залежей.

В период исследования скв. 7707 были сняты также кривые падения давления после закачки жидкости в пласт. В эту скважину закачивалась дегазированная безводная нефть из скв. 7177. Вязкость дегазированной нефти из скв. 7707 и 7177 при температуре 24°C и атмосферном давлении равнялась соответственно 0,033 и 0,038 Па·с.

Кривые падения давления, снятые после закачки жидкости в пласт, приведены на рис.6.8 и построены в ко-

ординатах  $[\lg t; P_c(t)]$ . По уклону линейного участка определялась гидропроводность пласта, а через известные мощность пласта и вязкость закачиваемой жидкости рассчитывался коэффициент проницаемости. Принимая пористость и коэффициент сжимаемости нефти и пористой среды средними для Арланской площади, а также вычисляя коэффициент пьезопроводности по формуле В.Н. Щелкачева в виде

$$\alpha_2 = \frac{k}{\mu_2(m\beta_{ж} + \beta_c)}, \quad (6.23)$$

а затем подставляя в уравнение (6.22) для отрезка А (рис. 6.8) значения (6.23) и упростив полученное выражение, получим расчетную формулу, имеющую следующую структуру:

$$C_1 + \mu_2 \lg \mu_2 = C_2 \mu_2, \quad (6.24)$$

где  $C_1$ – $C_2$  – постоянные.

Графическое решение уравнения (6.24) даст величину вязкости нефти в удаленной зоне пласта, т.е. искомую вязкость нефти с неразрушенной структурой. Результаты обработки двух КПД по скв. 7707 приведены в табл. 6.4.

**Таблица 6.4.** Результаты обработки КПД

Характеристика	КПД №1	КПД №2 (рис. 6.8)
Расход закачиваемой жидкости, м <sup>3</sup> /сут	8560	10760
Уклон прямолинейного участка	11,3	13,0
Отрезок, отсекаемый на оси, МПа	17,54	18,53
Проницаемость пласта, 10 <sup>-12</sup> м <sup>2</sup>	0,840	0,910
Вязкость нефти в удаленной зоне, Па·с	0,064	0,074

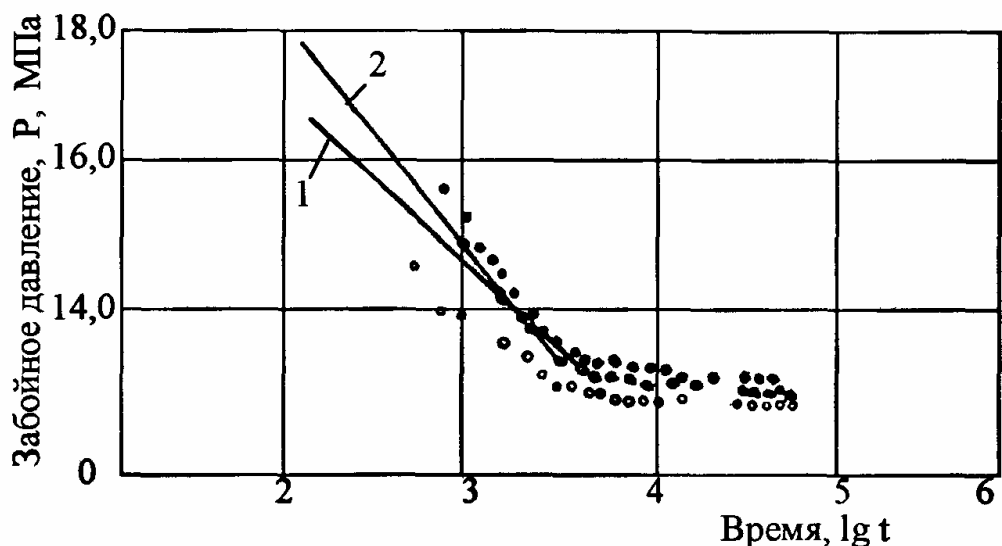


Рис. 6.8. Кривые падения давления по скв. 7707 Арланского месторождения

Таким образом, исходя из обработки полученных кривых падения давления в скважине после закачки дегазированной нефти в пласт, можно предположить, что в удаленной зоне пласта находится нефть с большей вязкостью, чем закачиваемая дегазированная нефть. Вероятно, в удаленной зоне пласта нефть имеет несколько отличные свойства, при этом довольно устойчивую вязкостную характеристику (так как значения вязкости нефти для двух кривых практически совпадают).

#### 6.4. Гистерезисные явления при исследовании пластов

В течение всего периода исследования скважин Минаевского опытного участка Арланского месторождения в реагирующих скважинах 7950 и 7951 снимались кривые изменения давления, т.е. фон пластового давления. Измерение давления производилось глубинными манометрами типа ДЛМП-2М и манометрами с местной регистрацией МГГ-2у, а изменение давления во времени - дифманометром ДГМ-4М.

Отметим, что чувствительность ДЛМП и МГТ не очень высокая, и по показаниям этих приборов сложно точно судить об изменении пластового давления во времени. Поэтому за основу были приняты показания ДГМ-4М с первоначальной привязкой по МГГ-2у. Сплошная кривая изменения давления была получена путем экстраполяции значений давления (полученных по одному бланку ДГМ-4М) до момента начала записи давления на другом бланке.

Результаты обработки кривых падения давления в скв. 7707 после прекращения закачки жидкости в пласт приведены в табл. 6.5.

В ряде случаев за счет неисправностей манометра ДГМ-4М № 209, который регистрировал изменение давления в скв. 7950, бланки были некачественные, т.е. по скв. 7950 сплошную кривую реагирования получить не удалось, а контроль показаний давления с помощью МГГ показал довольно противоречивые данные.

Кривые реагирования скв. 7951 после изменения режима работы возмущающей скв. 7707 были обработаны по методу универсальной кривой [52]. Полученные данные сведены в табл. 6.6.

**Таблица 6.5. Результаты обработки КПД в скв.7707**

Характеристика	Режим		
	I	II	III
Объем закачки, м <sup>3</sup>	3	6	8,6
Время закачки, мин	43	58	185
Средний дебит закачки, м <sup>3</sup> /сут	100,5	149,0	66,8
Пластовое давление, МПа	12,09	12,25	12,33
Уклон первого участка	18,1	16,5	35,3
Уклон конечного участка	7,7	8,6	-
Проницаемость ближней зоны, мкм <sup>2</sup>	0,84	1,34	0,28
Проницаемость удаленной зоны, мкм <sup>2</sup>	1,98	2,52	-
Вязкость нефти по первому участку, Па·с	0,065	0,070	0,083
Вязкость нефти по второму участку, Па·с	~0,070	~0,070	-

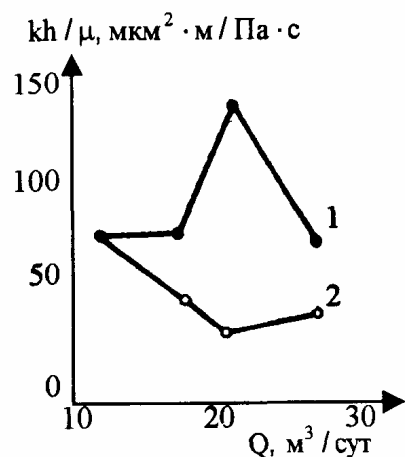
**Таблица 6.6. Результаты обработки кривых реагирования в скв. 7951 на прямом ходе**

Характеристика	Режим			
	I	II	III	IV
Дебит (Q), м <sup>3</sup> /сут	17,2	21,7	24,3	30,2
$\alpha$ , м <sup>2</sup> /с, пуск	0,061	0,043	0,032	0,036
$\alpha$ , м <sup>2</sup> /с, остановка	0,057	0,070	0,076	0,071
kh/μ, пуск	65,0	39,5	20,5	27
kh/μ, $\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$ , остановка	65	66	125	60,5

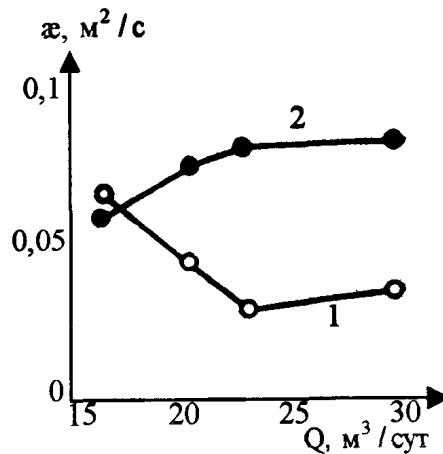
По данным табл. 6.6 построены графики зависимости параметров от параметров возмущающей скв. 7707 (рис.6.9 и 6.10). Интерпретировать однозначно полученные результаты достаточно сложно.

Тем не менее можно сказать, что фильтрационные характеристики пласта, полученные в результате обработки

кривых изменения давления в реагирующих скважинах, в общем соответствуют и подтверждают данные исследования возмущающей скв. 7707.



**Рис. 6.9.** Зависимость гидропроницаемости пласта вблизи реагирующей скв. 7951 от дебита возмущающей скв. 7707  
1 – для КВД прямого хода;  
2 – для КГД прямого хода



**Рис. 6.10.** Зависимость пьезопроводности пласта вблизи реагирующей скв. 7951 от дебита возмущающей скв. 7707  
1 – после пуска скв. 7707;  
2 – после остановки скв. 7707

## 6.5. Исследование скважин на стационарных режимах

За время исследования была получена индикаторная диаграмма прямого и обратного хода изменения дебита возмущающей скв. 7707. Так как пластовое давление в процессе исследования менялось, индикаторная диаграмма была перестроена в координатах  $[Q_{прив}, P_c]$ .

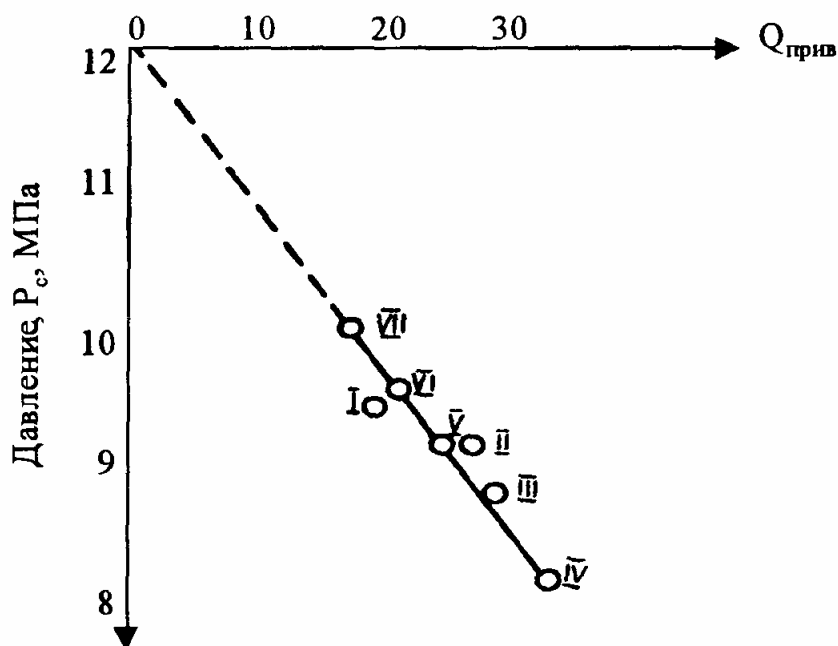
Результаты обработки данных исследований скв. 7707 на установившихся режимах показаны в табл. 6.7 и на рис. 6.11.

**Таблица 6.7.** Результаты исследований на стационарных режимах

Характеристика	Режим						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	17,2	21,7	24,3	30,2	24,9	22,2	17,3
Забойное давление, МПа	9,29	8,90	8,71	8,25	8,95	9,35	9,85
Пластовое давление, МПа	10,6	10,45	10,62	10,77	10,79	10,84	10,78
Депрессия, МПа	1,31	1,55	1,91	2,52	1,84	1,49	0,93
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут / МПа	13,10	14,0	12,7	12,0	13,5	14,9	18,8
Приведенный дебит, м <sup>3</sup> /сут	20,8	27,5	27,6	31,2	25,6	22,2	18,2
Приведенный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут / МПа	13,4	14,2	13,0	12,0	13,5	14,9	18,4

Данные индикаторной диаграммы показали, что точки скв. 7707 довольно хорошо легли на прямую, однако однозначно судить о проявлении аномальных свойств по индикаторной диаграмме трудно.

Пластовое давление получено экстраполяцией прямой до оси давлений выше замеренного исходного (VI режим  $P_{пл} = 10,8$  МПа), т.е. замеренное пластовое давление отличается от некоторого «истинного» в сторону уменьшения на некоторую величину. Вычисленный по замеренному давлению коэффициент продуктивности уменьшается с увеличением депрессии. Желательно исследование скважины в области малых дебитов.



**Рис. 6.11. Индикаторная диаграмма скв. 7707**  
**I-VIII - режим работы скважины**

Вышеизложенная методика определения факта наличия и степени проявления аномально-вязкостных свойств нефти в пластовых условиях в процессе разработки испытана при проведении ГДИС на Арланском, Таймурзинском и Исанбаевском месторождениях Башкирии совместно с М.Н. Галлямовым, К.С. Фазлутдиновым, А.Ш. Сыртлано-вым, Ф.Р. Билаловым, Р.М. Еникеевым, В.С. Левченко, А.П. Лимановым.



# 1 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидродинамические методы исследования нефтяных и газовых скважин (ГДИС) занимают особое место в общем комплексе проблем управления разработки нефтяных месторождений на основе интегрированного, междисциплинарного подхода с использованием современных научно-технических достижений.

О развитии методов исследования нефтяных и газовых скважин, которые в настоящее время формируются в самостоятельную научную и учебную дисциплину, свидетельствуют серьезные достижения как в теории ГДИС (подземная гидромеханика, физика нефтяного и газового пласта, математическое моделирование, применение компьютерных технологий), так и в технике и технологии ГДИС (современные высокоточные электронные глубинные манометры и комплексы, различные конфигурации специального оборудования).

Методы и процедуры анализа и интерпретации данных, научно-технические разработки и опыт применения ГДИС нашли отражение в многочисленных отечественных и зарубежных публикациях, особенно последних лет, но малодоступных промышленным инженерам и другим сотрудникам компаний, среди которых не только специалисты-разработчики, но и руководящий персонал, часто не имеющий специального нефтегазового образования.

В книге автор старался в доступной форме изложить как основные - традиционные, так и новые - современные методы ГДИС:

- диагностические билогарифмические графики;
- логарифмические производные давления;
- «расчленение» сложных фильтрационных потоков на простые составляющие с помощью характеристических графиков (ВСС, ЛФП, РФП и др.);
- новое в технике и технологии ГДИС - сравнительные характеристики глубинных приборов и оборудования различных конфигураций для вертикальных и горизонтальных скважин и области их применения;
- применение ГДИС (отечественный и зарубежный опыт) к решению задач разработки, в частности, на месторождениях неньютоновских нефтей.

Многолетний опыт преподавания, а также постоянные контакты при проведении промышленных исследований с бывшими выпускниками в различных районах страны и за рубежом подсказали автору о необходимости создания специального учебного курса ГДИС для повышения квалификации профессиональных нефтяников и газовиков, что и было им сделано. Этот учебный курс, названный «Гидродинамические исследования нефтяных и газовых скважин», вернее, Программа курса приводится далее в Приложении. В ней учтены конкретные интересы и пожелания промышленных инженеров, в частности, такие быстро прогрессирующие положения ГДИС на установившихся и неуставившихся режимах, как нелинейная теория фильтрации в естественно-трещиноватых коллекторах, неоднородная фильтрация в сложно построенных залежах (слоистых, с перетоками, со сбросами) и другие более сложные модели пластовых фильтрационных систем.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### УЧЕБНЫЙ КУРС<sup>1</sup> «ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН - ГДИС»

Целью курса является ознакомление слушателей с новейшими отечественными и зарубежными достижениями и опытом проведения ГДИС для повышения квалификации инженеров, менеджеров, технического и другого персонала, работающих в нефтяной и газовой промышленности.

Автор дает слушателям углубленные знания в области теории, техники и технологии проведения и интерпретации результатов промысловых исследований как добывающих нефтяных и газовых скважин, так и нагнетательных. Знакомит с передовыми зарубежными технологиями.

Проблема ГДИС - одна из актуальных, достаточно специфических и сложных научно-технических составляющих общего комплекса проблем управления разработкой месторождений углеводородов.

Современная комплексная организация разработки месторождений по существу заключается в интегрированном, междисциплинарном подходе к решению различных задач разработки месторождений на базе современных научно-технических достижений: трехмерное математическое.

Курс составлен автором на основе многолетнего опыта преподавания и проведения научных и промысловых исследований и рассчитан на промысловых инженеров нефтегазовой промышленности, а так же может быть интересен научно-техническим работникам и студентам нефтегазовых вузов. Автор не исключает возможности внести дополнения в Программу курса с учетом пожеланий читателей, за что заранее приносит им свою благодарность.

Комплексная организация разработки месторождения на всех ее этапах (от разведки и открытия до окончания, включая вторичные и третичные методы повышения нефте-, газо- и компонентоотдачи) основана на концепции и методах коллективной работы как единой - целой команды специалистов различного профиля: ученых всего комплекса наук о Земле, проектировщиков, работников по оборудованию, технологов, специалистов по разработке месторождений, управлению и организации производства и др. Задание такого коллектива включает постановку задач разработки месторождений нефти и газа, планирование, организацию и ведение работ, осуществление наблюдения, контроля и регулирования процесса разработки, анализ и, если необходимо, пересмотр планов для получения высоких текущих и конечных технико-экономических показателей.

Успешность комплексной организации разработки в значительной степени зависит от полноты и качества исходной информации о параметрах продуктивного пласта:

его пространственно-геометрических размерах, энергетической характеристики - пластовых давлениях и температуре, пористости и проницаемости, составе и физических свойствах пластовых нефтей и газов и т.д. На базе полученной информации создаются динамические модели пластовой фильтрационной системы (МПФС) для проектирования и регулирования процессов разработки эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Предмет ГДИС стал оформляться в самостоятельную учебную и научную дисциплину в вузах при подготовке горных инженеров по специальности 09.06. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В последние годы были разработаны новые методы определения характерных особенностей и параметров сложно построенных залежей, которые ранее традиционными методами определить было невозможно. Эти достижения связаны с теоретическими разработками по учету влияния ствола скважины, скин-фактора с построением диагностических билогарифмических графиков КВД и производных давления, с широким использованием ЭВМ с соответствующим математическим обеспечением, с применением глубинных электронных высокоточных манометров «второго» поколения и т.д.

Настоящая Программа курса ГДИС составлена с учетом учебного плана вышеназванной специальности 09.06. Курс рассчитан на 44 часа аудиторных занятий.

## СОДЕРЖАНИЕ ПРОГРАММЫ ВВЕДЕНИЕ

Проблема ГДИС - получение информации о параметрах пласта для создания детерминированной модели пластовой фильтрационной системы (МПФС) рассматривается как слабоструктурированная проблема системного анализа. Предмет и содержание курса. Его теоретическая и практическая значимость и роль в общем комплексе проблем управления разработкой месторождений углеводородов. Характеристика современного состояния ГДИС - научно-теоретических основ, техники и технологии, методов анализа и интерпретации, данных промысловых исследований. Краткий обзор отечественной и зарубежной литературы по курсу. Связь курса со смежными дисциплинами в рамках междисциплинарного подхода.

Основные задачи курса - информационное обеспечение комплексной организацией разработки месторождений достоверными сведениями о параметрах пласта и продуктивных характеристиках скважин и залежей. Источники исходной информации и концептуальная модель пластовой фильтрационной системы. Структура системы ГДИС. Терминология, определения, обозначения и символы, системы единиц измерений, общепринятые в теории и практике ГДИС, нефтепромысловый лексикон как в отечественной, так и зарубежной научно-технической литературе в области исследования скважин, и их практическое использование.

### РАЗДЕЛ 1

#### **Основные понятия о гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС). Изучение процессов, происходящих в нефтяных и газовых пластах, и параметров, используемых при интерпретации результатов исследования скважин.**

Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах. Понятия о залежах, месторождениях, запасах углеводородов. Термобарические условия в недрах. Пластовая энергия и режимы разработки нефтяных и газовых месторождений. Разработка нефтяных и газовых месторождений, технико-экономические показатели разработки. Физические свойства горных пород-коллекторов нефти и газа. Основные типы коллекторов - терригенные (гранулярные) и карбонатные (трещиноватые). Пористость, удельная поверхность, проницаемость (абсолютная и фазовая). Закон Дарси и нелинейные законы фильтрации. Насыщенность.

Упругие свойства пород. Зависимость параметров коллекторов от термобарических условий. Методы изучения коллекторских свойств.

Физико-химические свойства пластовой нефти, природных газов и пластовой воды при различных термобарических условиях в залежи. Состав и классификация нефтей. Растворимость газов в нефти и воде. Давление насыщения нефти газом, сжимаемость нефти, объемный коэффициент. Плотность и вязкость пластовой нефти, структурно-механические свойства аномально-вязких нефтей. Зависимость физических свойств нефти от давления и температуры. Эмпирические зависимости для решения задач ГДИС с помощью ЭВМ.

Состав и классификация природных газов. Уравнения состояния газов. Газовые и жидкие смеси. Коэффициенты сжимаемости и сверхсжимаемости природных газов. Плотность, вязкость, теплоемкость, коэффициент Джоуля-Томпсона, упругость насыщенных паров. Критические и приведенные параметры. Влияние термобарических параметров на свойства природных газов и конденсата. Методы изучения параметров газа. Аналитические зависимости параметров газа от давления и температуры при использовании на ЭВМ.

Физические свойства пластовых вод. Вопросы эксплуатации скважин. Вскрытие пласта и освоение скважин. Способы эксплуатации и оборудование фонтанных, газ-лифтных и глубинно-насосных нефтяных скважин. Особенности конструкции, оборудования и технологические режимы эксплуатации газовых скважин.

Цели и задачи ГДИС. Структура системы ГДИС. Назначение и периодичность ГДИС в скважинах различных категорий - поисковых, разведочных, добывающих, опорных, наблюдательных, пьезометрических, в процессе бурения. Классификация различных типов и видов ГДИС на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации нефти и газа (индикаторные диаграммы, кривые восстановления-падения давления (КВД-КПД), гидропрослушивание - интерференция скважин, экспресс-методы, пластоиспытатели и др.) Планирование ГДИС - составление программ ГДИС, выбор техники (приборы и оборудование) и технологии проведения ГДИС в скважинах различных категорий.

Положения и требования нормативных органов и документов (государственных комитетов по гортехнадзору, по запасам природных ресурсов, экологии, охраны окружающей среды и недр, проектных институтов, правил разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и др.) к ГДИС и их объемам.

## РАЗДЕЛ II

### **Теоретические основы гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах. Элементы подземной гидромеханики в приложении к проблемам ГДИС.**

Концептуальная модель пластовой фильтрационной системы (МПФС) и методы ее создания. Принципиальная схема процедуры интерпретации.

Основные дифференциальные уравнения линейной теории упругого режима фильтрации. Главные допущения. Простейшие одномерные фильтрационные потоки и их комбинации при схематизации сложных потоков.

Прямые и обратные задачи подземной гидромеханики и их приложение к ГДИС. Формулировка задач. Базисная модель пласта. Внутренние и внешние граничные условия. Понятие о банке (каталоге) теоретических МПФС и их диагностических признаках. Задача теории распознавания образов.

Основная задача линейной теории упругого режима фильтрации. Основная формула теории упругого режима. Идеализированные графики КВД бесконечного пласта. Метод полулогарифмической анаморфозы. КПД без учета притока определения параметров пласта.

Принцип суперпозиции в процессах восстановления забойного давления. Учет работы скважины до остановки. Метод определения параметров пласта Хорнера.

Влияние изменения состояния призабойной зоны пласта на КВД-КПД. Скин-фактор и методы его определения. Использование скин-фактора для выбора скважин с целью улучшения состояния призабойной зоны.

Влияние объема ствола скважины на перераспределение забойного давления. Методы обработки КВД с учетом притока. Универсальные (безразмерные) графики и палетки. Идентификация режимов течения.

Анализ данных исследований скважин с помощью универсальных графиков и палеток. Пример интерпретации реагирующих скважин (гидропрослушивание).

Анализ кривых восстановления давления с использованием производных давления для различных фильтрационных потоков (прямолинейно-параллельного, плоскорадиального и радиально-сферического). Производная давления. Логарифмическая производная давления. Билогарифмический диагностический график и его использование при интерпретации данных ГДИС. Характеристический график.

## РАЗДЕЛ III

### **Теоретические основы гидродинамических исследований скважин на установившихся режимах**

Основные дифференциальные уравнения установившейся фильтрации. Понятие установившегося режима. Основные расчетные формулы установившейся фильтрации для различных МПФС (для однородной жидкости, фильтрация по линейному и нелинейному законам, фильтрация в трещиноватых коллекторах, фильтрация с предельным градиентом, двухфазная фильтрация газированной жидкости и др.).

Влияние различных факторов на индикаторные диаграммы. Гидродинамическое несовершенство скважин. Нарушение линейного закона фильтрации. Зависимость параметров пласта от давления. Слоистость пласта. Нарушение условий стационарности. Критерии установившегося состояния. Продуктивность скважин при безнапорной фильтрации.

Особенности обработки данных исследований газовых скважин на стационарных режимах. Уравнения притока газа к скважинам в изотропных и анизотропных пластах при нелинейном законе фильтрации. Влияние несовершенства скважин. Влияние различных факторов на индикаторные диаграммы и коэффициенты фильтрационных сопротивлений скважин (термобарические условия, многослоистость месторождения, время процессов стабилизации,

погрешность при измерении забойных давлений, наличие воды или жидкости в стволе скважины, гидратов, различного рода пробок и др.). Изохорный метод, ускоренно-изохорный, экспресс-метод. Исследования с выпуском газа в газопровод.

#### **РАЗДЕЛ IV**

##### **Техника и технология проведения промысловых гидродинамических исследований скважин и пластов**

Выбор типа и вида исследования скважин в зависимости от конкретной цели и задач исследования. Оценочные расчеты ожидаемых параметров выбранного типа ГДИС. Общие характеристики контрольно-измерительных приборов, используемых при ГДИС, и их метрологические характеристики. Основные метрологические понятия и термины.

Глубинные приборы и комплексы для измерения и регистрации забойных давлений, температур и дебитов скважин.

Методика спуска глубинных приборов. Оборудование и аппаратура.

Измерение дебитов нефти, газа и воды. Измерение давления и температуры при ГДИС на установившихся и неуставившихся режимах.

Методы расшифровки и подготовка фактических данных для последующей обработки, анализа и интерпретации итоговых результатов.

Новые отечественные и зарубежные приборы и оборудование для ГДИС и рекомендации по их применению.

#### **РАЗДЕЛ V**

##### **Методы анализа и интерпретации данных ГДИС для различных моделей пластовых фильтрационных систем**

Схема процедуры анализа и интерпретации данных ГДИС.

Анализ КВД в пластах с различной конфигурацией границ пласта (бесконечной, ограниченной, замкнутой, круговой и прямоугольной форм, со сбросами различной конфигурации). Интерпретация данных.

Анализ КПД в нагнетательных скважинах.

Особенности анализа и интерпретации данных ГДИС с помощью пластоиспытателей (DST) и анализа и интерпретации данных гидропрослушивания импульсных методов в неоднородных и анизотропных пластах.

Влияние неоднородности пласта на процессы перераспределения давления (наличие барьеров и сбросов, сложно построенных пластов, слоистых и трещиноватых пластов, с вертикальной проницаемостью и др.).

Влияние условий в стволе скважины на поведение давления (изменение объема ствола, гидродинамическое несовершенство скважины, скважины после гидроразрыва и др.).

Использование ЭВМ для обработки данных ГДИС (для анализа и обработки данных, для интерпретации данных, для планирования проведения ГДИС).

Методы обработки данных ГДИС на основе наилучшего совмещения фактических данных с расчетными

изменениями давления с помощью ЭВМ.

Особенности ГДИС горизонтальных скважин на установившихся и неуставившихся режимах. Методы анализа и интерпретации данных ГДИС.

Исследование трещиноватых и сложно построенных (слоистых) пластов.

Приближенные методы обработки данных ГДИС на базе применения идентификатора режимов течения - типов фильтрационных потоков.

#### **РАЗДЕЛ VI**

##### **Гидродинамические исследования скважин месторождений аномальных нефтей**

Цели и задачи.

Методика изучения влияния аномально-вязкостных свойств нефти с предельным градиентом

на характер КВД-КПД.

Техника и технология ГДИС аномальных нефтей (выбор скважин, оборудование и приборы).

Обработка и интерпретация результатов ГДИС. Гистерезисные явления при исследовании пластов. Исследование скважин аномальных нефтей на стационарных режимах.

## **РАЗДЕЛ VII**

### **Использование текущей промысловой информации для определения забойных и пластовых давлений**

Методы определения давления и температуры на забое в остановленных и работающих скважинах по устьевым замерам (в нефтяных и газовых скважинах).

Влияние различных факторов на определение забойных давлений и температур по замерам устьевых давлений и температур (процессы испарения и конденсации фаз, конструкции скважин, сегрегации фаз и др.).

Идентификационные методы обработки КВД для прогноза пластового (устьевого статического) давления и диагностирования типа пласта-коллектора, сложно построенных сероводородсодержащих газоконденсатных месторождений на базе текущей промысловой информации. Примеры с использованием компьютеров.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Использование данных ГДИС для контроля, анализа и регулирования процесса разработки месторождений в рамках современной комплексной организации разработки месторождений. Основные проблемы теории и практики ГДИС нефтяных и газовых скважин и пластов.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

## ВВЕДЕНИЕ Предмет гидродинамических исследований скважин

Номенклатура основных параметров и уравнений ГДИС в различных системах измерений

Условные обозначения

Принятые сокращения

## ГЛАВА 1

Теоретические основы гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах (КПД-КВД)

1.1. Основное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима фильтрации. Главные допущения

1.2. Прямые и обратные задачи подземной гидромеханики и их приложения к гидродинамическим исследованиям скважин

1.3. Основная задача линейной теории упругого режима. Метод без учета притока

1.4. Принцип суперпозиции в процессах восстановления давления. Учет работы скважины до остановки. Метод Хорнера

1.5. Влияние изменения состояния призабойной зоны пласта на распределение давления.

Скин-фактор

1.6. Влияние объема ствола скважины на перераспределение забойного давления

1.7. Анализ данных исследований скважин с помощью универсальных графиков и палеток

1.7.1. Пример интерпретации данных реагирующих скважин (гидропрослушивания) с помощью универсальной кривой

1.8. Анализ и характеристики кривых изменения давления для различных типов фильтрацион-ных потоков. Диагностический билогарифмический график

1.9. Производные давления и их использование при анализе данных исследования скважин

## ГЛАВА 2

Техника и технология проведения гидродинамических исследований скважин

2.1. Выбор вида и данных для составления программ ГДИС

2.2. Технология гидродинамических исследований и сбор данных

2.3. Приборы и оборудование для гидродинамических исследований скважин

## ГЛАВА 3

Последовательность анализа и интерпретации данных ГДИС на неустановившихся режимах

3.1. Методы анализа и интерпретации данных гидродинамических исследований

3.2. Пример обработки и интерпретации данных по КПД-КВД

## ГЛАВА 4 Особенности исследования газовых скважин

## ГЛАВА 5 Исследование горизонтальных скважин

5.1. Характеристика неустановившихся процессов перераспределения давления в горизонтальных скважинах

5.2. Особенности планирования ГДИС горизонтальных скважин

5.3. Опыт ГДИС горизонтальных скважин и пример обработки и интерпретации данных

## ГЛАВА 6 ГДИС месторождений аномальных нефтей..... 224

6.1. Методика изучения влияния аномально-вязкостных свойств нефти с предельным градиентом на характер КВД

6.2. Техника и технология ГДИС аномальных нефтей. Выбор скважин, оборудование и приборы

6.3. Обработка и интерпретация результатов исследования скважин

6.4. Гистерезисные явления при исследовании пластов

6.5. Исследование скважин на стационарных режимах

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ЛИТЕРАТУРА

ПРИЛОЖЕНИЕ

Программа учебного курса «Гидродинамические исследования нефтяных и газовых скважин»