МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский
институт (ВНИИ)

ИНСТРУКЦИЯ
по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин
РД 39 - 3 - 593 - 81

1982 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский
институт (ВНИИ)

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель Министра
нефтяной промышленности
_____ В.И.Игревский
"21" 07 1981

ИНСТРУКЦИЯ
по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин
РД 39 - 3 - 593 - 81

1982 г.

А Н Н О Т А Ц И Я

В инструкции сформулированы задачи гидродинамических исследований и приведен комплекс исследований по категориям скважин на стадиях разведки и разработки месторождений.

Изложены основные технологические требования к производству измерений и исследований в промышленных условиях.

Описаны и иллюстрированы примерами способы обработки результатов исследований методами восстановления давления, установившихся отборов и исследований взаимодействия скважин.

В приложениях даны вспомогательные таблицы и графики.

Инструкция предназначена для обязательного использования службами нефтедобывающих предприятий, осуществляющими работы по гидродинамическим исследованиям.

Руководящий документ.

Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин.

РД 39 -3-593-81

Взамен "Временной инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин" Гостоптехиздат, 1963г.

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 15.XII.81г. № 677
Срок введения с 1.1.82г.
Срок действия до 1.1.87г.

1. Предисловие.

1.Настоящая инструкция составлена Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ) с участием ряда территориальных НИИ Министерства нефтяной промышленности (БашНИПИнефть,СевкавНИПИнефть,СибНИИНП,АзНИПИнефть и др.).

2.При составлении инструкции учитывались:современное состояние теории гидродинамических исследований;состояние и ближайшие перспективы обеспечения нефтедобывающих предприятий приборами и оборудованием для исследований пластов и скважин;накопленный опыт исследовательских работ на промыслах и современные требования к объёму и качеству информации,необходимой для решения задач проектирования, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений.

План инструкции и ее первая редакция рассылались на отзывы производственным предприятиям и территориальным научно-исследовательским и проектным институтам нефтяной промышленности,окончательная редакция составлена с учетом полученных замечаний и пожеланий.

Предлагаемая инструкция существенно отличается от инструкции 1963г.издания. Так с целью повышения точности определения параметров пласта расширен раздел "Вопросы технологии исследований и измерений". Введен раздел, касающийся вопросов исследования взаимодействия скважин при периодическом изменении дебита возмущающей скважины.

В разделе, посвященном обработке результатов исследования методом кривой восстановления давления с учетом притока, приведены упрощенный метод обработки, применяемый в случаях, когда кривая затухания притока может быть удовлетворительно апроксимирована квадратной параболой, а также обобщенный дифференциальный метод, позволяющий обрабатывать кривые восстановления давления по скважинам, в которых дебит изменялся в период, предшествующий исследованию. По обобщенному дифференциальному методу дана программа для проведения расчетов на ЭВМ.

Инструкция предназначена для обязательного использования всеми предприятиями и службами, выполняющими гидродинамические исследования нефтяных пластов и скважин.

При производстве гидродинамических исследований и относящихся к ним измерений кроме настоящей инструкции следует пользоваться:

1) Утвержденным МНП "Принципиальным комплексом гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений".

2) Утвержденными производственными нефтедобывающими объединениями обязательными комплексами гидродинамических и промыслово-геофизических исследований для разрабатываемых объектов.

3) Инструкциями по эксплуатации используемых стандартных приборов, оборудования и замерных установок.

4) Действующими правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, утвержденными Госгортехнадзором СССР.

5) Комплексами гидродинамических исследований, предусматриваемых утвержденными проектами разведки, проектами пробной эксплуатации, технологическими схемами опытно-промышленной разработки, проектами (технологическими схемами) разработки.

Допускается использование (наряду с изложенными в инструкции) технологических приемов и методов обработки результатов гидродинамических исследований, предусматриваемых согласованными с ВНИИ и утвержденными в установленном порядке стандартами предприятий.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

2.1. Цели и задачи гидродинамических исследований.

Гидродинамические методы исследований являются одной из основных составных частей общего комплекса методов изучения и контроля разработки нефтяных месторождений, включающего также геолого-промысловые, геофизические, лабораторные и др. виды исследований и используемого с целью получения информации, необходимой для решения задач подсчета запасов, проектирования, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений.

К гидродинамическим методам исследований относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по данным экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давления в пласте.

Непосредственно гидродинамическими методами определяются следующие параметры:

1) коэффициент продуктивности (К) добывающей скважины и коэффициент приемистости (К') нагнетательной скважины;

2) осредненное значение коэффициента гидропроводности пласта (χ) в районе исследуемой скважины или на участке между двумя исследуемыми скважинами;

3) осредненное значение коэффициента пьезопроводности пласта ($\varkappa$) в районе исследуемых скважин;

4) коэффициент гидродинамического совершенства скважины (ζ);

5) приведенный радиус скважины ($r_{пр.}$).

Параметры К (К'), χ и $\varkappa$ являются комплексными. По определению

$$\chi = \frac{Kh}{\mu} \quad \frac{Д \cdot см.}{сП} \qquad (2.1.)$$

где К - осредненное значение коэффициента проницаемости пласта в исследуемом районе, Д ;

h - работающая толщина пласта (осредненная), см;

μ - вязкость жидкости в пластовых условиях, сП.

$$\varkappa = \frac{k}{\mu(m\beta_ж + \beta_c)} = \frac{\delta}{h \cdot \beta^*} \quad \frac{см^2}{сек} \qquad (2.2.)$$

где m – осредненное значение эффективной пористости пласта, безразм.;

$\beta_ж$ – коэффициент объемного упругого расширения пластовой жидкости, $1/(кгс/см^2)$;

β_c – осредненное значение коэффициента объемного упругого расширения пористой среды в исследуемом районе, $1/(кгс/см^2)$;

$\beta^* = (m\beta_ж + \beta_c)$ – коэффициент упругоемкости пласта, $1/(кгс/см2)$

Коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях ($K_{пл.}$) определяется соотношением

$$K_{пл.} = \frac{Q}{P_{пл.} - P_{заб.}} = \frac{2\pi\delta}{\ln\frac{R_к}{z_{пр.}}} \quad \frac{см^3 \cdot см^2}{сек. кгс.} \qquad (2.3.)$$

где $R_к$ – радиус условного контура питания, см,

$z_{пр.}$ – см.

– дебит скважины в пластовых условиях, $см^3/сек$,

$P_{пл.}$ и $P_{заб.}$ – соответственно пластовое и забойное давление в скважине, $кгс/см^2$.

Для раздельного определения некоторых коэффициентов, входящих в указанные комплексы, необходимо иметь дополнительную информацию, получаемую другими методами (геофизическими, лабораторными и др.).

Так, для определения гидропроводности (δ) по известному значению коэффициента продуктивности необходимо предварительно определить приведенный радиус скважины ($z_{пр.}$) аналитическими или другими методами (например, методом В.И.Щурова).

Для определения коэффициента проницаемости пласта (k) по известному значению гидропроводности необходимо независимо определить значения h (по геофизическим данным) и μ (по данным специальных лабораторных исследований).

2.2. Общая характеристика гидродинамических исследований и условия их применения.

В нефтепромысловой практике используются три ос-

новных метода гидродинамических исследований:

1. Метод восстановления давления (динамического уровня).
2. Метод установившихся отборов.
3. Метод исследования взаимодействия скважин.

Метод восстановления давления используется для исследования добывающих и водонагнетательных скважин при фильтрации в пласте однофазной жидкости (нефти или воды) или водо-нефтяной смеси.

Метод в общем случае сводится к прослеживанию изменения забойного давления скважины после резкого изменения установившегося режима ее эксплуатации (пуск,остановка) с одновременным прослеживанием (при необходимости) изменения притока (оттока) жидкости из пласта в ствол скважины, и последующей обработке полученной информации (См.5.1) с целью определения гидропроводности пласта,продуктивности скважины,коэффициента ее гидродинамического совершенства и др.

Метод установившихся отборов используется для исследования добывающих и нагнетательных скважин при фильтрации в пласте однофазной жидкости, а также водонефтяной и нефтегазовой смесей.

Метод сводится к измерению дебитов скважин (покомпонентно) и забойных давлений на нескольких (3-х и более) установившихся режимах эксплуатации,построению зависимости дебит-забойное давление или дебит - депрессия ($P_{пл.} - P_{заб.}$) и последующей обработке полученной информации (См.5.2) с целью определения коэффициента продуктивности (приемистости) скважины и оценки гидропроводности пласта в ее районе.

Метод исследования взаимодействия скважин(гидропрослушивание) используется для установления гидродинамической связи между выбираемыми парами скважин и определения осредненных значений гидропроводности и пьезопроводности пластов в районе этих скважин в условиях фильтрации в пласте однофазной жидкости или водонефтяной смеси. В одном исследовании могут участвовать две или более скважин.

остальные - реагирующими. Возмущающей
Одна из них является возмущающей, называется скважина, на которой производится изменение режима эксплуатации по заранее намеченной программе (пуск, остановка, периодическая работа и др.). Реагирующими называются скважины, по которым производятся наблюдения за изменениями забойного давления, вызванными изменением дебита возмущающей скважины.

Метод сводится: 1) к наблюдениям динамики забойного давления в реагирующих скважинах в течение определенного периода до начала изменения дебита возмущающей скважины (с целью выявления фона), 2) созданию возмущения поля давления в пласте (в возмущающей скважине), 3) регистрации изменений забойных давлений в реагирующих скважинах в течение определенного периода после начала возмущения (см. 4.8) и 4) обработке полученных данных с целью определения параметров χ и $\varkappa$ (см. 5.3).

3. Комплекс гидродинамических исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений.

3.1. Стадия промышленной разведки месторождений.

На стадии промышленной разведки нефтяных месторождений по всем нефтяным и законтурным скважинам, вскрывающим объекты, подготавливаемые к промышленной разработке, в обязательном порядке должен проводиться следующий комплекс исследований:

а) исследование методом установившихся отборов (не менее, чем на 3-х режимах) с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности и оценкой величины гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

б) исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины и коэффи-

циента гидродинамического совершенства скважины;

в) замеры начального пластового давления и температуры пласта;

г) отбор исследования глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента нефти и др.;

д) исследования методом гидропрослушивания и другие специальные исследования, предусмотренные проектом разведки.

3.2. Стадия пробной эксплуатации объекта.

На стадии пробной эксплуатации объекта должен проводиться следующий комплекс исследований:

а) по новым скважинам после их освоения исследования в соответствии с пп. "а","б","в" раздела 3.1 настоящей инструкции;

б) периодические и специальные исследования в объемах, предусматриваемых проектом пробной эксплуатации.

3.3. Стадия промышленной разработки объекта.

Виды, объемы и периодичность исследовательских работ на эксплуатационных объектах, находящихся на стадии промышленной разработки, регламентируются обязательными комплексами гидродинамических и промыслово-геофизических исследований для каждого объекта, составленными отраслевыми территориальными научно-исследовательскими институтами и утвержденными руководством производственных нефтедобывающих объединений.

Обязательные комплексы составляются на базе принципиального комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений, утвержденного МНП 15/У-1979г. (см. приложение 1.) и утвержденного проекта (технологической схемы) разработки объекта, с учетом опыта исследований на данном объекте, а также особенностей его гео-

логического строения и применяемой технологии разработки. Принципиальный комплекс характеризует минимальный объем исследовательских работ на разрабатываемых объектах и должен являться составной частью всех обязательных комплексов.

В зависимости от специфики геологического строения залежей и условий их разработки в обязательные комплексы могут быть включены:

а) исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание),

б) исследования по определению предельного безводного или безгазового дебита (в условиях образования водяных или газовых конусов),

в) исследования по установлению оптимального дебита скважин в условиях разрушения породы-коллектора,

г) специальные исследования по контролю текущей нефтенасыщенности гидродинамическими методами или в комплексе с геофизическими, термометрическими и др. методами.

д) другие виды исследований, необходимость которых обоснована в проектных документах на разработку объектов или в специальных работах по анализу и контролю разработки залежей.

В обязательных комплексах при необходимости может быть установлена бо́льшая частота отдельных видов исследований и измерений (по сравнению с табл. приложения 1.).

4. ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ.

4.1. Определение дебита нефти, попутной воды и газа по добывающим скважинам и приемистости нагнетательных скважин по результатам поверхностных измерений.

4.1.1. Определение дебита жидкости добывающих скважин.

Определение дебита жидкости добывающих скважин на

обустроенных объектах осуществляется на групповых замерных установках в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

Длительность измерений дебита по каждой подключенной к установке скважине должна устанавливаться дифференцированно, исходя из необходимости измерения дебита с погрешностью, не превышающей паспортную (2,5%).

Для каждой подключенной к установке скважины должен устанавливаться опытным путем поправочный коэффициент, учитывающий разницу в величинах противодавления в выкидной линии во время замера дебита и в процессе нормальной работы. (кроме скважин, оборудованных ШГН).

С учетом этого коэффициента фактический объемный дебит скважины $Q_{факт.}$ определяется по формуле

$$Q_{факт.} = Q_{зам.}\left[1 + \frac{(P_{б.зам.} - P_{б.факт.})C_n}{Q_{зам.}}\right] \qquad (4.1)$$

где $Q_{зам.}$ -замеренный дебит на установке, $м^3$/сут.,

$P_{б.зам.}$ -давление на буфере скважины в процессе измерения дебита, кгс/$см^2$,

$P_{б.факт.}$ -давление на буфере во время нормальной работы скважины, кгс/см2,

C_n -поправочный коэффициент.

Для определения C_n необходимо получить экспериментальным путем зависимость дебита скважины от буферного давления (при замере дебита) в диапазоне, близком к нормальным условиям эксплуатации скважины.

Для получения этой зависимости проводится специальное исследование включающее:

1) замер рабочего буферного давления ($P'_{б.факт.}$) при работе скважины в общий коллектор;
2) замер дебита ($Q'_{зам.}$) скважины на групповой установке и измерение возросшего (вследствие перевода продукции скважины на замерную линию) буферного давления ($P_{б.зам.}$);
3) перевод скважины на режим эксплуатации с противодавлением на буфере ($P''_{б.факт.}$), превышающим дав-

ление ($P'_{б.факт.}$) на 2-4 кгс/см2;

4) замер дебита ($Q''_{зам.}$) на групповой установке (через 3-5 часов) и измерение буферного давления ($P'_{б.зам.}$);

Коэффициент $C_п$ определяется по формуле

$$C_п = \frac{Q'_{зам.} - Q''_{зам.}}{P'_{б.зам.} - P''_{зам.}} \qquad (4.2.)$$

При исследовании скважины получены данные, приведенные в табл.1.

Таблица 1.

Данные для расчета поправочного коэффициента при определении дебита скважины.

Измеряемые величины	1-й режим (рабочий)	2-й режим
1. Дебит скважины по замеру на групповой установке, м³/сут.	78	64
2. Противодавление на буфере скважины при работе в общий коллектор $P_{б.факт.}$, кгс/см2	18,5	20,4
3. Противодавление на буфере скважины в процессе измерения дебита $P_{б.зам.}$, кгс/см2	19,6	21,4

По формуле (4.2.)

$$C_п = \frac{78 - 64}{21,4 - 19,6} = 7,22$$

фактический дебит скважины на рабочем режиме при нормальной работе в общий коллектор определим по формуле (4.1.)

$$Q_{факт.} = 78 \left[1 + \frac{(19,6 - 18,5) \cdot 7,22}{78}\right] = 86 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Относительная погрешность замера дебита без учета поправки $C_п$ в рассмотренном случае составляет 9,2%.

При проведении исследований по определению поправочного коэффициента $C_п$ следует пользоваться манометрами повышенного класса точности (образцовыми или контрольными) с правильно подобранным пределом измерений (так, чтобы измеряемая величина составляла 50-80% от предела измерений прибора). Указанные исследования необходимо проводить при

изменении способа эксплуатации скважины, при замене насосного оборудования, после подземных и капитальных ремонтов и при значительном изменении дебита скважины (более 40%).

Необходимость влияния поправки должна устанавливаться опытным путем, как описано выше. Для скважин с низкими коэффициентами продуктивности, для которых рассчитанная поправка к дебиту не превышает 2,5% можно пользоваться данными прямого замера на АГЗУ.

На необустроенных и разведочных площадях измерение дебита жидкости осуществляется с помощью установок БИУС или индивидуальных замерных установок, включающих трап и мерную емкость.

Основными требованиями к таким установкам и технологии проведения замеров на них являются:

1) обязательная калибровка мерной емкости и
2) обеспечение замера при том же буферном давлении, что и при нормальной эксплуатации скважины, посредством регулирования задвижкой.

4.I.2. Определение обводненности продукции добывающих скважин.

Определение обводненности продукции добывающих скважин производится путем отбора проб жидкости на выкидных линиях или в мерных емкостях и последующего их лабораторного анализа.

Частота и количество одновременно отбираемых проб для скважин каждого объекта устанавливаются опытным путем, исходя из требований правильного учета продукции.

Повышение представительности проб достигается путем установки пробоотборных кранов на вертикальных участках выкидных линий. Однако при таком способе контроля обводненности относительно надежные по количественные оценки в виде средних значений за относительно длительный промежуток времени (декаду, месяц, квартал) в большинстве случаев могут быть получены лишь в результате статистической обработки значительного количества определений.

При отсутствии определений обводненности другими бо-

лее точными способами для обработки результатов гидродинамических исследований используются именно осредненные значения, а не данные единичных определений.

Значительно более надежные данные об обводненности могут быть получены путем анализа проб, отбираемых из мерных емкостей трубчатыми щупами.

На объектах, где способ контроля обводненности по пробам из выкидных линий не дает удовлетворительной точности (2+5%), необходимо использовать или передвижные или стационарно устанавливаемые на групповых установках мерные емкости специально для определений обводненности при гидродинамических исследованиях скважин.

4.I.3. Определение дебита попутного газа.

Дебит попутного нефтяного газа на групповых замерных установках измеряется турбинными счетчиками газа (типа Агат-I), а на индивидуальных замерных установках (на выкиде из трапа)турбинными счетчиками или с помощью дифференциальных манометров с дроссельными устройствами – в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов и инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин [I].

4.I.4. Определение приемистости водонагнетательных скважин.

Приемистость водонагнетательных скважин измеряется счетчиками или расходомерами диафрагменного типа,турбинными,электромагнитными и другими приборами, установленными на кустовых насосных станциях (КНС) в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

Основным технологическим требованием к системе контроля приемистости является обеспечение возможности раздельного измерения приемистости по каждой нагнетательной скважине.

4.2. Исследование профилей притока и приемистости по данным измерений глубинными приборами.

4.2.I. Цели и условия проведения исследований, применяемая аппаратура.

Исследование профилей притока и приемистости скважин производится с целью послойного изучения вскрытых эксплуатационных объектов.

В результате исследований должны быть получены в табличном (см.табл.2) и графическом (см.рис.1) виде зависимости суммарного расхода жидкости - (Q) и ее обводненности ($П_в$) от глубины измерения (H) в пределах общего интервала перфорации (интегральный профиль) и определены дебиты жидкости - (ΔQ) и обводненности ($П_{вi}$) для отдельных участков перфорированного интервала - (ΔH_i)(дифференциальный профиль).

Исследования проводятся на скважинах,в которых:1) технически возможен спуск глубинных приборов до глубины нижних отверстий интервала перфорации (фонтанных;газлифтных;механизированных, оборудованных для спуска приборов через затрубное пространство;нагнетательных); 2)температура и давление на забое не превышают предельные рабочие значения этих параметров для серийно выпускаемых приборов.

Исследования проводятся с помощью глубинных дебитомеров,расходомеров и комплексных приборов,имеющих датчики расхода и компонентного состава жидкости. Как правило, должны использоваться приборы прямого измерения, в которых в качестве датчиков используются вращающаяся или заторможенная турбинка,поплавок,диск,поршень обтекания и др. Полученные профили при необходимости (в случае недостаточной чувствительности приборов прямого измерения или при сомнительных результатах) корректируются по данным исследований приборами косвенного измерения (плотномеры,термометры,термоанемометры и др.) в соответствии с действующим руководством по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений[4].

4.2.2. Основные требования к технологии исследования профилей притока и приемистости.

Технологические операции по подготовке скважин к исследованиям профилей притока приборами прямого измере-

ния и по проведению самих исследований, коррекция полученных профилей и их интерпретация - производятся в соответствии с действующим руководством по применению потокометрических скважинных измерений при послойном определении характеристик эксплуатируемого разреза для контроля разработки нефтяных месторождений[5].

При исследованиях должны выполняться следующие основные технологические требования:

1) до начала исследования должен быть проведен замер дебита (приемистости) скважины и определена обводненность продукции (путем статистической обработки данных предшествующих анализов);

2) путем сопоставления замеренного дебита (приемистости) на поверхности и суммарного дебита (приемистости) замеренного глубинным прибором, при его установке над верхними перфорационными отверстиями, должен быть определен поправочный коэффициент, учитывающий неполную пакеровку прибора и возможное несоответствие скважинных условий условиям градуировки прибора.

Аналогичным способом должен быть определен поправочный коэффициент для расходной обводненности продукции;

3) исследование должно проводиться при установившемся режиме эксплуатации скважины (режим можно считать установившимся, если за промежуток времени - 30 мин. дебит по показаниям прибора, установленного над верхними перфорационными отверстиями, изменяется не более, чем на 3%);

4) результаты исследований должны быть точно приведены по глубине (методами, изложенными в вышеупомянутых руководствах).

4.2.3. Обработка результатов исследований профилей притока (приемистости), форма их представления.

1) Определение поправочных коэффициентов к показаниям приборов прямого измерения, учитывающих несоответствие скважинных условий условиям стендовой градуировки.

Несоответствие условий работы глубинных измерений

приборов
объемного расхода в скважинах условиям и градуировки на стендах учитывается с помощью коэффициента α, определяемого из соотношения

$$\alpha = \frac{q_{пов.}[\Pi_{в.пов.} + \beta_н(1 - \Pi_{в.пов.})]}{K_{расх.} \cdot q^*_ч} \qquad (4.3)$$

где $q_{пов.}$ – дебит скважины по жидкости в поверхностных условиях,- (определяется по замеру на АГЗУ), м^3/сут.

$q^*_ч$ – дебит жидкости, проходящей через прибор при его установке над всеми перфорированными интервалами (определяется по показателям прибора и градуировочной кривой измерительного узла), м^3/сут.

$\Pi_{в.пов.}$ – объемная доля воды в продукции скважины (по данным измерений в поверхностных условиях), безразм.

$\beta_н$ – объемный коэффициент нефти (по данным исследования глубинных проб), безразм.

$K_{расх.}$ – расходный коэффициент прибора при данном значении $q^*_ч$ (определяется по зависимости $K_{расх} = \varphi(q_ч)$ в стендовых условиях), безразм.

С учетом коэффициента α дебит жидкости в пластовых условиях в каждой точке измерения определяется по формуле

$$q_ч = \alpha \cdot K_{расх.} \cdot q_ч \qquad (4.4)$$

где $q_ч, K_{расх.}$ – величины определяемые по градуировочным характеристикам прибора и измерительного узла.

Пример: Объемный дебит скважины составляет по замерам на установке "Спутник" $q_{пов.} = 127$м^3/сут., обводненность в поверхностных условиях $\Pi_{в.пов.} = 0,54$, объемный коэффициент нефти $\beta_н = 1,1$. Величина дебита скважины по показаниям прибора, установленного выше всех вскрытых работающих пластов (при том же буферном давлении) $q^*_ч = 83$м^3/сут Расходный коэффициент прибора по градуировочной кривой при 83м^3/сут составляет $K_{расх} = 1,74$.

По формуле (4.3) находим

$$\alpha = \frac{127\,[0,54+1,1\,(1-0,54)]}{1,74\,.\,83} = 0,92$$

Для приборов, измеряющих дебит в весовых единицах (Поток-5), аналогичным образом определяется поправочный коэффициент $\alpha_{вес.}$ по ф-ле

$$\alpha_{вес.} = \frac{q_{пов.}\,[\Pi_{в.пов.}\cdot\gamma_в + (1-\Pi_{в.пов.})\,\delta_н\cdot\gamma_{н.пл.}]}{K_{вес.}\cdot G_u^*} \qquad (4,5)$$

где G_u^* – весовой дебит по показателям измерительного угла прибора при его установке над вскрытыми интервалами, т/сут.

$K_{вес.}$ весовой расходный коэффициент прибора при дебите G_u^* (определяется по градуировочной характеристике $K_{вес.} = \varphi(G_u)$

$\gamma_в$ – удельный вес попутной воды, т/м^3

$\gamma_{н.пл.}$ – удельный вес нефти в пластовых условиях, т/м^3.

С учетом коэффициента $\alpha_{вес.}$ весовой дебит жидкости в каждой точке измерения определяется по формуле

$$G = \alpha_{вес.}\cdot K_{вес.}\cdot G_u \qquad (4,6)$$

где G_u и $K_{вес.}$ определяются по градуировочным характеристикам прибора.

При отсутствии стендовых градуировочных кривых прибора с пакером градуировка может быть проведена непосредственно в скважине в процессе ее исследования. Для этого прибор перемещают в стволе скважины с постоянной скоростью и отсчитывают при этом его показания. Методика градуировки подробно изложена в [5].

Поправочный коэффициент на показания глубинных влагомеров по обводненности продукции $K_{обв.}$ определяется по формуле

$$K_{обв.} = \frac{\Pi_{в.пов.}}{\Pi_{пр.}\,[\Pi_{в.пов.} + (1-\Pi_{в.пов.})\,\delta_н]} \qquad (4,7)$$

где $\Pi_{пр.}$ – обводненность продукции скважины по показаниям прибора, установленного над всеми вскрытыми пластами (в объемных долях).

Остальные обозначения те же, что и в формуле (4.3)

С учетом поправочного коэффициента ($K_{обв.}$) обводненность жидкости в любой точке измерения определяется по формуле

$$П_в = П_{пр} \cdot K_{обв.} \qquad (4.8)$$

Пример. Определить поправочный коэффициент на показания прибора по обводненности продукции при его установке над всеми работающими пластами при следующих условиях:

$П_{в.пов.} = 0,54$; $\beta_н = 1,1$; $П_{пр.} = 0,42$.

По формуле (4.7)

$$K_{обв.} = \frac{0,54}{0,42\ [0,54 + (1-0,54) \cdot 1,1]} = 1,23$$

2) Определение поинтервальных значений дебита, удельного дебита жидкости и обводненности продукции для построения дифференциального профиля притока.

Поинтервальные значения дебита жидкости $\Delta q_ж$, удельного дебита жидкости $\Delta q_{уд.}$ и обводненности $П'_в$ определяются исходя из скорректированных интегральных профилей притока и обводненности по следующим формулам

$$\Delta q_ж = q_{ж.в.} - q_{ж.н.} \qquad м^3/сут. \qquad (4.9)$$

$$\Delta q_{уд.} = \frac{\Delta q_ж}{h} \qquad м^3/сут.м. \qquad (4.10)$$

$$П'_в = \frac{П_{в.в.} \cdot q_{ж.в.} - П_{в.н.} \cdot q_{ж.н}}{\Delta q_ж} \qquad (4.11)$$

где $П_{в.в.}$ и $q_{ж.в}$ - соответственно обводненность продукции и дебит жидкости в верхней точке интервала,

$П_{в.н}$ и $q_{ж.н}$ - то же в нижней точке интервала,

h - толщина интервала - м.

Пример. Определить поинтервальные значения дебита и удельного дебита жидкости, а также обводненности продукции в интервале 1637,0 - 1637,5 м. если в верхней его точке (1637 м) дебит жидкости $q_{ж.в.}$ составляет 22,4 $м^3$/сут. и обводненность 0,08, а в нижней (1637,5 м) $q_{ж.н} = 17,6$ $м^3$/сут

$П_{в.н.}$=0,7 (см.табл.2).

По формулам (4.9), (4.10) и (4.11)

$$\Delta Q_{ж} = 22,4 - 17,6 = 4,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$\Delta Q_{уд.} = \frac{\cdot\ 4,8}{0,5} = 9,6 \text{ м}^3/\text{сут.м.}$$

$$П'_{в} = \frac{0,58 \cdot 22,4 - 0,7 \cdot 17,6}{4,8} = 0,14$$

3) Форма представления результатов исследований профилей притока и приемистости.

Результаты исследований профилей притока должны представляться в виде таблицы ,составленной по форме табл. 2. и графиков по форме,представленной на рис. 1.

В аналогичной форме должны представляться данные исследований профилей приемистости водонагнетательных скважин (без данных об обводненности).

4.3. Исследование динамики затухания притока жидкости в ствол скважины после ее остановки.

4.3.1. Исследование динамики затухания притока путем прямых измерений.

Исследования динамики затухания притока жидкости в ствол скважины после ее остановки с помощью прямых измерений глубинными дебитомерами производятся с целью определения характеристик скважины и эксплуатируемого объекта (как в целом по разрезу, так и по отдельным пластам)методом восстановления давления.

Эти исследования производятся по окончании исследований профиля притока без извлечения глубинного прибора из скважины.

Предварительно на основании данных геофизических исследований и предшествующих исследований профилей притока в разрезе выделяются 2-3 интервала, разделенных непроницаемыми разделами,и в интервалах последних выбираются точки, в которых будут фиксироваться величины притоков жидкости в ствол скважины после ее закрытия на устье. Одна из этих точек должна располагаться над верхним пластом.

Таблица 2

Результаты исследований профилей притока и обводненности

Площадь (месторождение) . . . . . скв 2 . . . . . .

интервал перфорации 1625 - 1629м ; 1632,5 - 1639 м.

Номер замерения	Глубина H,м.	Дебит жидкости в точке замера (скорректированный) q, м³/сут.	Обводненность жидкости в точке замера (скорректированная) $n_в$ (в долях единицы)	Толщина интервала h, м.	Дебит жидкости из интервала Δq, м³/сут.	Обводненность интервала $n'_в$	Удельный дебит жидкости из интервала $q_{уд}$, м³/сут.м.
1	1623	61,4	0,27				
2	1624	61,4	0,27	2,7	0	0	0
3	1625	61,4	0,27				
4	1625,7	61,4	0,27				
5	1626,5	60,1	0,27	0,8	1,3	0,28	1,63
6	1627	51,5	0,30	0,5	8,6	0,09	17,2
7	1627,5	47,7	0,32	0,5	3,8	0,05	7,6
8	1628	44,3	0,34	0,5	3,4	0,06	6,8
9	1628,5	39,1	0,36	0,5	5,2	0,19	10,4
10	1629	39,1	0,36				
11	1629,5	39,1	0,36	4	0	0	0
12	1631,5	39,1	0,36				
13	1632,5	39,1	0,36				
14	1633	38,3	0,36	0,5	0,8	0,26	1,6
15	1633,5	38,3	0,40	0,5	0	0	0
16	1634,5	37,4	0,40	1,0	0,9	0,4	0,9
17	1635	33,2	0,43	0,5	4,2	0,163	8,4
18	1635,5	31,8	0,44	0,5	1,4	0,203	2,8
19	1636	25,1	0,52	0,5	6,7	0,14	13,4
20	1636,5	22,4	0,58	0,5	2,7	0,168	5,4
21	1637	22,4	0,58	0,5	0	0	0
22	1637,5	17,6	0,70	0,5	4,8	0,146	9,6
23	1638	15,3	0,71	0,5	2,3	0,609	4,6
24	1638,5	10	0,80	0,5	5,3	0,547	10,6
25	1639	0	1,0	0,5	10	0,6	20
26	1640	0	1,0	0	0	0	0

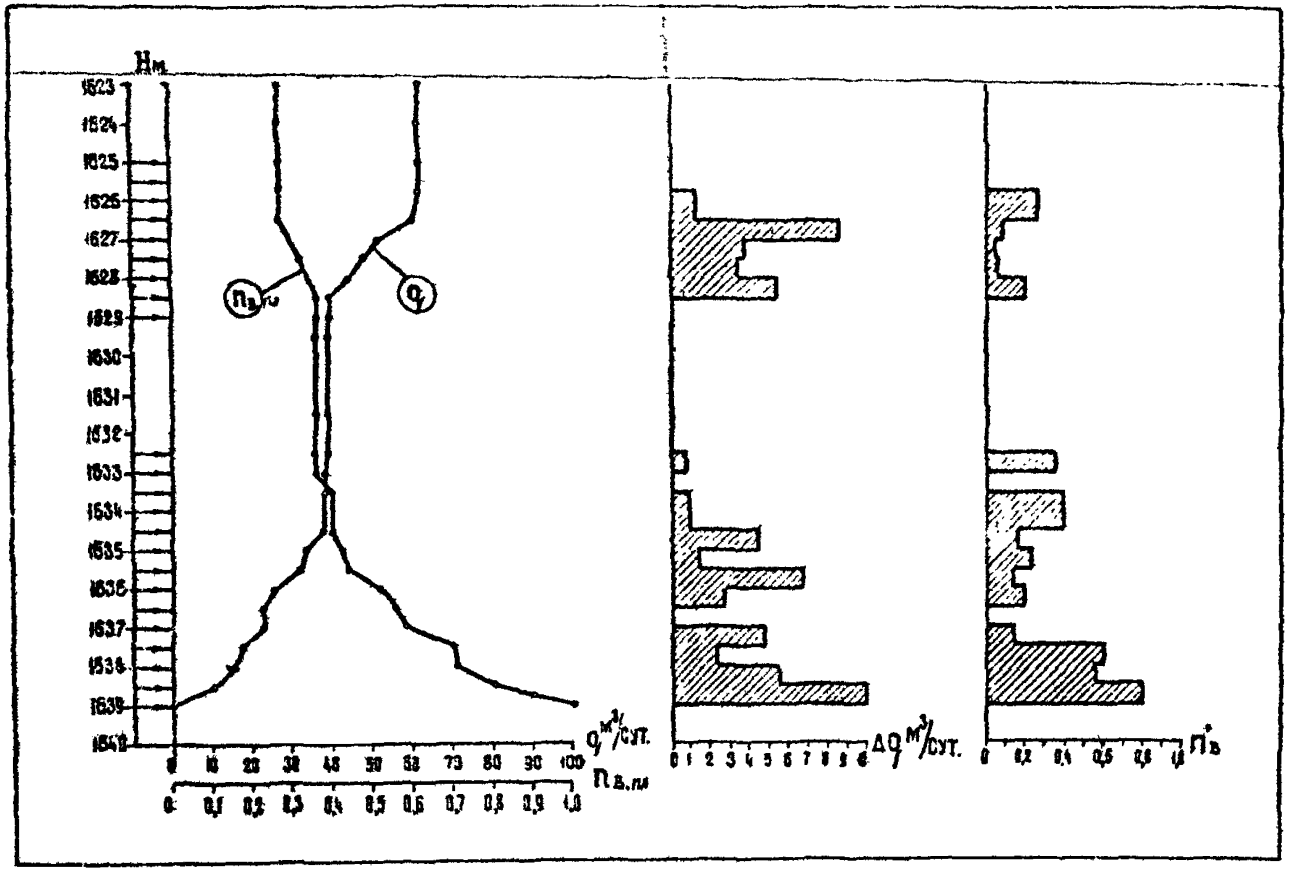


Рис. 1 Характерные интегральные и дифференциальные профили притока по дебиту и обводненности.

После остановки скважины прибор поочередно и многократно устанавливается на намеченных точках. При этом фиксируются время измерения и значения притоков.

Исследования продолжаются в течение 1,5–2-х часов. По полученным данным строятся графики изменения притока в каждой намеченной точке. Из балансовых уравнений определяются значения притока из каждого пласта в различные моменты времени и по этим данным также строятся графики изменения притока по каждому пласту.

При работе с комплексным прибором одновременно с величинами притоков фиксируются и значения забойного давления в верхней точке (по этим данным строится кривая восстановления давления).

Пример. Рассмотрим трехслойный объект эксплуатации (см. рис.2).

Для этого объекта в качестве исходных точек выбираются а, б и в.

Дебит жидкости в точке „а"

$$Q_a = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

где индексы 1, 2, 3 обозначают номера пластов.

Дебит в точке „б"

$$Q_б = Q_2 + Q_3$$

В точке „в"

$$Q_в = Q_3$$

Имея данные об изменении притока в точках а, б и в, значения притоков Q_1, Q_2 определяем из соотношений

$$Q_2 = Q_б - Q_3 \; ; \; Q_1 = Q_a - Q_б$$

Характерные зависимости затухания притока показаны на рис.3.

4.3.2. Исследование динамики затухания притока по данным восстановления забойного и устьевых давлений.

Для фонтанных и газлифтных скважин при отсутствии прямых измерений кривые затухания текущего и накопленного притока в стволе скважины после ее остановки могут

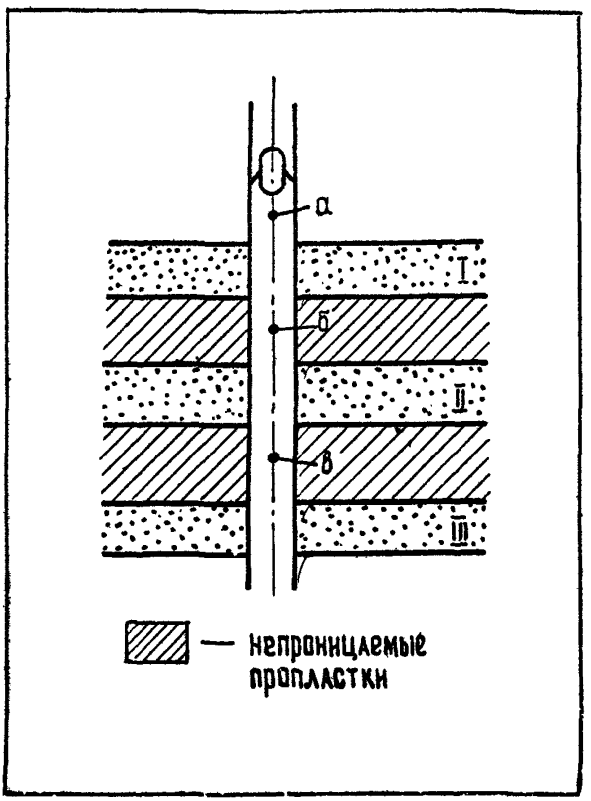


Рис.2. К примеру исследований динамики затухания притока жидкости после остановки скважины.

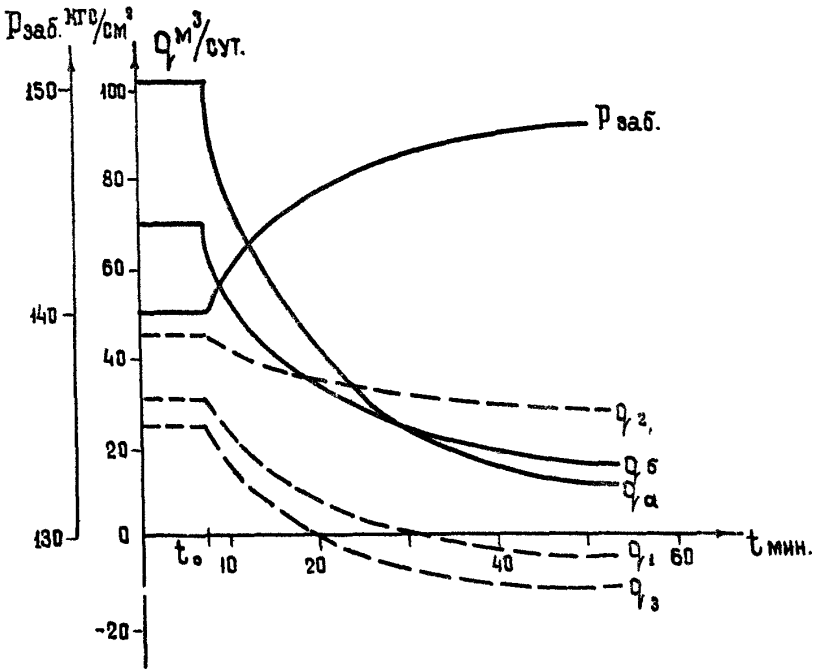


Рис.3. Характерные кривые затухания притока жидкости в ствол скважины

q_1, q_2, q_3 - притоки из I-го, II-го и III-го пластов,

$q_а = q_1 + q_2 + q_3$; $q_б = q_2 + q_3$; $q_в = q_3$;

быть получены расчетным путем по данным восстановления забойного и устьевого давления.

Накопленный приток на момент времени t после закрытия скважины на устье определяется из соотношения:

$$V(t)=\frac{1000}{\gamma_{ж.ид.}}\left[F_к(\Delta P_з-\Delta P_к)+F_т(\Delta P_з-\Delta P_б)\right] \qquad (4.12)$$

где: $V(t)$ – накопленный приток, м^3

$\gamma_{ж.ид.}$ – средний удельный вес добываемой жидкости в пластовых условиях, т/м^3;

$F_к$ и $F_т$ – соответственно площади поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства и подъемных труб, см2;

$\Delta P_з$, $\Delta P_б$ и $\Delta P_к$ – изменение давления соответственно на забое, буфере и в межтрубном пространстве скважины после ее остановки, кгс/см2.

Дебит притока находится с помощью численного дифференцирования по формуле:

$$q_n(t)=1{,}667\cdot10^4\frac{V(t_n)-V(t_{n-1})}{t_n-t_{n-1}} \qquad (4.13)$$

где $q_n(t)$ – текущий приток, см^3/сек; V – в м^3, t – в минутах.

Полученная в результате расчета динамика затухания притока характеризует вскрытый данной скважиной продуктивный пласт в целом.

Исходные данные представляются в виде графиков изменения забойного $[\Delta P_з(t)]$, буферного $[\Delta P_б(t)]$ и затрубного $[\Delta P_к(t)]$ давлений, а также в табличной форме (см.табл.3 графы 1,2,4,5,6). При заполнении таблицы значения $V(t)$ на начальных участках кривых фиксируются через относительно короткие промежутки времени (5–10мин.), а для пологих участков интервалы времени могут быть увеличены (в зависимости от формы кривых).

Полученные с помощью формул (4.12) и (4.13) значения $V(t)$ и $q_n(t)$ заносятся в таблицу 3 (см.графы 7 и 8). Затем строятся графики зависимости $V(t)$ и $q_n(t_{ср})$, где $t_{ср}$ – средняя точка интервала времени, для которого определено значение $q_n(t)$.

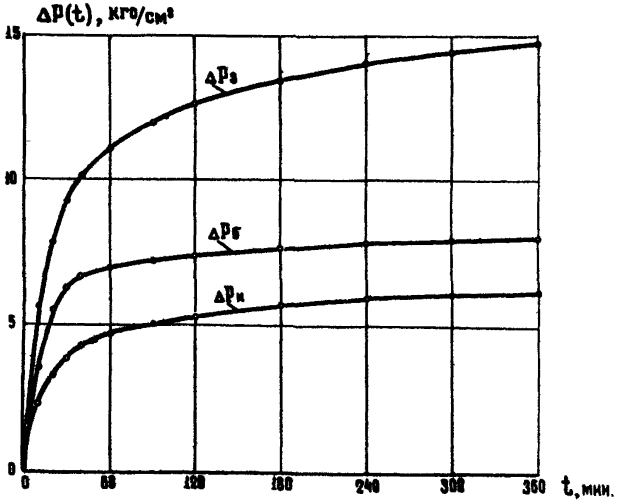


Рис. 4 Изменение забойного ($\Delta P_з$), буферного ($\Delta P_б$) и затрубного ($\Delta P_к$) давлений после остановки скважины.

Таблица 3.

Определение текущего и накопленного притоков после остановки скважины по замерам забойного и устьевых давлений.

n	t мин.	$t_{ср.} = \frac{t_n + t_{n-1}}{2}$	ΔP_3 кгс/см²	$\Delta P_к$ кгс/см²	$\Delta P_б$ кгс/см²	$\gamma(t)$ м³	$q_n(t)$, см³/сек.
1	0		0	0	0	0	
2	10	5	5,60	2,32	4,50	0,5850	975,0
3	20	15	7,78	3,23	5,43	0,8425	429,2
4	30	25	9,22	3,82	6,24	1,0070	274,2
5	40	35	10,10	4,22	6,63	1,1049	163,2
6	60	50	11,08	4,63	6,91	1,2256	100,6
7	90	75	11,92	4,96	7,17	1,3311	68,6
8	120	105	12,63	5,25	7,40	1,4195	49,1
9	180	150	13,39	5,62	7,62	1,5043	23,6
10	240	210	14,00	5,90	7,81	1,5748	19,6
11	300	270	14,39	6,07	7,92	1,6218	13,0
12	360	330	14,66	6,18	8,00	1,6564	9,3

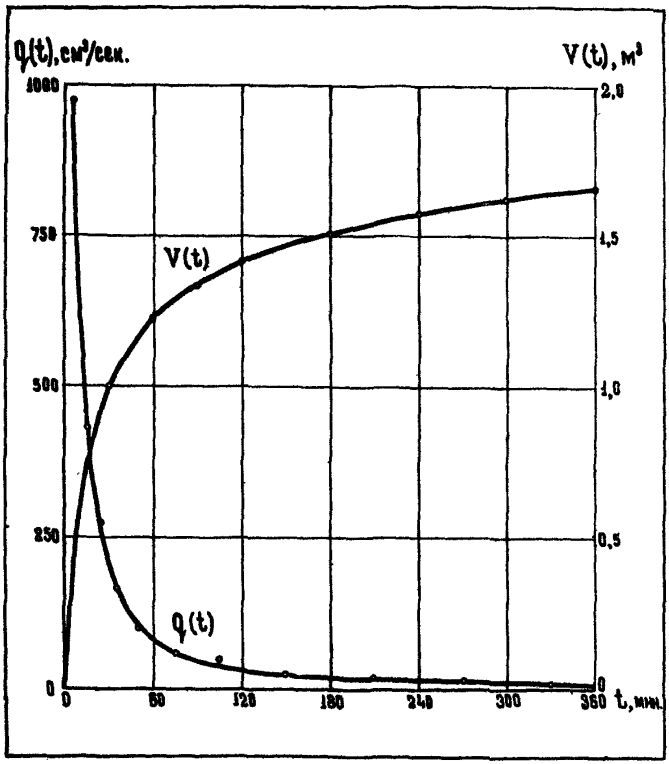


Рис. 5 Изменение текущего и накопленного притока после остановки скважины.

Пример. По скважине зарегистрированы кривые изменения буферного, забойного и затрубного давления после ее остановки (см.рис.4 и табл.3 графы 1,2,3,4,5,6). Площадь сечения кольцевого затрубного пространства $F_к$ = 133 см2, площадь внутреннего сечения подъемных труб (НКТ) $F_т$ = 30см2, удельный вес поступающей в скважину жидкости $\gamma_{ж.ва.}$=0,802 т/м^3.

Определим накопленный приток на каждый зафиксированный в таблице 3 момент времени.

так для t = 10 мин (n = 2) по ф-ле (4,12)

$$V(t)=\frac{1000}{0,802}\left[133(5,60-2,32)+30\ (5,60-4,50)\right]=0,5850\text{м}^3$$

Расчетные значения $V(t)$ для всех выбранных точек приведены в графе 7.

Определим значения $q_n(t_{ср})$.

Для интервала 0-10мин ($t_{ср.}=\frac{0+10}{2}$ = 5мин.)

По ф-ле (4.13)

$$q_{1-2}=1,667\cdot 10^4\ \frac{(0,5850-0)}{10-0}=975,0\ \text{см}^3/\text{сек}.$$

Аналогично определены значения $q_n(t)$ для всех значений $t_{ср}$, приведенных в графе 3.

Графики $V(t)$ и $q_n(t_{ср})$ представлены на рис.5.

4.4. Определение забойного давления.

4.4.1. Основные способы определения забойных давлений и условия их применения.

Забойные давления определяются с целью гидродинамических исследований скважин и контроля работы скважин и контроля работы скважинного оборудования.

В зависимости от конструкции скважины, способа ее эксплуатации, технического состояния и типо-размеров установленного оборудования забойные давления определяются:

1) по данным прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины (в фонтанных, газлифтных, нагнетательных скважинах, а также в скважинах механизированного фонда, оборудованных для

спуска глубинных приборов через затрубное пространство);

2) по данным измерения динамических уровней жидкости или прямых измерений глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя (скважины, оборудованные ЭЦН и ШГН, фонтанные, газлифтные и нагнетательные скважины, в которых по техническим причинам невозможен спуск приборов на забой);

3) по данным измерений давления на устье (нагнетательные скважины, добывающие скважины, работающие в определенных условиях).

Основным технологическим требованием к работам по определению забойных давлений является обеспечение измерений при установившемся режиме работы скважины.

4.4.2. Определение забойных давлений путем прямых измерений глубинными манометрами.

Прямые измерения забойного давления в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах производятся стандартными глубинными манометрами или комплексными приборами, имеющими датчики давления, в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

Для измерений давления в скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска приборов через затрубное пространство, используются малогабаритные глубинные манометры (МПМ-4, Кастер), или, если допускает конструкция скважины, приборы с нормальными габаритами.

Исследования через затрубное пространство проводятся в соответствии с действующей инструкцией по исследованию глубинно-насосных скважин через затрубное пространство (БашНИПИнефть).

При измерениях приборы должны спускаться на глубину середины интервала перфорации, а если это по техническим причинам невозможно, то на максимально возможную глубину.

Время выдержки манометра в точке измерения при установившемся режиме эксплуатации скважины должно составлять не менее 30 минут.

При кратковременном нарушении режима эксплуатации

скважин в процессе подготовительных работ к измерениям (выпуск газа из затрубного пространства, остановка скважины на период спуска прибора)- что допускается лишь в случаях крайней необходимости - замер забойного давления осуществляется после восстановления нормального (рабочего) режима. При этом время выдержки до начала отсчета должно составлять не менее $1,5\tau$, где τ - время работы скважины на измененном режиме.

Результаты измерений фиксируются в журнале исследований скважин; при этом в обязательном порядке указываются глубина замера и дата, а также тип использованного прибора.

4.4.3. Определение забойного давления по данным измерения динамического уровня и устьевого давления.

В скважинах механизированного фонда, где нет возможности прямого измерения давления глубинными манометрами, забойные давления должны определяться по данным замеров динамических уровней в межтрубном пространстве.

Отбивка динамических уровней в скважинах производится с помощью эхолотов, уровнемеров или по данным геофизических исследований.

Стравливание газа из затрубного пространства перед измерением уровня является недопустимым, так как при этом происходит вспенивание уровня и возможно образование столба газированной жидкости, удельный вес которой неизвестен.

Пересчет замеренного динамического уровня в забойное давление производится в тем случае, когда давление на приеме насоса превышает давление насыщения нефти газом.

По скважинам, дающим безводную нефть, при отсутствии вспенивания столба жидкости в затрубном пространстве забойное давление определяется по формуле

$$P_{заб} = (H_n - H_{дин}) \frac{\gamma_{н.ж}}{10} + P_y \qquad (4.14)$$

где $P_{заб}$ - забойное давление, кгс/см2;

H_n - расстояние по вертикали от колонного фланца до середины интервала перфорации (для наклонных

скважин определяется с учетом кривизны ствола скважины)м;

$H_{дин.}$ -расстояние по вертикали до динамического уровня, м;

$\gamma_{н.пл.}$ -удельный вес нефти в пластовых условиях, т/м^3;

$P_г$ -давление столба газа на глубине динамического уровня, кгс/см^2.

Величина $P_г$ с достаточной точностью определяется по формуле

$$P_г = P_у \cdot e^S \qquad (4.15)$$

где $P_у$ - давление на устье скважины (в затрубном пространстве), кгс/см^2,

S - величина, определяемая по формуле

$$S = 0{,}03415 \frac{\bar{\gamma} \cdot H_{дин}}{Z_у \cdot T_{ср.}} \qquad (4.16)$$

где $\bar{\gamma}$ - относительная плотность газа по воздуху;

$T_{ср.}$ - средняя температура столба газа в интервале от устья до динамического уровня, ^{0}К;

$Z_у$ - коэффициент сжимаемости газа при давлении $P_у$ и температуре $T_{ср.}$

Величина $Z_у$ определяется по данным лабораторного анализа газа, величина $T_{ср.}$ - по данным измерений температуры в стволе.

Величина $Z_у$ определяется по методике, изложенной в [1].

Формула (4.13) является приближенной, т.к. удельный вес жидкости в затрубном пространстве может несколько отличаться от $\gamma_{н.пл.}$. Для более точного определения удельного веса нефти в затрубном пространстве необходимо проводить специальные экспериментальные работы на каждом объекте, предусматривающие одновременное измерение динамических уровней (эхолотами) и давления у башмака лифтовых труб манометрами, спускаемыми в затрубное пространство.

Забойное давление по скважинам, дающим обводненную продукцию, определяется по формуле:

$$P_{заб.} = P_г + \frac{1}{10}\left\{(H_п - H_{дин.})\gamma_{н.пл.} + (H_п - H_н)\left[\gamma_{н.пл.}(1 - n_{в.пл.}) + \gamma_{в.пл.} \cdot n_{в.пл.}\right]\right\} \qquad (4.17)$$

где $H_н$ – расстояние по вертикали до приема насоса, м;
$\gamma_{в.пл}$ – удельный вес воды в пластовых условиях, т/м^3;
$П_{в.пл}$ – объемная обводненность потока в стволе скважины.

Удельный вес жидкости в межтрубном пространстве принимается равным $\gamma_{н.пл}$, поскольку при работе скважины на установившемся режиме происходит полное гравитационное разделение нефти и воды и весь столб жидкости выше приема насоса состоит из нефти.

Объемная обводненность жидкости в стволе скважины выше расходной обводненности ($П_{в.пов}$), определяемой на поверхности, потому, что более легкая фаза, нефть, движется в стволе скважины быстрее, чем вода. Для ее определения можно воспользоваться графиками зависимости относительной скорости движения нефти ($V_{отн}$) от объемной обводненности, приведенными на рис.6 (заимствован из руководства фирмы Шлюмберже) и формулой

$$V_{отн} = \frac{q}{2{,}15\,\pi D^2}\left[\frac{b_н(1-П_{в.пов.})}{1-П_{в.пл.}} - \frac{b_в \cdot П_{в.пов.}}{П_{в.пл}}\right] \qquad (4.18)$$

где q – дебит скважины в поверхностных условиях, м$_3$/сут;
$b_н, b_в$ – объемные коэффициенты нефти и воды соответственно, безразм.;
D – внутренний диаметр обсадной колонны, м;
$П_{в.пов}$ – обводненность (расходная) продукции, определяемая в поверхностных условиях, безразм.

Расчет производится в следующем порядке:

а) задаются произвольно несколько значений $П_{в.пл} > П_{в.пов}$,

б) для каждого из заданных значений $П_{в.пл}$ по формуле (4.18) определяются значения $V_{отн}$ (при фиксированных значениях q и $П_{в.пов}$, соответствующих данному режиму эксплуатации скважины),

в) по принятым значениям $П_{в.пл}$ и рассчитанным величинам $V_{отн}$ строится кривая-1 (см.рис.6),

г) искомая объемная обводненность жидкости в стволе скважины определяется как абсцисса точки пересечения кривой 1 с графиком $V_{отн} = f(П_{в.пл.})$. для значения $\Delta\gamma = \gamma_{в.пл} - \gamma_{н.пл}$, соответствующего факти-

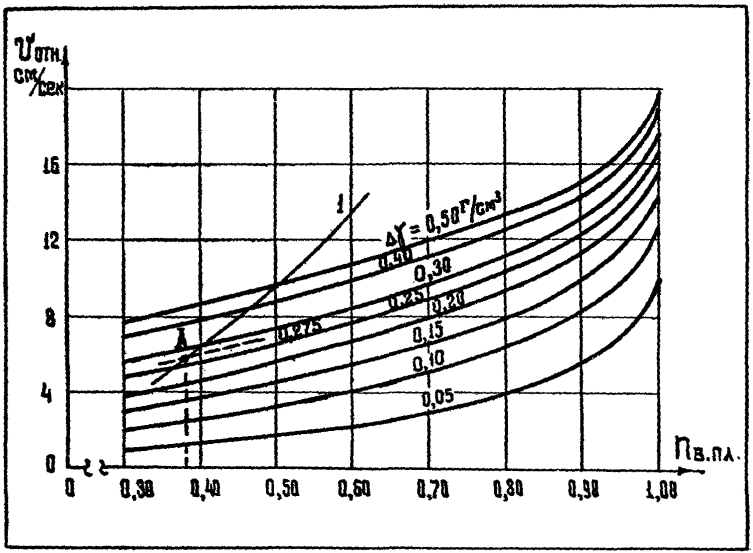


Рис. 6 К примеру определения обводненности в стволе скважины.

ческим данным.

Пример. Исходные данные: установившийся дебит скважины $q = 115 м^3/сут$. в поверхностных условиях; расходная обводненность продукции на поверхности $n_{в.пов.} = 0,25$; объемный коэффициент пластовой нефти $b_н = 1,18$; внутренний диаметр обсадной колонны $D = 0,15м$; удельные веса нефти и воды в пластовых условиях соответственно равны $\gamma_{н.пл.} = 0,8$ $т/м^3$, $\gamma_в = 1,075$ $т/м^3$; давление на устье межтрубного пространства $P_г = 40$ кгс/см^2; замеренный эхолотом уровень $H_{дин.} = 280м$; глубина подвески насоса $H_н = 650$ м, глубина скважины до середины интервала перфорации $H_п = 1350м$; относительная плотность газа по воздуху $\delta = 0,6$; средняя температура столба газа в межтрубном пространстве $T_{ср.} = 307^0К$.

1. Зададимся значениями $n_{в.пл}$ равными: 0,35; 0,40; 0,45 и 0,60 и для каждого из них по ф-ле (4.18) определим значения $V_{отн}$. Так, для $n_{в.пл.} = 0,35$

$$V_{отн.} = \frac{115}{216 \cdot \pi \cdot 0,15^2}\left[\frac{1,18(1-0,25)}{1-0,35} - \frac{0,25}{0,35}\right] = 4,85 см/сек.$$

Аналогично для $n_{в.пл} = 0,4$, $V_{отн.} = 6,4 см/сек.$, для $n_{в.пл} = 0,45$, $V_{отн} = 8,0$ см/сек, для $n_{в.пл} = 0,6$, $V_{отн.} = 13,6 см/сек.$

2. По полученным значениям $n_{в.пл.}$ и $V_{отн.}$ строится кривая 1 (см. рис. 6) и находится точка ее пересечения с графиком зависимости $V_{отн.} = f(n_{в.пл})$ для значения $\Delta\gamma = 1,075 - 0,8 = 0,275$. Абсцисса точки пересечения $n_{в.пл.} = 0,38$ (это и есть искомая объемная обводненность).

3. По графикам, представленным в инструкции [1], определяем значение $z_у$. В рассматриваемом случае при $P_г = 40$ кгс/см2, $\delta = 0,6$ и $T_{ср} = 307^0К$ — $z_у = 0,7$.

4. По формуле: (4.16)

$$S = 0,03415 \cdot \frac{0,6 \cdot 280}{0,7 \cdot 307} = 0,0267$$

и по ф-ле (4.15)

$$P_г = 40 \cdot e^{0,0267} = 41,1 \text{ кгс/см}^2$$

5. По формуле (4.17) подсчитывается забойное давление в скважине.

$$P_{заб.} = 41,1 + \frac{1}{10}\left\{(650-280)\cdot 0,8 + (1350-650)\left[0,8\cdot(1-0,38) + 1,075\cdot 0,38\right]\right\} = 134,0 \text{ кгс/см2}$$

Формула (4.17) не учитывает потери давления на трение при движении жидкости в колонне под насосом и непостоянство по глубине удельного веса нефти в межтрубном пространстве. Экспериментальная зависимость (рис.6), используемая при расчете объемной обводненности $П_{в.об}$, построена для осредненных данных и может не соответствовать с достаточной точностью условиям данного объекта. Территориальным отраслевым научно-исследовательским институтам следует проводить специальные работы на каждом объекте с целью получения фактических данных о средней плотности жидкости в стволе скважины при различных дебитах и обводненности продукции путем сопоставления результатов прямых измерений глубинными манометрами с результатами замеров уровней.

4.4.4. Определение забойных давлений в водонагнетательных скважинах по данным измерения устьевых давлений.

Определение забойного давления в нагнетательной скважине на основе замера устьевого давления может быть осуществлено только в случае, если оборудование и режим эксплуатации скважины отвечает следующим требованиям:

а) наличие насосно-компрессорных труб (НКТ), башмак которых максимально приближен к интервалу перфорации;

б) отсутствие пакерующих устройств между НКТ и обсадной колонной;

в) герметичность устьевого оборудования и НКТ;

г) однородность жидкости, заполняющей НКТ и межтрубное пространство до устья и отсутствие газа в стволе скважины;

д) забойное давление в работающей скважине должно превышать гидростатическое;

е) скважина должна работать по одному каналу (НКТ или межтрубному пространству), второй канал, пьезометрический, может использоваться для измерения давления.

Этим требованиям практически отвечают многие водо-

нагнетательные скважины.

Забойное давление вычисляется по формуле

$$P_{заб} = P_y + \frac{H_n \bar{\gamma}_{в.пл.}}{10}, \qquad (4.19)$$

где P_y – давление на устье пьезометрического канала скважины во время ее работы с установившейся приемистостью, кгс/см^2;

$\bar{\gamma}_{в.пл}$ – средний удельный вес воды в пьезометрическом канале, т/м^3.

Если закачка осуществляется в межтрубное пространство, то пьезометрическим каналом служат НКТ, и замер P_y осуществляют манометром на буфере; если закачка осуществляется через НКТ, то пьезометрическим каналом является межтрубное пространство, и замер P_y осуществляют манометром, подключенным к межтрубному пространству. Разность показаний манометров в каждом случае определяет величину гидравлических потерь давления на трение при движении воды в соответствующем рабочем канале.

Средний удельный вес воды $\bar{\gamma}_{в.пл}$ определяют по формуле

$$\bar{\gamma}_{в.пл} = \frac{\gamma_в}{b_{ср}} \qquad (4.20)$$

где $\gamma_в$ – удельный вес закачиваемой воды в стандартных условиях (температура 20°С, давление 1кгс/см^2), т/м^3;

$b_{ср}$ – средний объемный коэффициент воды в стволе скважины в момент замера давления.

Значения $b_{ср}$ определяют с помощью графиков (рис.7). Для этого необходимо знать минерализацию закачиваемой воды и средние по стволу скважины значения температуры воды $T_{ср.}$ и давления $P_{ср.}$ во время замера устьевого давления. Значения $T_{ср.}$ при расчетах $P_{заб.}$ и $P_{пл.}$ определяют по термограммам, замеренным соответственно в работающей и остановленной скважине, или по термограммам, замеренным в других скважинах, характеризующихся сходной глубиной, приемистостью и накопленным объемом закачанной воды. В случае отсутствия термограмм за $T_{ср.}$ принимается температура закачиваемой воды.

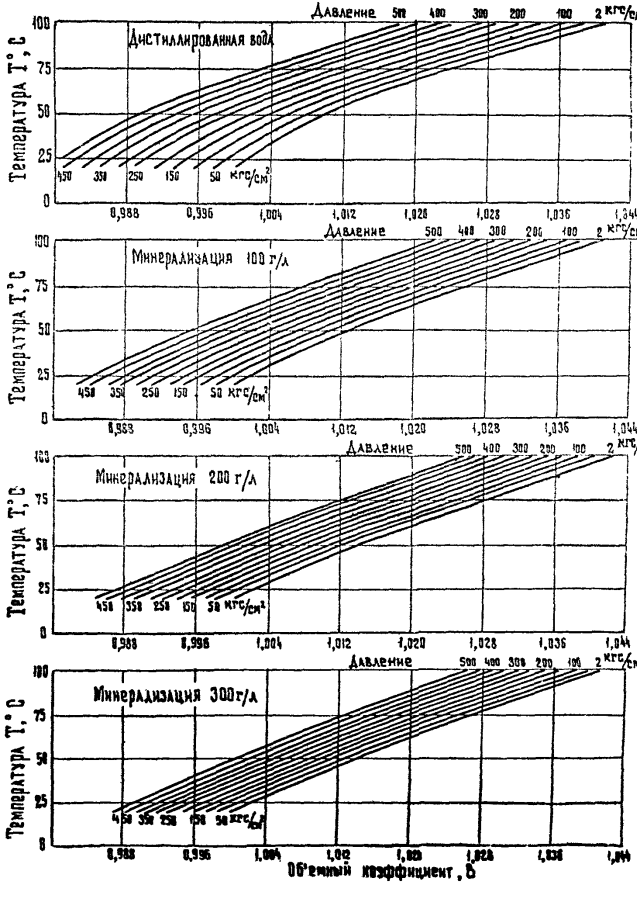


Рис. 7 Зависимость объемного коэффициента воды от температуры и минерализации.

Значения $P_{ср.}$ определяют по формуле

$$P_{ср} = P_у + \frac{H_п \gamma_в}{20} \qquad (4.21.)$$

4.5. Определение пластового давления.

Под пластовым давлением в скважине понимается величина давления на ее забое в период простоя (режим $q=0$).

Пластовое давление в скважинах определяется при их исследовании методом установившихся отборов, для получения данных, используемых при построении карт изобар и для контроля работы скважин.

Пластовое давление в скважине определяется:

а) путем прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины в период ее остановки,

б) по данным измерений статического уровня и устьевого давления или прямого измерения глубинным манометром в какой-либо точке ствола скважины,

в) по данным обработки кривой восстановления давления.

По разведочным скважинам, где пластовое давление является одним из важнейших определяемых параметров, оно определяется путем прямого измерения (пункт "а"). Выдержка остановленной скважины осуществляется до полного восстановления давления.

4.5.1. Определение пластового давления путем прямого измерения глубинными манометрами.

Прямые измерения пластового давления производятся манометрами или комплексными приборами, имеющими датчик давления (см. табл. 4 приложения 2.).

Технологически измерение пластового давления может совмещаться с измерением забойного давления (за один спуск прибора). В этом случае прибор выдерживается на забое в течение периода времени, достаточного для регистрации установившегося забойного давления и переходного процесса его восстановления (падения) до стабилизации на новом практи-

чески постоянном уровне. Время выдержки прибора на забое для замера пластового давления определяется значением пьезопроводности пласта в районе скважины и на практике устанавливается по каждой скважине опытным путем (на основании данных предшествующих измерений рассматриваемой скважины данного объекта).

В случаях, когда процесс восстановления давления является длительным (более 4-6 часов), прибор спускается в скважину для измерения пластового давления через промежуток времени 1-2 сут. после остановки скважины (этот промежуток устанавливается также опытным путем). Время выдержки прибора на забое в этом случае должно составлять не менее 30мин.

Результаты измерений фиксируются в журнале исследований. При этом указываются глубина и дата замера, а также тип использованного прибора.

4.5.2. Определение пластового давления по данным измерений статического уровня и устьевого давления.

Определение пластового давления по данным измерений статического уровня и устьевого давления, а также по данным прямых измерений давления глубинными приборами в промежуточных точках ствола скважины производится в случаях, когда: а) имеются достоверные данные о распределении плотности жидкости в стволе скважины (ствол скважины наполнен однофазной жидкостью или однофазной жидкостью в нижней части и газом в верхней); б) технически невозможны прямые измерения пластового давления на забое скважины.

При известных значениях статического уровня ($h_{ст}$) жидкости и устьевого давления ($P_у$) пластовое давление ($P_{пл.}$) на глубине середины интервала перфорации определяется по формуле

$$P_{пл} = P_г + \frac{(H_п - h_{ст})\gamma_ж}{10}, \qquad (4.22)$$

где $P_г$ – давление газа на глубине статического уровня, кгс/см^2;

$H_п$ – расстояние по вертикали до средней точки ин-

тервала перфорации - м;

$\gamma_{ж}$ - средний удельный вес жидкости в интервале глубин $h_{ст} - H_{п}$ - т/м^3.

Порядок определения величины $P_{г}$ см. в разделе 4.4.3.

Если ствол скважины заполнен жидкостью до устья, то

$$P_{пл} = P_{у} + \frac{H_{п}\gamma_{ж}}{10} \qquad (4.23.)$$

В тех случаях, когда давление измерено глубинным манометром на глубине (по вертикали) $H_{зам.}$, пластовое давление на уровне середины интервала перфорации определяется по формуле

$$P_{пл} = P_{зам} + \frac{(H_{п} - H_{зам})\gamma_{ж}}{10} \qquad (4.24.)$$

Методика определения среднего удельного веса столба жидкости в простаивающей скважине для каждого объекта должна обосновываться территориальными научно-исследовательскими институтами по данным специальных экспериментальных работ с использованием прямых измерений пластового давления глубинными манометрами.

4.5.3. Определение пластового давления по данным обработки кривой восстановления давления.

Метод определения пластового давления по данным обработки КВД применяется в тех случаях, когда в течение периода исследований не удается зафиксировать установившееся конечное значение давления на забое скважины.

В качестве исходных данных в этом случае используются значения установившегося дебита q (м^3/сут) и забойного давления $P_{заб.о}$ (кгс/см^2) перед остановкой скважины, а также величина коэффициента продуктивности скважины K ($\frac{м^3 \cdot см^2}{сут \cdot кгс}$), найденная при обработке КВД (см. формулу 4.6).

Пластовое давление определяется по формуле

$$P_{пл} = P_{заб.о} + \frac{q}{K} \qquad (4.25)$$

4.6.Исследование скважин методом восстановления давления.

4.6.1. Необходимые технологические условия проведения исследований.

Методом восстановления давления исследуются добывающие скважины с забойным давлением,равным или выше давления насыщения нефти газом,и нагнетательные скважины.

В процессе исследования регистрируется забойное давление скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (не менее 30 мин.) и изменение забойного давления после остановки скважины. Одновременно регистрируется изменение буферного и затрубного давления.

До момента начала исследования замеряется дебит (приемистость) скважины и обводненность с возможно более высокой точностью. В этих случаях рекомендуется осуществлять замер с повышенной длительностью по сравнению с установленной для данной скважины. Необходимо также убедиться, что в течение пяти-семи дней до начала исследований не изменялись режимы эксплуатации по близко расположенным скважинам (пуски, остановки или резкое изменение дебита). В противном случае начало исследований необходимо отложить.

Период регистрации забойного давления после остановки скважины устанавливается опытным путем и обычно составляет от 2-х до 10 часов.

4.6.2. Исследование скважин методом восстановления давления с помощью глубинных приборов.

Для исследований скважин методом восстановления давления используются абсолютные и дифференциальные глубинные манометры.

Абсолютные манометры используются в случаях,когда ожидаемый регистрируемый перепад давления при его восстановлении составляет более 15% от предела измерений манометра и когда давление и температура на забое исследуемых

скважин превышают рабочие пределы дифференциальных глубинных манометров, а также при исследовании нагнетательных скважин.

При исследовании скважин, дающих обводненную продукцию, приборы должны устанавливаться непосредственно на глубине середины интервала перфорации, так как при установке в этих условиях приборов в более высоких точках форма кривых восстановления давления искажается под влиянием процессов перераспределения фаз в стволе скважины.

При исследовании скважин, дающих безводную нефть, допускается установка абсолютных манометров на глубинах несколько меньших $H_{п}$, при условии, что температуры в стволе скважины практически не влияют на показания приборов или это влияние может быть учтено.

Установка дифференциальных глубинных манометров с газовым наполнением выше интервала перфорации недопустима ни в каких случаях.

При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией кривой восстановления давления (КВД) на забое регистрируются изменения буферного и затрубного давления с помощью самопишущих или показывающих приборов. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости.

Результаты исследований представляются в виде таблицы, составленной по форме табл.4.

В случае использования при исследованиях комплексных приборов, регистрирующих одновременно и кривую восстановления давления, и кривую затухающего притока (типа Поток-5), изменения устьевого давления фиксировать не обязательно. Результаты исследований в этом случае представляются в виде аналогичной таблицы 4 (вместо граф 4,5 и 6 включается одна графа-"дебит притока жидкости в стволе скважины").

Таблица 4

Результаты исследований методом восстановления давления месторождение (площадь) скв.№

интервал перфорации глубина

измерения

дебит скважины до остановки q м³/сут., дата

№ точек	Время календарное	Время, отсчитываемое с момента остановки скважины, t сек.	Забойное давление $P_{заб.}$ кг/см²	Затрубное давление $P_{затр.}$ кгс/см²	Буферное давление $P_{буф.}$ кгс/см²	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1.	14час.0мин.		181,6	16,4	14,7	
2.	14час.35 мин.	0	181,6	16,4	14,7	Момент остановки скважины.
3.		30	184,3	16,6	14,9	
4.		60	187,2	16,8	15	
5.						

4.6.3. Исследование восстановления забойного давления по данным прослеживания динамического уровня в насосных скважинах.

В скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами, исследование методом восстановления давления может быть осуществлено путем прослеживания изменения динамического уровня после остановки скважины (с помощью эхолота или уровнемера) в случае, если забойное давление скважины при работе ее на установившемся режиме равно или выше давления насыщения.

Прослеживание осуществляется путем последовательной отбивки уровня во время работы скважины (2-3 замера), с целью определения начального положения динамического уровня, а затем в процессе его восстановления в начале через короткие промежутки времени (1-2 мин.), а в последующем через интервалы 5 - 10 мин.

Перед остановкой скважины должны быть определены с максимально возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции. Результаты исследований представляются в виде табличной зависимости положения динамического уровня от времени. При этом указываются: дата исследования, номер скважины, дебит, обводненность, внутренний диаметр обсадной колонны и наружный диаметр насосно-компрессорных труб.

4.6.4. Исследование нагнетательных скважин методом восстановления давления по данным прослеживания изменения устьевого давления.

Нагнетательные скважины могут быть исследованы методом восстановления давления по данным прослеживания устьевого давления в случаях, когда:

а) в скважине имеются насосно-компрессорные трубы (НКТ), башмак которых максимально приближен к интервалу перфорации;

б) отсутствуют пакерующие устройства между НКТ и об-

садной колонной;

в) устьевое оборудование и НКТ герметичны.

При закачке воды через НКТ величина забойного давления и его изменения контролируются с помощью манометра, установленного на устье затрубного пространства, а при закачке через затрубное пространство с помощью манометра, установленного на буфере скважины.

Если закачка осуществляется одновременно и через НКТ и через затрубное пространство, то для исследований ее специально переводят на некоторый период под закачку только через затрубное пространство. Величина этого периода определяется из условия стабилизации режима закачки (3-5 дней).

Расчет значений забойных давлений по устьевым осуществляется по гидростатической формуле (4.23.). При этом необходимо учитывать влияние изменения температуры жидкости в стволе скважины на ее плотность в процессе восстановления давления. Методы учета этого влияния при расчете параметров пластов по КВД изложены в специальном руководстве по исследованию водонагнетательных скважин [2].

4.7. Исследование скважин методом установившихся отборов.

Исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности скважин, изучения влияния режима работы скважины на ее продуктивность и оценки фильтрационных характеристик пласта.

При исследовании необходимо на нескольких (не менее 3) режимах работы скважины замерить ее дебит и забойное давление, а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Предварительно должна быть обеспечена установившаяся работа скважины на каждом режиме. Время стабилизации дебита и давления на режиме зависит от фильтрационных характеристик пласта и определяется из опыта эксплуатации скважин на данном объекте (обычно это 2-5 суток).

Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор (при фильтрации в пласте газированной

жидкости) и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание песка.

На основании данных исследования строится индикаторная диаграмма (зависимость дебит - депрессия на забое).

Новые скважины и скважины, по которым проведены работы, связанные с изменением состояния призабойной зоны (кислотная обработка, гидроразрыв, дострел и т.п.), исследуются на 4-5 режимах.

Если индикаторная зависимость имеет линейный характер, то в дальнейшем, в процессе контроля работы скважины, исследования методом установившихся отборов проводятся по этой скважине на 3 режимах. Если при практически установившихся режимах работы зависимость дебит-депрессия по скважине имеет нелинейный характер, что может быть вызвано целым рядом причин (трещиноватый коллектор, наличие свободного газа в пласте, зависимость работающей толщины пласта от давления и др.), то такие скважины в дальнейшем должны исследоваться методом установившихся отборов на 4-5 режимах.

Режим работы фонтанной скважины регулируется путем изменения противодавления на устье (смены штуцеров).

Минимальный дебит устанавливают из условия непрерывного устойчивого фонтанирования скважины на данном режиме, а максимальный - из условия допустимого выноса песка или предельной пропускной способности нефтесборного коллектора.

Для скважин с высоким коэффициентом продуктивности, когда депрессии даже при больших q_{max} не превышают 3 кгс/см^2, с целью снижения погрешности измерения необходимо измерять пластовое и забойное давление на каждом режиме (за один спуск глубинного манометра).

При исследовании методом установившихся отборов газлифтных скважин смена режимов работы достигается изменением расхода рабочего агента или созданием различных противодавлений на устье.

Смена режима работы скважины, оборудованной штанговым глубинным насосом, достигается изменением длины хода полированного штока и изменением числа качаний балансира.

Режим работы скважины с электроцентробежным насосом

регулируется изменением противодавления на устье.

Результаты измерений, полученные в процессе исследования скважины методом установившихся отборов, представляются в виде таблицы, выполненной по форме табл.5.

В шапке таблицы указывается № скважины и ее категория (фонтанная, газлифтная, ЭЦН, ШГН, нагнетательная); для скважин механизированного фонда указывается тип насоса и глубина его подвески $H_н$. Графы 8,9,10 заполняются при измерении динамических и статических уровней в межтрубном пространстве эхолотом с целью последующего расчета забойных давлений.

4.8. Исследование взаимодействия скважин.

Исследования взаимодействия (интерференции) скважин проводятся с целью количественных оценок фильтрационных характеристик пласта в районе возмущающей и реагирующей скважин или для качественного установления наличия или отсутствия гидродинамической связи между отдельными объектами (скважинами).

При исследованиях с целью определения фильтрационных параметров необходимо, чтобы динамические пластовые и забойные давления в зоне исследования были выше давления насыщения нефти газом. Для определения гидродинамической связи это условие не обязательно.

В практике используются два основных метода исследования интерференции скважин:

- при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину;
- при периодическом изменении дебита возмущающей скважины.

4.8.1. Исследование при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину.

Возмущающий импульс создается на скважине путем однократного скачкообразного изменения ее дебита от одного постоянного значения до другого (пуск, остановка, смена штуцера и др.).

Таблица 5

Форма представления результатов измерений при исследовании скважины методом установившихся отборов.

№ режима	Дата измерения	Дебит жидкости $q_ж$, м³/сут.	% воды	Дебит газа $q_г$, нм³/сут	$P_{пл}$, кгс/см²	$P_{заб}$, кг/см²	$h_{ст}$, м.	$h_{ин}$, м.	$P_{затр}$, кгс/см²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Комплекс работ по подготовке и проведению исследования интерференции подразделяется на следующие этапы:

а) выбор реагирующей и возмущающей скважин и подготовка их к исследованиям;

б) предварительная оценка изменения давления и времени его прослеживания в реагирующей скважине и подбор контрольно-измерительной аппаратуры;

в) проведение собственно исследований.

В качестве возмущающей скважины могут быть использованы действующие или простаивающие добывающие и нагнетательные скважины. При этом к возмущающим скважинам предъявляются следующие требования:

- действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 2-3 дней до начала исследования, простаивающая скважина в течение такого же срока не должна эксплуатироваться;

- изменение режима работы скважины должно обеспечить достаточно большой и устойчивый импульс возмущения, при котором изменение давления в реагирующей скважине будет достаточным для уверенной регистрации с помощью имеющейся в наличии аппаратуры.

В качестве реагирующих скважин используют одну или несколько пьезометрических, простаивающих или специально останавливаемых скважин, расположенных в окрестности возмущающей скважины.

Непереливающие, длительно простаивающие скважины до установки на них контрольно-измерительной аппаратуры исследуются на сообщаемость с пластом доливанием жидкости или оттартыванием. Загрязненную скважину нельзя использовать в качестве реагирующей без специальных работ по очистке забоя.

Добывающие и нагнетательные скважины, выбранные под реагирующие, предварительно, до начала исследования, останавливаются на 2-3 суток, после чего в них измеряется давление в течение 3 - 5 часов. Давление измеряется тем же прибором, которым в дальнейшем будет регистрироваться кривая реагирования. Если давление установилось или меняется незначительно и практически линейно (отчетливо прослеживается "фон"),

то скважина считается подготовленной к исследованию интерференции.

б. Предварительная оценка изменения давления в реагирующей скважине производится по формуле:

$$\Delta P(t) = -\frac{\Delta q_v \mu}{4\pi kh} \cdot E_i\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t}\right) \qquad (4.26)$$

где $\Delta P(t)$ - изменение давления в реагирующей скважине, кгс/см^2;

Δq_v - изменение дебита возмущающей скважины, см^3/сек в пластовых условиях;

$\frac{kh}{\mu}$ - средняя гидропроводность пласта в районе исследуемых скважин (предполагаемая), дарси.см/сП;

R - расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, см;

$\varkappa$ - коэффициент пьезопроводности, см^2/сек.;

t - время исследования (исчисляется с момента создания импульса в возмущающей скважине), сек.;

$-E_i\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t}\right)$ - функция, значения которой определяют по специальным таблицам (см. приложение 3 табл. 1).

Для расчета следует принять средние значения $\frac{kh}{\mu}$ и $\varkappa$, полученные ранее при исследованиях методом восстановления давления возмущающей и реагирующей скважин или других скважин, расположенных в зоне предполагаемого исследования взаимодействия.

Задается последовательный ряд значений времени t, для которых по формуле (4.26.) определяются величины $\Delta P(t)$. По результатам расчета строится оценочная кривая изменения давления в реагирующей скважине в координатах $\Delta P(t)$-t.

На рис.8 показана такая зависимость, вычисленная для значений: $\frac{kh}{\mu}$ = 1500 Дарси.см/сП, $\varkappa = 4 \cdot 10^4$ см^2/сек., q_v = 250м^3/сут. и R = 600м. Подобный график должен использоваться с целью оценки пригодности имеющихся приборов для регистрации кривой реагирования и для предварительного определения продолжительности исследования.

Для проведения оценок по расчетной кривой взаимо-

действия находят изменение давления, которое может быть зарегистрировано с необходимой точностью выбранным типом прибора. Точность замера изменения давления в реагирующей скважине определяется в основном чувствительностью применяемой аппаратуры, а не погрешностью, которую она дает при замере абсолютных величин давлений. В практике изменение давления при исследовании интерференции должно регистрироваться с погрешностью не более 5%, что соответствует средней относительной погрешности измерения дебита в промысловых условиях.

$$\Delta p_{min} = \frac{\Delta}{0{,}05} = \frac{M\delta}{5}, \qquad (4.27)$$

где Δp_{min} – минимальное изменение давления, кгс/см^2;
Δ – абсолютная чувствительность прибора, кгс/см^2;
δ – относительная чувствительность прибора, %;
M – верхний предел измерения прибора, кгс/см^2.

Подсчитанное значение Δp_{min} наносят на оценочную кривую изменения давления и определяют время исследования, начиная с которого предполагается регистрация кривой реагирования с достаточной точностью. Для целей оценки продолжительности исследования можно считать, что регистрация давления будет закончена через 12–24 часа после момента времени t_{min}.

Если значению Δp_{min}, полученному для данного типа прибора, на оценочной кривой изменения давления соответствует слишком продолжительное время исследования, недопустимое по технологическим или техническим соображениям, то выбранный тип прибора для использования в конкретных условиях не пригоден.

На рис.8. показан пример оценки продолжительности исследования при использовании для регистрации давления прецизионного глубинного манометра с чувствительностью $\Delta = 0{,}01$ кгс/см^2. Минимальное изменение давления для такого прибора $\Delta p_{min} = 0{,}2$ кг/см^2 определено по формуле (4.27); соответствующее ему время исследования составляет $t_{min} = 20$ часов. Полная продолжительность исследования интерференции предполагается 32–44 часа. Время начала фиксации импульса давления может быть предварительно оценено

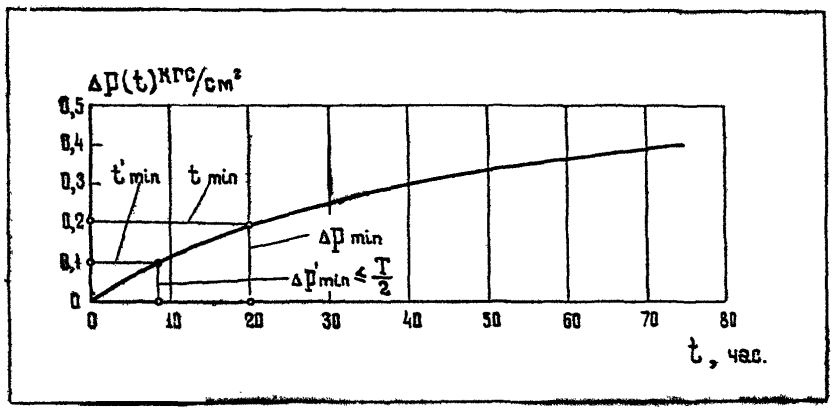


Рис.8. Оценочная кривая изменения давления в реагирующей скважине при гидропрослушивании.

из этого графика при $\Delta P(t) \neq 0{,}01$ кгс/см^2.

Для регистрации давления при исследовании интерференции используются в основном дифференциальные и, значительно реже, абсолютные манометры высокой чувствительности. Выбор контрольно-измерительных приборов зависит от категории скважин, их оборудования и состояния. Обычно на скважинах, не оборудованных штанговыми или центробежными насосами, применяются глубинные дифференциальные или абсолютные манометры. В остановленных или простаивающих нефтяных скважинах эти приборы должны устанавливаться на глубинах, где давление превышает давление насыщения. Желательно использовать глубинные приборы с дистанционной передачей показаний на поверхность, чтобы иметь возможность оперативно контролировать и своевременно прекращать процесс исследования. В нагнетательных и добывающих скважинах, имеющих избыточное статическое давление на устьях, возможно использование поверхностных дифференциальных манометров (в добывающих скважинах - только в том случае, если в межтрубном пространстве и лифтовых трубах отсутствует свободный газ). В пьезометрических и простаивающих скважинах, из которых извлечены лифтовы трубы, а статический уровень находится близко от поверхности, можно применять пьезографы (уровнемеры), регистрирующие изменение уровня.

В этом случае расчет изменения забойного давления ($P_{заб}$, кгс/см^2) по изменению статического уровня ($H_{ст}$, м) осуществляется по формуле

$$\Delta p_{заб} = \frac{\Delta H_{ст}\, \gamma_{пл}}{10}$$

где $\gamma_{пл}$ - удельный вес жидкости на забое скважины, т/м^3.

в. Собственно исследование интерференции скважин проводится в следующей последовательности.

На реагирующих скважинах за несколько дней до начала исследования устанавливается регистрирующая аппаратура, которая прослеживает региональное изменение давления в районе исследуемых скважин (записывается "фон"). В это время необходимо строго поддерживать постоянство режима работы скважин, окружающих возмущающую и реагирующую

скважины. Продолжительность регистрации "фона" должна составлять не менее половины всего времени исследования, которое было определено расчетным путем.

Если возмущающей скважиной является скважина, работающая на постоянном режиме, то ее останавливают или переводят на работу с другим, большим или меньшим постоянным дебитом. Если для создания импульса выбрана простаивающая скважина, то ее пускают в эксплуатацию с максимально возможным дебитом, который поддерживается на постоянном уровне в течение всего времени исследования. С момента изменения режима ведется отсчет времени исследования интерференции.

На реагирующей скважине контролируется изменение давления. Если оно не обнаруживается за время, в три и более раз превышающее оценочное время исследования, то это свидетельствует об отсутствии прямой гидродинамической связи между скважинами и исследование можно прекратить.

Если реакция на импульс в возмущающей скважине наблюдается, то после достижения отклонения давления от фонового на величину $\Delta p(t)_{min}$, определяемую по формуле 4.26, исследование продолжается еще несколько часов, пока не будет зарегистрирована кривая, позволяющая определить параметры пласта.

4.8.2. Исследование при периодическом изменении дебита возмущающей скважины.

Этот метод исследования интерференции скважин предусматривает периодическое скачкообразное изменение режима работы возмущающей скважины.

В скважине, работающей на установившемся режиме с дебитом q_0, в момент начала исследования скачком изменяется дебит до значения q_2 и поддерживается в течение времени $t = \frac{T}{2}$. В момент времени $t = \frac{T}{2}$ дебит изменяется скачком опять до значения q_1 и поддерживается до момента времени $t = T$. Затем цикл повторяется. Таким образом создается периодическое возмущение в скважине с периодом возмущения T. Такое возмущение создает в пласте гармонические волны давления, которые регистрируются в реагирующей сква-

жине.

Наиболее простым для практического использования способом периодического возбуждения является попеременный пуск и остановка скважины через равные промежутки времени с одинаковыми дебитами (приемистостями) в каждый рабочий полупериод.

Важным преимуществом исследования интерференции при периодическом изменении дебита возмущающей скважины является сравнительно небольшое влияние помех, вызванных нестационарностью работы окружающих скважин, на результаты определения фильтрационных характеристик пласта.

Работы по выбору и подготовке возмущающей и реагирующей скважины к исследованию при периодическом изменении дебита аналогичны работам, проводимым во время подготовки к исследованию при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину. Требования к исследуемым скважинам также аналогичны (см. раздел 4.8.1. п.а.).

Необходимую продолжительность периода возмущения T определяют, исходя из конкретных условий исследования, с использованием расчетных зависимостей, приведенных в разделе 4.8.1, п.б. Последовательность определения следующая:

по формуле (4.26.), задаваясь последовательно рядом времен t, вычисляют соответствующие значения $\Delta P(t)$ (ΔQ в данном случае - величина периодического изменения дебита); строят оценочную кривую изменения давления в реагирующей скважине в координатах $\Delta P(t) - t$;

по формуле (4.27.) определяют величину $\Delta P_{min.}$ для предполагаемого к использованию контрольно-измерительного прибора;

используя оценочную кривую, находят значение $t_{min.}$, соответствующее рассчитанной величине $\Delta P_{min.}$

Продолжительность работы возмущающей скважины на каждом режиме должна быть не меньше, чем определенное по оценочной кривой значение $t_{min.}$

$$\frac{T}{2} \geqslant t_{min} \quad \text{или} \quad T \geqslant 2 t_{min}$$

Для надежной интерпретации результатов исследова-

ния на реагирующей скважине должно быть зафиксировано 2-3 периода гармонических колебаний давления, вызванных периодическим изменением дебита возмущающей скважины. Общая продолжительность исследования предварительно оценивается соотношением:

$$t_{общ} \approx (2 + 3)\, T$$

На рис.8 приведен пример выбора периодичности изменения дебита возмущающей скважины при использовании для регистрации давления дифференциального глубинного манометра с чувствительностью $\Delta = 0{,}005$ кгс/см^2. Минимальное изменение давления, которое может быть зафиксировано этим прибором с требуемой точностью $\Delta p'_{min} = 0{,}1$ кгс/см^2 определено по формуле (4.27.); соответствующее ему время исследования $t'_{min} = 9$ час. Принимаем время работы скважины на каждом режиме $\frac{T}{2} \approx 10$ часов.

Операции на скважинах во время исследования интерференции при периодическом изменении дебита возмущающей скважины проводятся в том же порядке, что и во время исследования при изменении дебита на постоянную величину (см.раздел 4.8.1., п. в):

- устанавливается аппаратура на реагирующей скважине и ведется запись "фона" давления;
- с момента, принимаемого за начало отсчета времени исследования, начинается периодическое изменение дебита возмущающей скважины с выбранной продолжительностью периода T;
- на реагирующей скважине контролируется изменение давления.

После того, как в реагирующей скважине будут зарегистрированы гармонические колебания давления продолжительностью в 2-3 периода, исследование можно окончить, запись прекратить и перевести возмущающую скважину на постоянный режим работы.

5. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

5.1. Обработка результатов исследований методом восстановления давления.

5.1.1. Обработка результатов исследований методом восстановления давления без учета дополнительного притока жидкости (при скачкообразном изменении дебита скважины).

Обрабстка КВД данным методом может применяться в случаях ,когда до момента изменения режима скважины (в частности остановки) ее дебит оставался неизменным на протяжении периода,превышающего период регистрации КВД в 10 и более раз, и дополнительный приток жидкости в ствол скважины после изменения ее режима или остановки практически отсутствует (нагнетательные скважины, в которых в течение всего периода исследований весь ствол остается заполненным водой, добывающие скважины с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве).

При использовании метода в случаях,когда указанные условия не соблюдаются,результаты обработки будут приближенными. Степень приближения может быть установлена путем их сравнения с данными обработки, учитывающей как непостоянство дебита скважины до момента начала регистрации КВД, так и дополнительный приток жидкости в ствол(см.5.1.4)

Обработка осуществляется в следующем порядке:

1) По данным промысловых исследований строится график зависимости изменения забойного давления ΔP от $\lg t$ (см.рис.9.)

$$\Delta P = P_t - P_{заб.о}$$

где P_t - текущее забойное давление скважины,кгс/см^2;

$P_{заб.о}$ давление на забое скважины до ее остановки или изменения режима ,кгс/см^2;

t - время в сек.,отсчитываемое с момента остановки или изменения дебита скважины.

2)На полученном графике выделяется конечный прямолинейный участок,и этот участок продолжается до пересечения с осью ΔP (линия 2 на рис.9.) и определяется отрезок А, отсекаемый этим продолжением на оси ΔP.

3) На оси абсцисс произвольно выбираются две точки ($\lg t_1$ и $\lg t_2$) ,по графику (линии 2) определяются соответствующие значения ΔP_1 и ΔP_2 и рассчитывается уклон прямолинейного участка по формуле

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} \qquad (5.1.)$$

4) Определяется коэффициент гидропроводности пласта по формуле

$$\delta = \frac{2,12\,q}{i} \quad д \cdot см/сП \qquad (5.2.)$$

где q - объемный дебит жидкости до остановки скважины в пластовых условиях, $м^3$/сут.

5) Определяется комплексный параметр В,по формуле

$$B = \frac{\varkappa}{r^2_{пр.}} = \frac{10^{A_i}}{2,25} \cdot \frac{1}{сек.} \qquad (5.3.)$$

где $\varkappa$ - коэффициент пьезопроводности, $см^2$/сек;

$r_{пр}$ - приведенный радиус скважины, см.

6) Оценивается приближенное значение коэффициента пьезопроводности по формуле

$$\varkappa = \frac{\delta}{h(m\beta_ж + \beta_c)}, \qquad (5.4.)$$

где h - работающая толщина пласта (см),определяемая по геофизическим данным и данным исследований профилей притока;

m - коэффициент эффективной пористости пласта,оцениваемый по данным лабораторных исследований керна;

$\beta_ж$ и β_c - коэффициенты объемного упругого расширения пластовой жидкости и пористой среды,оцениваемые по лабораторным данным или опубликованным корреляционным зависимостям - $(кгс/см^2)^{-1}$.

7) Определяется приведенный радиус скважины по формуле

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{\varkappa}{B}} \qquad (5.5.)$$

8) Определяется коэффициент продуктивности скважины K в пластовых условиях по формуле

$$K = \frac{0{,}236\,\delta}{\lg\sigma - \lg r_{пр}} \quad \frac{м^3 \cdot см^2}{кгс \cdot сут.}, \qquad (5.6.)$$

где σ – половина среднего расстояния между данной скважиной и ближайшими соседними – см.

9) Определяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины η по формуле

$$\eta = \frac{\lg\frac{\sigma}{r_c}}{\lg\frac{\sigma}{r_{пр}}} \qquad (5.7.)$$

где r_c – действительный радиус скважины (по долоту), см.

Примечания:

1) Если в процессе исследования производится не остановка скважины, а изменение дебита на величину Δq, то в формуле (5.2.) вместо q должна подставляться величина Δq.

2) Если при построении зависимости $\Delta P = f(\lg t)$ обнаруживается, что она имеет два прямолинейных участка, то полная обработка производится по конечному участку, а по первому (при необходимости) определяется лишь величина δ.

Пример. Результаты исследования скважины методом восстановления давления представлены в таблице 6. До остановки скважина имела установившийся дебит – 89,5 $м^3$/сут в пластовых условиях. Работающая толщина пласта составляет h = 800 см, средняя пористость m = 0,2; $\beta_ж$ = 9,42 · 10^{-5} $(кгс/см^2)^{-1}$; β_c = 8,6 · 10^{-5} $(кгс/см^2)^{-1}$, σ = 10000 см.

1) По данным таблицы 6 строится график $\Delta P = f(\lg t)$ (См. рис. 9.)

2) Экстраполируется конечный прямолинейный участок графика до пересечения с осью ординат и определяется величина A. A= 3,31.

3) Для точек $\lg t_2 = 2$ и $\lg t_1 = 1$

$\Delta P_2 = 4{,}75$ и $\Delta P_1 = 4{,}08$.

По формуле (5.1.)

$$i = \frac{4{,}75 - 4{,}08}{2 - 1} = 0{,}72$$

Таблица 6.

К примеру обработки КВД без учета притока жидкости в стволе скважины.

№№ точек	Время, отсчитываемое с момента остановки скважины, сек.	lg t	Δ P, кгс/см^2
I.	60	I,78	0,4I
2.	I20	2,08	0,82
3.	I80	2,26	I,47
4.	300	2,48	2,3I
5.	600	2,78	3,52
6.	I200	3,08	4,95
7.	I800	3,26	5,30
8.	2400	3,38	5,60
9.	3000	3,48	5,75
I0.	3600	3,56	5,80
II.	4200	3,62	5,90
I2.	4800	3,68	5,95
I3.	5400	3,73	5,98
I4.	6000	3,78	6,05
I5.	6600	3,82	6,07
I6.	7200	3,86	6,08
I7.	7800	3,89	6,I0
I8.	8400	3,92	6,I2
I9.	9000	3,95	6,I5
20.	9600	3,98	6,I8
2I.	I0200	4,0I	6,20
22.	I0800	4,03	6,2I

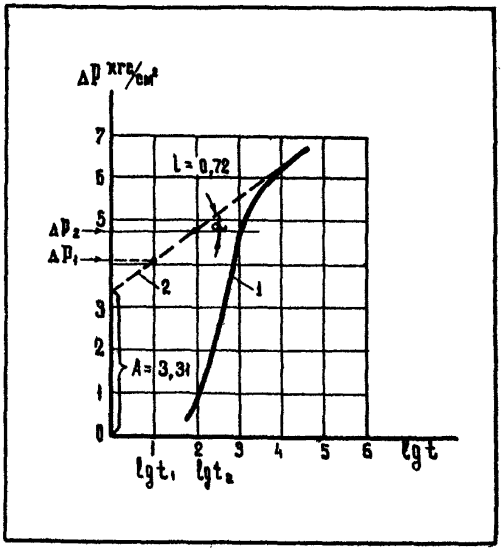


Рис. 9 К примеру обработки кривой восстановления давления без учета притока.

4) По формуле (5.2.)

$$\delta = \frac{2,12 \cdot 89,5}{0,72} = 264 \frac{Д,см}{сП}$$

5) По формуле (5.3.)

$$B = \frac{10^{3,31/0,72}}{2,25} = 17580 \text{ 1/сек.}$$

6) По формуле (5.4.)

$$\varkappa = \frac{264}{800(0,2 \cdot 9,42 \cdot 10^{-5} + 3,6 \cdot 10^{-5})} = 6018 см^2/сек.$$

7) По формуле (5.5.)

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{6018}{17580}} = 0,583 \text{ см.}$$

8) По формуле (5.6.)

$$K = \frac{0,236 \cdot 264}{\lg 10000 - \lg 0,583} = 14,70 \frac{м^3 \cdot см^2}{сут \cdot кгс}$$

9) По формуле (5.7.)

$$\gamma = \frac{\lg \frac{10000}{15}}{\lg \frac{10000}{0,583}} = 0,667$$

5.1.2. Обработка кривых восстановления уровня в насосных скважинах, эксплуатируемых с открытым затрубным пространством.

1. Для насосных скважин, работающих с открытым затрубным пространством, результаты исследований по прослеживанию уровня с целью их обработки представляется в виде таблицы зависимости приращения динамического уровня ΔH от времени t, отсчитываемого с момента остановки скважины.

$$\Delta H = H - H_{дин.} \qquad (5.8.)$$

Здесь период прослеживания уровня разбивается на небольшие равные интервалы времени Δt (10–15 интервалов) и для конца каждого из этих интервалов выписывается значение прироста динамического уровня (см. графы 2 и 3 табл.7).

2. Для каждой точки определяется скорость подъема

уровня $\Delta H'$ по формуле

$$\Delta H'_i = \frac{\Delta H_{i+1} - \Delta H_{i-1}}{2\Delta t} \text{ см/сек.} \quad (5.9.)$$

где индекс i – означает номер точки.

3) Также для каждой точки определяется поправочный коэффициент z по формуле

$$z_i = \frac{\gamma_{пл.}}{(1 - \frac{f_к \cdot \Delta H_i}{q})} \quad (5.10.)$$

где $\gamma_{пл.}$ – удельный вес жидкости, добываемой скважиной, в пластовых условиях, т/м^3;

q – дебит жидкости до остановки скважины в пластовых условиях, см^3/сек.;

$f_к$ – площадь поперечного сечения кольцевого (затрубного) пространства, см^2.

4) Определяются (также для каждой точки) значения приведенного приращения забойного давления $\Delta P'_i$ по формуле

$$\Delta P'_i = \frac{z_i \cdot \Delta H'_i}{1000} \quad (5.11.)$$

5) Рассчитываются значения $\lg t$ и строится график зависимости $\Delta P'$ от $\lg t$ (см.рис.10, линия 2).

Дальнейшая обработки осуществляется в последовательности, изложенной в 5.1.1. (определяется отрезок А на оси ординат, уклон i, параметры χ и В, К, $\gamma_{пр}$, η).

Пример. Определить параметр гидропроводности χ по результатам прослеживания уровня в насосной скважине №1, эксплуатируемой с открытым затрубным пространством при следующих исходных данных:
дебит скважины до остановки q = 177,6 см^3/сек., удельный вес добываемой жидкости в пластовых условиях $\gamma_{пл.}$ 0,8 т/м^3, площадь кольцевого (затрубного) пространства $f_к$ = 133 см^2. Данные прослеживания уровня приведены в графах 2 и 3 табл.7.

1) Определяются значения $\Delta H'$, z и $\Delta P'$ для точки 1:
по формуле (5.9.)

$$\Delta H'_1 = \frac{\Delta H_2 - \Delta H_0}{2 \cdot \Delta t} = \frac{1200 - 0}{2 \cdot 500} = 1,2,$$

Таблица 7.

К примеру обработки результатов прослеживания уровня в насосных скважинах с открытым затрубным пространством.

№ № точек	Измеренные величины		Вычисленные величины			
	Время с момента остановки скважины, t сек.	Изменение уровня в скважине ΔH см	$\lg t$	Скорость подъема уровня в точке, $\Delta H'$ см/сек.	Поправочный коэффициент, Z	Приведенное значение прироста забойного давления, $\Delta P'$ кгс/см^2
I	2	8	4	5	6	7
0	0	0				
I	500	600	2,699	I,20	7,874	4,78
2	I000	I200	8,000	I,08	4,I84	5,02
8	I500	I680	8,I76	0,98	8,008	5,05
4	2000	2I60	8,80I	0,88	2,847	5,07
5	2500	2560	8,898	0,80	I,996	5,II
6	8000	2960	8,478	0,78	I,764	5,22
7	8500	8290	8,544	0,66	I,582	5,25
8	4000	8620	8,602	0,60	I,459	5,26
9	4500	8890	3,658	0,54	I,842	5,22
I0	5000	4I60				

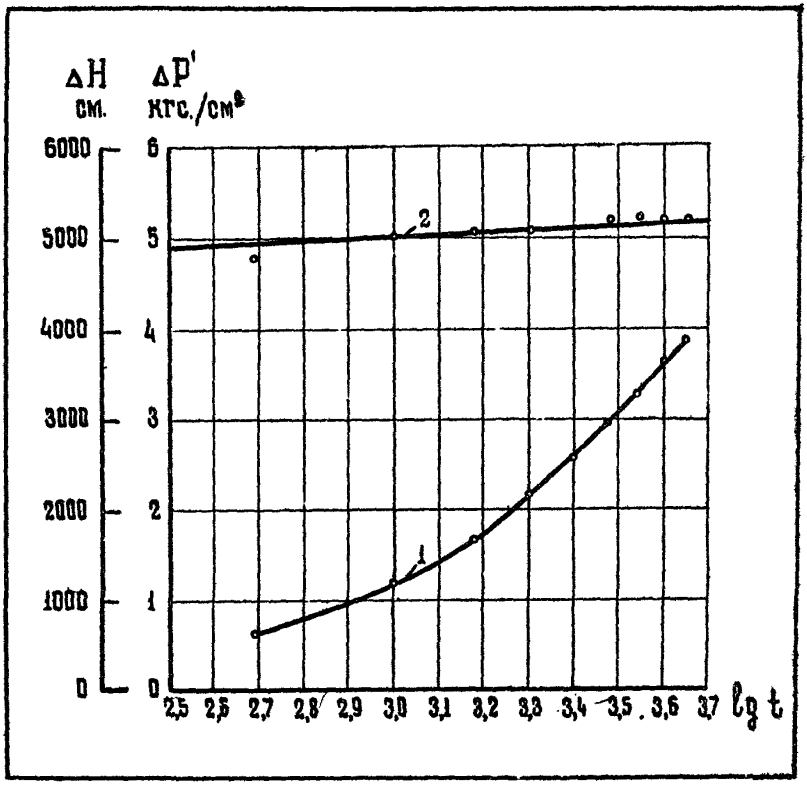


Рис. 10 К примеру обработки результатов прослеживания уровня в насосной скважине.

по формуле (5.10.)

$$Z_1 = \frac{0,8}{\left(1 - \frac{133 \cdot 1,2}{177,6}\right)} = 7,874,$$

по формуле (5.11.)

$$P_1' = \frac{7,874 \cdot 600}{1000} = 4,73 \text{ кгс/см}^2$$

Для точки 2

$$\Delta H_2' = \frac{\Delta H_3 - \Delta H_1}{2 \cdot \Delta t} = \frac{1680 - 600}{1000} = 1,08 \text{ см/сек,}$$

и т.д.

Результаты записываются в графах 5,6 и 7 таблицы 7. Значения lgt записываются в гр.4. График функции $\Delta P'$ от lgt приведен на рис. 10. (линия 2). На том же рисунке приведен график зависимости ΔH от lgt (линия 1).

Для определения уклона i графика 2 выберем точки $lgt_1 = 2,5$ и $lgt_2 = 3,5$. На графике им соответствуют величины $\Delta P_1' = 4,9$ кгс/см^2 и $\Delta P_2' = 5,125$кгс/см^2.

$$i = \frac{5,125 - 4,9}{3,5 - 2,5} = 0,225$$

$$\delta = \frac{0,183 \cdot 177,6}{0,225} = 145 \frac{Д \cdot см}{сП}$$

5.1.3. Упрощенный метод обработки КВД с учетом дополнительного притока жидкости в ствол скважины (В.Н.Щелкачева, А.С.Кундина).

Во многих, встречающихся на практике случаях, влияние продолжающегося притока жидкости из пласта в скважину (после ее закрытия на устье) на форму КВД может быть столь существенным, что неучёт этого фактора при обработке КВД приводит к значительным ошибкам в получаемых результатах. В таких случаях следует использовать методы обработки, позволяющие учитывать фактор дополнительного притока.

В практике используется целый ряд таких методов. В ос-

новном это: интегральный метод И.А.Чарного, И.Д.Умрихина [8], метод Э.Б.Чекалюка [7], метод Г.И.Баренблатта, А.П.Крылова и др. [10], метод Ю.П.Борисова [11].

Эти методы гидродинамически строго обоснованы и могут использоваться при любом характере кривых затухания притока. Недостатком их является относительная трудоемкость расчетов.

Более простыми являются упрощенные методы [12] и [9], но они применимы только в случаях, когда кривая затухания притока может быть удовлетворительно апроксимирована относительно простой аналитической функцией (квадратной параболой в методе [12], гиперболической зависимостью в методе [9].

Возможность применения упрощенных методов на конкретных объектах должна обосновываться путем сопоставления результатов обработки КВД этими методами с результатами обработки методами [7], [8], [10], [11] или методом Ю.А. Кясникова [13], изложенным в разделе 5.1.4. настоящей инструкции.

Ниже излагается порядок обработки КВД методом [12]. Кроме указанного выше условия удовлетворительной апроксимации кривой затухающего притока, для применения этого метода должно также быть соблюдено условие постоянства дебита скважины до ее остановки на протяжении периода в 10 и более раз превышающего период регистрации КВД.

Исходными в методе являются данные об изменении забойного давления скважины (КВД) и затухающего притока во времени. Данные представляются в форме таблицы 8 (графы 2, 3, 4, 5). Время t отсчитывается с момента остановки скважины для снятия КВД - сек. Перепад ΔP определяется по КВД для каждого момента t.

$q_n(t)$ - дебит притока в момент t - определяется на кривой затухания притока - $см^3$/сек. Величина $q_{ср}$ ($см^3$/сек) также определяется по кривой затухания притока; она определяется как дебит притока в момент времени $\frac{t}{2}$.

1) Для каждого момента времени рассчитываются величины

$$y = \left(\frac{\Delta P}{q - q_n(t)} \cdot 10^3\right) \quad \text{и} \quad x = \left(\ln t - 2\,\frac{q_{ср} - q_n(t)}{q - q_n(t)}\right),$$

где q - дебит скважины до ее остановки - $см^3/сек$

2) Строится график зависимости $y=f(x)$ и апроксимируется прямой линией (см.рис.11).

3) Определяется отрезок А, отсекаемый апроксимирующей прямой на оси ординат, и уклон прямой по формуле

$$i = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \qquad (5.14.)$$

где X_1 и X_2 - произвольно выбираемые абсциссы графика,

y_1 и y_2 - соответствующие им значения ординат точек графика.

4) Определяются параметры ε и $\frac{\varkappa}{r_c^2}$ по формулам

$$\varepsilon = \frac{1}{4\sqrt{i}} \qquad (5.15.)$$

$$\frac{\varkappa}{r_c^2} = \frac{10^{\frac{A}{2,3i}}}{2,25} \qquad (5.16.)$$

Дальнейшая обработка производится в соответствии с 5.1.1.

Пример.

Дебит скважины до остановки с целью снятия КВД $q = 2110$ $см^3/сек$, в пластовых условиях.

Данные об изменении $\Delta P, q_n(t)$ и $q_{ср}$ приведены в табл.8

1) Определим значения X и У для моментов времени, указанных в графе 2 таблицы.

Так, для $t = 1080$ сек.

$$X = \ln 1080 - 2\,\frac{740 - 246}{2110 - 246} = 6,45$$

$$y = \frac{7,07}{2110 - 246} = 0,00379 \qquad (y \cdot 10^3 = 3,79)$$

Рассчитанные значения X и У для остальных точек приведены в графах 6 и 7 таблицы 8.

2) Строится график зависимости $\left(\frac{\Delta P}{q - q_n(t)}\right)$ от $\left(\ln t - \frac{2q_{ср} - q_n(t)}{q - q_n(t)}\right)$ и апроксимируется прямой линией (см.рис.11).

3) Отрезок, отсекаемый на оси ординат $A = 0,00245$ (на приведенном рисунке этот отрезок не показан).

Таблица 8

Обработка результатов исследования скважин с учетом притока.

№	t, сек.	ΔP, кгс/см²	$q_{n(t)}$, см³/сек	$q_{ср}$, см³/сек	$\frac{\Delta P}{q - q_{n(t)}} \cdot 10^3$, кгс/см² / сек/см³	$\ln t - 2\frac{q_{ср} - q_{n(t)}}{q - q_{n(t)}}$
1	2	3	4	5	6	7
1.	1080	7,07	246	740	3,79	6,45
2.	1380	7,51	174	620	3,91	6,77
3.	1800	7,94	107	430	3,97	7,17
4.	2400	8,26	43	210	4,00	7,62
5.	3600	8,56	26	107	4,12	8,11
6.	5400	8,85	12	40	4,22	8,56
7.	9000	9,13	7	17	4,34.	9,09

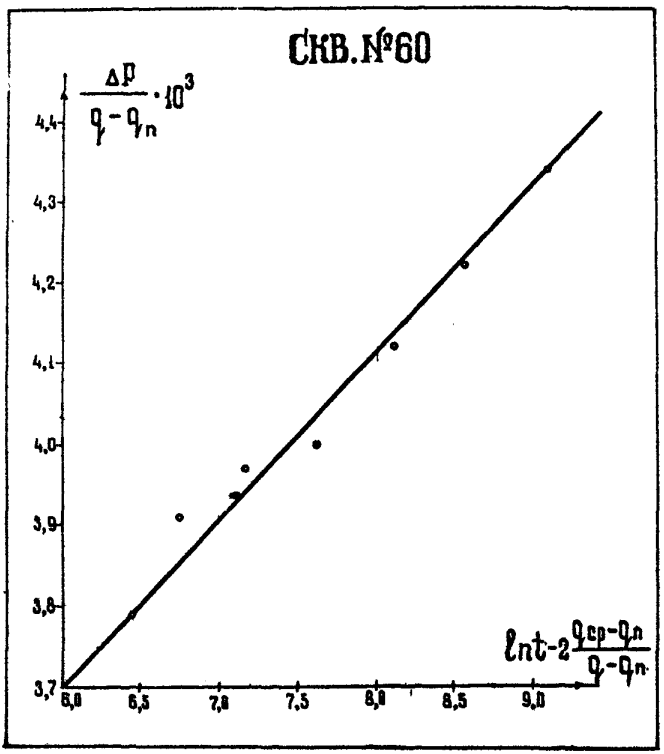


Рис. 11 К примеру обработки кривой восстановления давления с учетом притока методом В.Н.Щелкачева- А.С.Кундина.

Для определения уклона i выберем две точки:
$X_1 = 6$; $y_1 = 3,7$ и $X_2 = 8$; $y_2 = 4,116$

По ф-ле (5.14)

$$i = \frac{4,116 - 3,70}{8 - 6} = 0,000208$$

4) По ф-ле (5.15)

$$\xi = \frac{1}{4\pi \cdot 0,000208} = 380 \frac{дсм}{сП}$$

По ф-ле (5.16)

$$\frac{\varkappa}{r_c^2} = \frac{10^{\frac{0,00245}{2,3 \cdot 0,000208}}}{2,25} = 6,0 \cdot 10^4 \, 1/сек$$

5.1.4. Обработка результатов исследований методом восстановления давления с учетом переменного дебита во время работы скважины и притока жидкости в ствол после изменения режима ее работы.

Для обработки КВД в рассматриваемом общем случае может быть использован обобщенный дифференциальный метод, разработанный Ю.А.Мясниковым.

В основе метода лежит формула линейной зависимости (см.рис 14) между некоторыми величинами Ψ_y и Ψ_x, которые являются функциями дебита и забойного давления.

Уклон (i) графика этой зависимости обратно пропорционален осредненному значению коэффициента гидропроводности пласта в районе скважины, а свободный член однозначно определяет параметр $\frac{\varkappa}{r_c^2}$.

Расчет значений Ψ_y и Ψ_x производится, как правило, на ЭВМ.

Обработка результатов исследований осуществляется в следующем порядке:

1. Данные исследований методом восстановления давления и измерения дебита скважины во время работы, а также

данные, характеризующие приток жидкости в ствол скважины, заносятся в таблицу исходных данных для расчета на ЭВМ величин Ψ_x и Ψ_y.

2. Расчет на ЭВМ нескольких пар значений Ψ_x и Ψ_y для нескольких моментов времени периода регистрации КВД.

3. Построение графика $\Psi_y = f(\Psi_x)$ и его апроксимация прямой линией.

4. Определение уклона апроксимирующей прямой (i) и отрезка, отсекаемого на оси ординат (A).

5. Определение параметров δ и $\frac{\varphi}{\sigma_c^2}$, исходя из полученных значений i и A.

6. Определение приведенного радиуса, коэффициента продуктивности и коэффициента гидродинамического совершенства (по ф-лам раздела 5.1.1).

5.1.4.1. Подготовка исходных данных.

Исходные данные для расчета на ЭВМ функций Ψ_x и Ψ_y представляются в форме двух таблиц (см.табл.9 а и б) одна из которых характеризует изменение дебита скважины ($q_ж$) во времени (t), начиная с момента ее пуска в эксплуатацию, включая и время исследования методом восстановления давления (табл. 9 а).

Вторая таблица (9б) характеризует изменение забойного давления в скважине, регистрируемое в процессе исследований во времени (τ), отсчет которого ведется с момента остановки скважины (или изменения режима).

Если динамика затухающего притока жидкости в ствол скважины после ее закрытия не установлена с помощью прямых измерений (см 4.3.1) и не рассчитана заранее по данным косвенных измерений (см.4.3.2), но имеются данные об изменении затрубного ($P_{заб.}$) и буферного ($P_{буф.}$) давлений, зарегистрированные в период снятия КВД, то в этом случае вместо таблицы 9б используется форма таблицы 10б, а вместо таблицы 9 а используется таблица 10а, отличающаяся от 9а только тем, что в ней дополнительный приток жидкости в стволе скважины после ее закрытия формально принимается равным нулю. В соответствии со спецификой программы в графе 2 таб-

лицы 10а следует указать два момента времени t, один из которых превышает время момента закрытия скважины на незначительную величину (например на 100 сек), другой - заведомо превышает весь период работы скважины (например 10^7 или 10^{10} сек). Против этих значений времени в графе 3 проставляются нулевые значения дебита.

Аналогично при задании исходных данных по форме таблицы 9а после момента времени, когда приток жидкости в ствол скважины прекратился ($Q = 0$) в таблице следует записать еще одно значение времени t (превышающего общее время работы скважины) и в графе 3 против него проставить значение $Q = 0$.

Выбор значений τ, которые записываются в графе 2 таблицы 9б или 10б осуществляется следующим образом. На кривой восстановления давления выбирается ряд точек (от 10 до 30).

Точки должны располагаться более густо на участке КВД с наибольшим изгибом.

Значения τ, заносящиеся в таблицу, являются абсциссами выбранных точек, а соответствующие им значения $\Delta P_{заб.}$ (графа 3) - ординатами.

Если исходные данные представляются по форме таблицы 10б, то значения $P_{заб.}$ и $P_{буф.}$ (графы 4 и 5) записываются на те же моменты времени τ, что и $\Delta P_{заб.}$

Аналогично подбираются и записываются в таблицу 9а значения t (графа 2) и $Q_ж$ (графа 3) для периода после момента закрытия скважины для исследования.

Выбор значений t и соответствующих им значений $Q_ж$, записываемых в графах 2 и 3 таблиц 9 а и 10а для периода с момента пуска скважины в эксплуатацию до момента ее остановки для данного исследования определяется способом апроксимации фактического графика изменения дебита за указанный период.

Здесь возможны два основных случая.

1-й случай. Фактический график изменения дебита имеет форму, удобную для его апроксимации ломанной линией (см. рис. 12б).

В этом случае в графах 2 и 3 таблиц 9а и 10а запись-

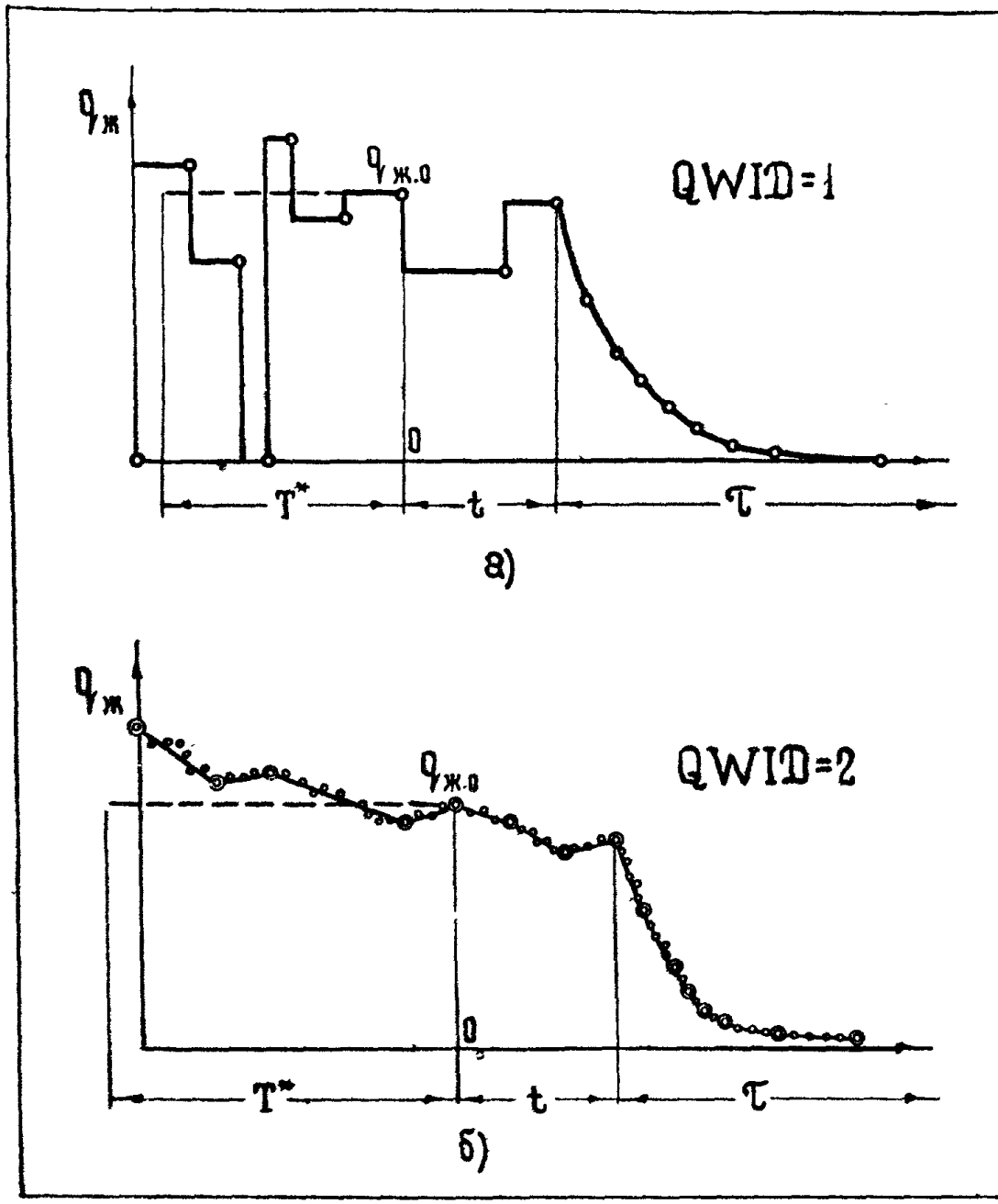


Рис.12. Способы аппроксимации графиков изменения дебита при обработке КВД по обобщенному дифференциальному методу.

ваются значения t и $q_ж$, соответствующие абсциссам и ординатам точек излома апроксимирующей ломанной линии.

2-й случай. Фактический график изменения дебита скважины в указанный период имеет ступенчатую форму (см.рис. 12а). В этом случае он и апроксимируется ступенчатой линией, а при заполнении граф 2 и 3 таблицы 9а или 10а для момента пуска скважины в эксплуатацию (1-я строка) записываются значения $t = 0$ и $q_ж = 0$. Во второй строке графы 2 записывается абсцисса правого конца 1-го горизонтального отрезка, а в графе 3-ордината этого отрезка; в третьей строке графы 2 - абсцисса правого конца 2-го горизонтального отрезка, а в графе 3-ординаты этого отрезка и т.д.

Описанный выше порядок подготовки исходных данных следует использовать в случаях исследования новых (в том числе разведочных) скважин, для которых общее время эксплуатации относительно невелико (не превышает общее время регистрации КВД более, чем в 100 раз).

Для скважин, находящихся в длительной эксплуатации, с относительной большой частотой и значительными амплитудами колебаний дебита такой порядок может оказаться весьма трудоемким. Существенно возрастает при этом и трудоемкость подготовительных операций по вводу информации в ЭВМ.

В таких случаях следует пользоваться упрощенным способом подготовки исходных данных, вытекающим из известного положения гидродинамики о том, что наиболее существенное влияние на форму КВД оказывают изменения дебита скважины в течение относительно короткого периода, непосредственно предшествующего периоду регистрации КВД.

Существо способа сводится к следующему:

1) Выбирается момент времени (на рис. 12а и 12б он обозначен точкой 0), после которого апроксимация графика изменения дебита скважины производится одним из описанных выше способов (ступенчатой или ломанной линией), а апроксимация графика дебита для всего предшествующего периода - одной ступенью.

При выборе указанного момента следует исходить из следующих соображений: а) чтобы он по возможности

совпадал с датой, на которую в отчетных документах зафиксировано накопленное количество жидкости, отобранной данной скважиной; б) чтобы до него скважина относительно длительный период работала с устойчивым дебитом, в) чтобы промежуток между ним и моментом остановки скважины на исследование не превышал 100 τ^*, где τ^* продолжительность регистрации КВД.

2) Для периода, предшествующего выбранному моменту определяется приведенное время работы скважины T^* по формуле

$$T^* = \frac{\Omega}{q_{ж.п}} \text{ сут.} \qquad (5.17)$$

где Ω – накопленное количество жидкости, отобранной данной скважиной на выбранный момент – $м^3$ в пластовых условиях,

$q_{ж.п}$ – дебит скважины (на тот же момент), $м^3$/сут. в пластовых условиях.

3) Участок графика дебита между выбранным моментом (точка 0) и моментом остановки скважины апроксимируется в зависимости от его формы ломанной или ступенчатой линией и определяются значения t для соответствующих узлов по формуле

$$t = T^* + t' \qquad (5.18.)$$

где t' – промежуток времени между данным узлом (скачком) апроксимирующего графика и выбранным моментом (см. рис. 12а и б).

В случае апроксимации графика дебита ломанной линией в момент времени $t = 0$ в графе 3 таблиц 9а и 10а проставляется значение $Q = q_{ж.п}$. Такое же значение Q проставляется и во 2-й точке ($t = T^*$); далее, как описано для общего случая.

В случае апроксимации графика дебита ступенчатой линией в момент времени $t = 0$ в графе 2 табл. 9а и 10а проставляется значение $Q = 0$, а в момент $t = T^*$, $Q = q_{ж.п}$; далее так же, как описано выше для ступенчатой апроксимации.

При подготовке таблиц исходных данных необходимо строго соблюдать следующие правила:

1) К каждой основной таблице должна прилагаться

вспомогательная таблица коэффициентов, в которую входят:

а) CT - пересчетный коэффициент времени из единиц, используемых в основной таблице, в секунды. Если,например, в таблице значения t или τ указаны в секундах, то CT=1; если в минутах то CT=60; в часах CT=3600.

б) CQ - пересчетный коэффициент дебита из единиц, используемых в таблице - в $см^3$/сек, в пластовых условиях.
Если,например, в основной таблице для Q принята размерность $м^3$/сут. в пластовых условиях, то CQ = 11,574.

в) CP,CP2 и CPB - соответственно коэффициенты пересчета для забойного,затрубного и буферного давлений в $кгс/см^2$ (эти величины в основных таблицах могут быть выражены,например, в единицах шкалы прибора или в единицах длины ординат диаграмного бланка и т.д.)

г) QWID - коэффициент,учитывающий вид задания информации о дебите. Если для апроксимации графика дебита использовалась ступенчатая линия - то QWID = 1 ; если ломанная - - то QWID = 2.

Этот коэффициент указывается во вспомогательных таблицах типа 9а и 10а.

д) NTQ - номер точки,соответствующей моменту остановки скважины для исследования (например для таблицы 9а NTQ= 12). Этот коэффициент также указывается во вспомогательных таблицах типа 9а и 10а.

е) GAM - удельный вес жидкости,добываемой скважиной,в пластовых условиях - $т/м^3$. Этот коэффициент указывается во вспомогательной таблице типа 10б.

ж) PZ и FB -соответственно площади поперечного сечения кольцевого (затрубного пространства) и подъемных труб - $см^2$.

Эти коэффициенты вводятся в вспомогательных таблицах типа 10б.

2) Над каждой основной таблицей с помощью коэффициентов КТQ (для таблиц 9а и 10а)или КТР (для таблиц 9б и 10б) указывается количество строк (см.табл. 9а , 9б и 10а и 10б).

3) Десятичный знак в дробных числах отмечается точкой (а не запятой).

При отсутствии дробной части точка ставится в конце числа (кроме чисел KTQ, KTP и NTD).

4) В шапке таблицы в одной строке указываются: месторождение (или площадь), номер скважины и дата исследования. В строке должно содержаться не более 60-ти буквенно - цифровых символов (включая знаки препинания и пропуски).

5.1.4.2. Расчет функций Ψ_x и Ψ_y на ЭВМ.

Программа расчетов Ψ_x и Ψ_y составлена на языке "Фортран" и может быть непосредственно использована на ЮИВЦ объединений. Результаты выдаются в виде распечатки таблицы исходных данных и итоговой таблицы (см. табл. 11), в которой содержится 5 столбцов: 1) номера точек , 2) значения τ -сек.(соответствуют заданным), 3)значения $\lg\tau$; 4) значения Ψ_x и 5)значения Ψ_y .

Под итоговой таблицей печатается значение величины Ψ_x = , используемый для расчета пластового давления в скважине.

5.1.4.3. Построение графика $\Psi_y = f(\Psi_x)$

По данным столбцов 4 и 5 таблицы 11 строится график зависимости $\Psi_y = f(\Psi_x)$, (см.рис.14),на котором выделяется прямолинейный участок.

Если по полученным точкам во всем диапазоне не удается удовлетворительно провести прямую линию,то ее следует проводить ориентируясь на точки с наибольшими значениями Ψ_x и Ψ_y (конечный участок КВД).

5.1.4.4. Определение уклона (i) графика $\Psi_y = f(\Psi_x)$ и отрезка (А), отсекаемого на оси ординат.

Уклон i определяется по ф-ле

$$i = \frac{(\Psi_y)_2 - (\Psi_y)_1}{(\Psi_x)_2 - (\Psi_x)_1} \qquad (5.19.)$$

где $(\Psi_x)_2$ и $(\Psi_x)_1$ - абсциссы произвольно выбранных двух точек прямой,

$(\Psi_y)_2$ и $(\Psi_y)_1$ - ординаты тех же точек.

Отрезок А может быть определен либо непосредственно путем экстраполяции прямой до значения $\Psi_x = 0$, либо по ф-ле

$$A = (\Psi_y)_1 - i\,(\Psi_x)_1 \qquad (5.20.)$$

где $(\Psi_x)_1$ и $(\Psi_y)_1$ - абсцисса и ордината произвольно выбранной точки прямой.

5.1.4.5. Определение параметров ξ, $\frac{\varkappa}{r_c^2}$ и пластового давления в скважине.

Параметр ξ определяется по ф-ле

$$\xi = \frac{0,1832}{i} \quad \frac{Дсм}{сП} \qquad (5.21.)$$

Параметр $\frac{\varkappa}{r_c^2}$ определяется по ф-ле

$$\frac{\varkappa}{r_c^2} = 0,445 \cdot 10^{\frac{A}{i}} \quad \frac{1}{сек} \qquad (5.22.)$$

Пластовое давление в скважине определяется по формуле

$$P_{пл} = P_{заб} + q_ж \left[(\Psi_y)_1 + i\,(\Psi_{x_\infty} - \Psi_{x_1}) \right] кгс/см^2 \qquad (5.23.)$$

где $P_{заб.}$ - забойное давление в скважине до ее остановки на исследование - кгс/см^2

$q_ж$ - дебит скважины в момент остановки - см^3/сек в пластовых условиях

Ψ_{x_1} и Ψ_{y_1} - абсцисса и ордината произвольно выбранной точки прямой.

Дальнейшая обработка с целью определения r_c, K и γ производится по формулам раздела 5.1.1.

Рассмотрим в качестве примера обработку КВД по скв. 4 Акатовской площади. До остановки скважина работала около 4-х сут.(345000сек.) с переменным дебитом,график которого показан на рис.13. Во время работы произошла аварийная остановка (продолжительностью около часа)примерно за два часа до начала снятия КВД. После перекрытия скважины на устье в течение 5 часов велось прослеживание за изменением забойного давления и притока жидкости в ствол скважины.Давление на забое перед остановкой-81,5 кгс/см2.

График дебита за весь период до остановки и после остановки был апроксимирован ломанной линией,координаты узловых точек которой представлены в табл.9а.Координаты точек кривой восстановления забойного давления приведены в табл.9б. Поскольку в табл.9а заполнена 31 строка, то указан коэффициент KTQ = 31.

В таблице коэффициентов (9а)указываются значения: CT=1 (время в графе 2 указано в сек.);CQ = 1(так как значения Q в графе 3 приведены в $см^3$/сек в пластовых условиях); QWID =2 (так как применен способ апроксимации графика дебита ломанной линией);

В таблице 9б заполнено 28 строк, поэтому в верхней ее части указан коэффициент KTP = 28.

В таблице коэффициентов (9б)указаны значения CT=1 и CP=1, так как значения времени в графе 2 приведены в сек, а значения P в графе 3 в кгс/см2.

NTB = 12 (порядковый номер точки,соответствующей моменту остановки скважины).

В результате расчетов на ЭВМ (с использованием исходных данных таблиц 9а и 9б получена итоговая таблица 11. График функции $\Psi_y = f(\Psi_x)$ приведен на рис.14(линия 1). Апроксимирующая прямая (2) проведена по точкам конечного участка.

Для определения уклона (i)выберем на прямой 2 две точки: $\Psi_{x_1} = 2$; $\Psi_{y_1} = 3,54 \cdot 10^{-3}$

и $\Psi_{x_2} = 4$; $\Psi_{y_2} = 4,63 \cdot 10^{-3}$

По ф-ле (5.19)

$$i = \frac{10^{-3}(4,63 - 3,54)}{} = 0,545 \cdot 10^{-3}$$

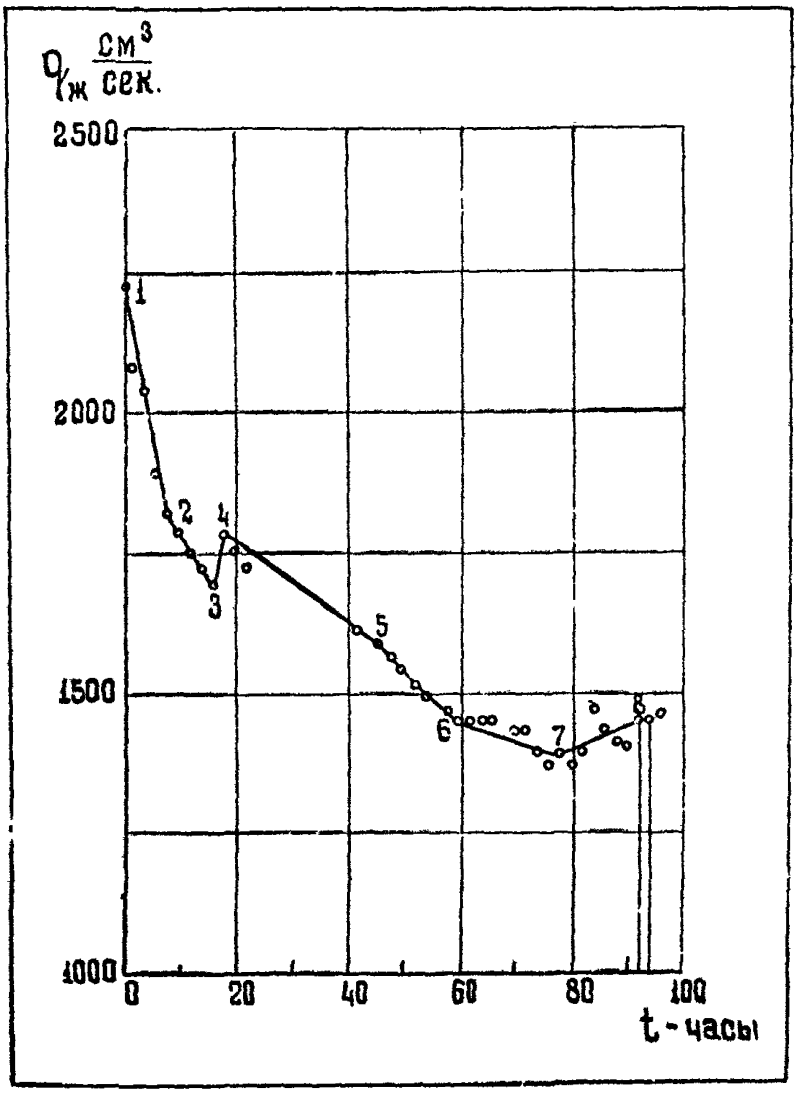


Рис.13. График дебита скважины 4 Акатовской площади.

Таблица 9.

Форма подготовки данных для ЭВМ при обработке КВД по обобщенному дифференциальному методу в случае замера дебита притока глубинным дебитомером.

Акатовская площадь скв.4 26.07.78

а)

	КТQ	31
N	t	$Q_{ж}$
1	2	3
1	0.	2260.
2	28800.	1820.
3	57600.	1695.
4	64800.	1787.
5	151200.	1615.
6	216000.	1450.
7	280800.	1390.
8	333000.	1450.
9	333720.	0.
10	336960.	0.
11	337140.	1470.
12	345000.	1460.
13	345100.	1380.
14	345200.	1110.
15	345250.	820.
16	345300.	690.
17	345400.	520.
18	345500.	410.
19	345600.	350.
20	345700.	290.
21	345800.	260.
22	346100.	190.
23	346400.	150.
24	347000.	80.
25	347340.	52.
26	348480.	28.
27	350640.	18.
28	351840.	14.
29	355000.	9.
30	360000.	4.
31	363600.	0.
	CT	1.
	CQ	1.
	QWID	2.
	NTQ	12.

б)

	КТР	28
N	τ	P заб.
1	2	3
1	0.	0.
2	190.	1.037
3	222.	1.557
4	255.	2.075
5	273.	2.305
6	304.	2.532
7	337.	2.760
8	375.	2.990
9	415.	3.218
10	460.	3.450
11	510.	3.675
12	574.	3.902
13	640.	4.060
14	725.	4.360
15	825.	4.580
16	970.	4.815
17	1135.	5.000
18	1410.	5.260
19	1650.	5.5
20	1950.	5.73
21	2340.	5.95
22	3480.	6.2
23	5640.	6.42
24	6840.	6.5
25	8760.	6.6
26	11340.	6.71
27	13800.	6.82
28	17940.	6.9
	CT	1.
	CP	1.

Таблица 10

Форма подготовки данных для ЭВМ при обработке КВД по обобщенному дифференциальному методу в случае вычисления дополнительного притока по формуле (4.13)

Акатовская площадь скв. 4 26.07.78

а)

	КТО	14
N	t	$q_ж$
1	2	3
1	0.	195.26
2	8.	157.25
3	16.	146.45
4	18.	154.40
5	42.	139.54
6	60.	125.28
7	78.	120.10
8	92.5	125.28
9	92.7	0.
10	93.6	0.
11	93.65	127.01
12	95.833	126.14
13	96.	0.
14	101.	0.

CT	3600
CQ	11.574
QWID	2.
NTO	12

б)

	КТР	28		
N	τ	ΔPзаб	Pзат.	P буф.
1	2	3	4	5
1	0.	0.	31.0	23.0
2	3.17	1.037	53.0	21.8
3	3.70	1.557	55.5	21.7
4	4.25	2.075	56.7	21.5
15	16.17	4.580	65.9	19.0
26	189.	6.710	70.5	12.0
27	230.	6.820	71.0	10.5
28	299.	6.900	71.4	9.0

CT	60.
CP	1.
CPZ	0.1
CPB	0.6
GAM	1.037
FZ	133.
FB	30.

Таблица 11

Результаты расчета функций Ψ_x и Ψ_y на ЭВМ.

КООРДИНАТЫ ПРЕОБРАЗОВАННОЙ КРИВОЙ ПО ОБОБЩЕННОМУ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМУ МЕТОДУ Н.А.НАСЫНИКОВА

К (*)	T(r) (CCEr)	LOG T(K) (*)	Ψx(K) (*)	Ψy(K) (*)
1	0	0.000	0.000	0.000000
2	190	2.279	1.809	0.003981
3	272	2.346	1.592	0.003274
4	295	2.407	1.692	0.003187
5	273	2.436	1.813	0.003358
6	314	2.483	1.933	0.003342
7	337	2.528	2.026	0.003365
8	375	2.574	2.182	0.003356
9	415	2.618	2.182	0.003346
10	440	2.663	2.265	0.003429
11	510	2.708	2.338	0.003480
12	574	2.759	2.439	0.003565
13	641	2.806	2.496	0.003588
14	725	2.860	2.578	0.003705
15	825	2.916	2.665	0.003798
16	978	2.989	2.782	0.003984
17	1155	3.055	2.868	0.004083
18	1410	3.149	2.966	0.004212
19	1698	3.230	3.044	0.004382
20	1958	3.292	3.121	0.004478
21	2360	3.366	3.207	0.004626
22	3420	3.534	3.419	0.004930
23	5660	3.753	3.633	0.005447
24	8868	3.948	3.814	0.005905
25	8220	3.915	3.782	0.005835
26	11540	4.062	3.923	0.006166
27	13560	4.132	3.990	0.006327
28	17960	4.254	4.108	0.006628

$\Psi_{x\,max}$ = 4.108628

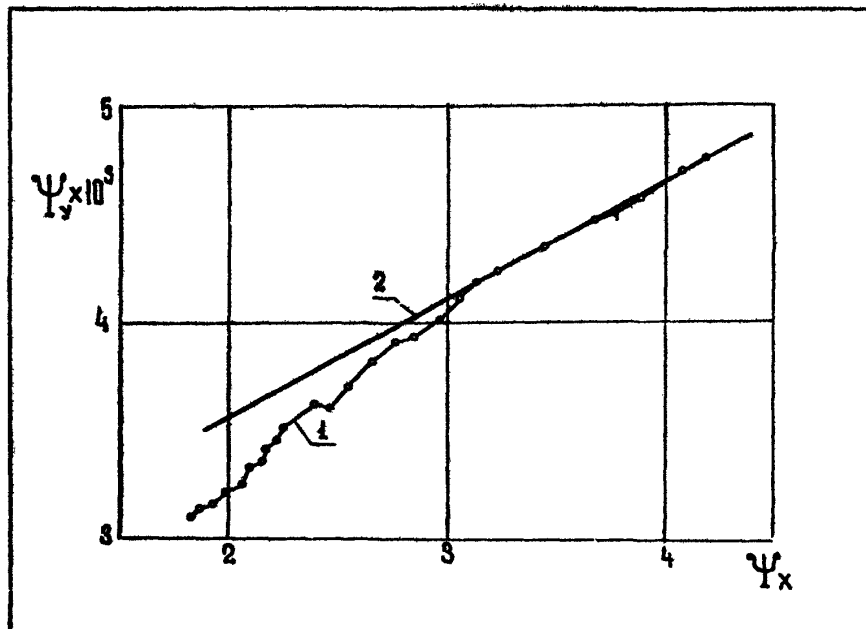


Рис.14. Линейная аппроксимация графика

Величину А определяем по ф-ле (5.20)по координатам точки $\Psi_x = 2$; $\Psi_y = 3,54 \cdot 10^{-3}$

$A = 3,54 \cdot 10^{-3} - 0,545 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 2,45 \cdot 10^{-3}$

По ф-ле (5.21) $\mathcal{E} = 0,1832/0,545 \cdot 10^{-3} = 336.1 \frac{д.см}{сп}$

По ф-ле (5.22)

$$\frac{\varkappa}{r_q^2} = \frac{0,445 \cdot 10^{2,45 \cdot 10^{-3}}}{0,545 \cdot 10^{-3}} = 1,392 \cdot 10^4 сек^{-1}$$

Определим пластовое давление по ф-ле (5.23)

$$P_{пл} = 81,5 + 1460\left[3,54 \cdot 10^{-3} + 0,545 \cdot 10^{-3}(5,41-2)\right] = 89,38 \text{ кгс/см2}$$

Обработка КВД в случае расчета дебита притока по данным об изменении забойного,затрубного и буферного давлений.

Косвенный метод определения дебита притока после остановки скважины заключается в дифференцировании величины изменения объёма жидкости в стволе скважины,рассчитанной по формуле (4.12), используя данные об изменении забойного давления,измеренного глубинным манометром, а также затрубного и буферного давлений,замеренных на устье скважины образцовыми манометрами.

В этом случае подготовка данных для ЭВМ производится по форме табл.10, в которой приведены результаты того же самого исследования скв.4 Акатовской площади.

В верхней части табл.10а указан коэффициент КТQ=14, т.к. количество строк в нем равно 14.

В нижней части табл.10а указано: СТ=3600 (так как время в графе 2 указано в часах); СQ = 11,574 (т.к.дебит в графе 3 указан с м³/сут. в пластовых условиях; QWID=2. (т.к. использован способ апроксимации графика дебита ломанной линией); NTO=12 (точка,соответствующая моменту остановки скважины).

В табл.10б указано: КТР =28(число строк); СТ=60(т.к. время в графе 2 дано в минутах); СР=1 (т.к.величина $P_{заб.}$ в графе 3 выражены в кгс/см2); СРZ=0.1)т.к. давление $P_{зат.}$ в графе 4 выражено в делениях шкалы манометра на 10кгс/см2

СО 100 делениями); СРВ = 0,6(т.к.давление $P_{буф}$ в графе 5 выражено в делениях манометра на 60 кгс/см2 со 100 делениями); ВАМ = 1.037(удельный вес жидкости,поступающей из пласта в скважину - Т/м^3); FZ=133(площадь сечения кольцевого пространства - см2); FB =30(площадь сечения подъёмных труб - см2).

Несмотря на то,что программа для ЭВМ осуществляет сглаживание кривых изменения забойного,затрубного и буферного давлений перед расчетом величины накопленного притока по формуле (4,12) и более точно определяет дебит притока, нежели по формуле (4.13), в ряде случаев на преобразованной КВД может наблюдаться значительный разброс точек,что является следствием как неточности замеров устьевых давлений, так и несоответствия физических процессов в стволе скважины условиям,при которых выведена формула (4.12). В этом случае рекомендуется следующий порядок действий:

а)формируется числовой материал согласно табл.10а и 10б;

б)производится обработка КВД с помощью ЭВМ;

в)анализируются полученные результаты.Если график дебита после остановки,построенный по полученным на ЭВМ данным,оказался волнистой линией с выпадающими точками, то результаты расчета Ψ_x и Ψ_y игнорируются,график дебита вручную сглаживается, со сглаженного графика снимаются точки дебита притока,формируется числовой материал согласно табл.9а и 9б и производится обработка КВД, как подробно описано выше.

5.1.5. Особенности обработки результатов исследований методом восстановления давления скважин,эксплуатирующих трещиноватые пласты.

Для скважин,эксплуатирующих трещиноватые пласты, первичная обработка результатов исследований производится по методике,изложенной в п.5.1.1. Дополнительно определяется параметр K_0 (оценочная величина проницаемости пласта) по формуле

$$K_0 = \frac{\mu}{h} \qquad (5.24.)$$

где μ – вязкость пластовой жидкости, сП,

h – работающая толщина пласта в интервале вскрытия – см (определяется по данным потокометрических и геофизических исследований).

В случае частичного вскрытия массивного трещинова – того коллектора обработку КВД производят с учетом несовершенства скважины по степени вскрытия. Для этого КВД перестраивается в координатных осях $\Delta\bar{P}_c(t) - \lg t$. Расчеты функции восстановления забойного давления $\Delta\bar{P}_c(t)$ могут быть выполнены на ЭВМ или с помощью малой вычислительной техники по приведенным ниже формулам. Последовательность определения функций $\Delta\bar{P}_c(t)$ следующая:

1. По известным величинам толщины нефтенасыщенной части пласта – H, работающей толщины h и радиуса скважины r_c, который в необсаженных скважинах принимается равным радиусу долота, а в обсаженных – радиусу обсадной колонны, с помощью графиков приложения 3 определяются величины r_a и γ (γ – показатель формы неустановившегося потока, r_a – основная координата потока).

2. Для замеренных точек КВД находят значения комплекса $\lg \frac{4\varkappa t}{r_a^2}$, предварительно оценив значение $\varkappa$ по ф-ле (5.4)

3. По графику рис.15 для каждого значения $\lg \frac{4\varkappa t}{r_a^2}$ при найденном значении γ отыскивают величины $\lg \frac{4\varkappa T}{r_a^2}$ где T – среднее время процесса роста давления.

4. Для каждого полученного значения $\lg \frac{4\varkappa T}{r_a^2}$ находят величины $\left[\frac{4\varkappa T}{r_a^2}\right]$

5. Проводят вычисления функции восстановления забойного давления $\Delta\bar{P}_c(t)$. В случае деформируемого пласта ($\alpha \neq 0$) расчет функции $\Delta\bar{P}_c(t)$ выполняется по формуле:

$$\Delta\bar{P}_c(t) = \left\{\frac{\exp[\alpha\,\Delta P_c(t)]-1}{\alpha}\cdot\exp[-\alpha\,\Delta P_c] - bq^2\right\}\left[\frac{4\varkappa T}{r_a^2}\right]^{\gamma} \qquad (5.25)$$

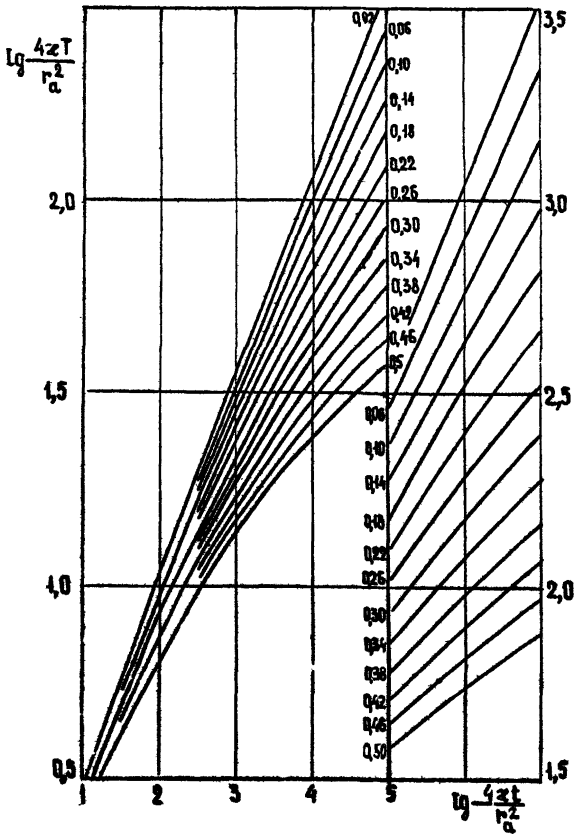


Рис. 15

Зависимость функции $\lg \frac{4\pi T}{r_a^2}$ от $\frac{4\pi t}{r_a^2}$ для $0 < \gamma \leq 0,5$

где α – параметр деформации трещин, определяемый по данным исследования скважин методом установившихся отборов (см.5.2.6),

b – коэффициент уравнения установившегося притока, учитывающий инерционные сопротивления.

6. По результатам расчета строится КВД в осях $\Delta\bar{P}_c(t) - \lg t$ и определяется уклон i_1 конечного прямолинейного участка КВД (по формуле, аналогичной 5.1).

7. Определяется значение проницаемости пласта K_0 по формуле:

$$K_0 = \frac{9{,}77\,\mu q \gamma \lg \frac{2h}{r_c}}{h \cdot \Gamma(1+\gamma)\, i_1} \qquad (5.26)$$

где q – в $м^3$/сут. в пластовых условиях.

$\Gamma(1+\gamma)$ – гамма-функция (определяется по специальным таблицам или графикам (см.приложение 3).

По найденному значению K_0 определяется пьезопроводность пласта $\varkappa$ (по формуле 5.4). Если найденное значение $\varkappa$ отличается от первоначально принятого при расчете $\Delta\bar{P}_c(t)$ более, чем в 2 раза, вычисления желательно повторить, задаваясь новым значением $\varkappa$.

Пример. Для примера взяты данные гидродинамических исследований скважины №926 верхнемеловой залежи Северный Малгобек методом восстановления давления.

Исходные данные к расчету:

$h = 6400$ см; $r_c = 5{,}7$ см; $H = 30000$ см;

$b_n = 1{,}6$; $\mu = 0{,}478$ сП; $\gamma_{пов} = 0{,}86$ т/м^3;

$\beta^* = 0{,}6 \cdot 10^{-5}$ см^2/кгс; $\alpha = 0{,}099$ см^2/кгс;

$b = 0{,}000085 \frac{кгс \cdot сут^2}{см^6}$; $q = 540$ т/сут.

Кривая восстановления давления в осях $\Delta P_c(t) - \lg t$ не имеет четко выраженного прямолинейного заключительного участка (рис.16.). Наклон касательных к заключительному участку КВД находится в диапазоне 0,5 ÷ 1,8кгс/см^2, что соответствует следующему диапазону значений проницаемости пласта K_0:

$$K_0^1 = \frac{2{,}12 \cdot 1{,}6 \cdot 540 \cdot 0{,}478}{0{,}86 \cdot 6400 \cdot 0{,}5} = 0{,}32 \text{ Д};$$

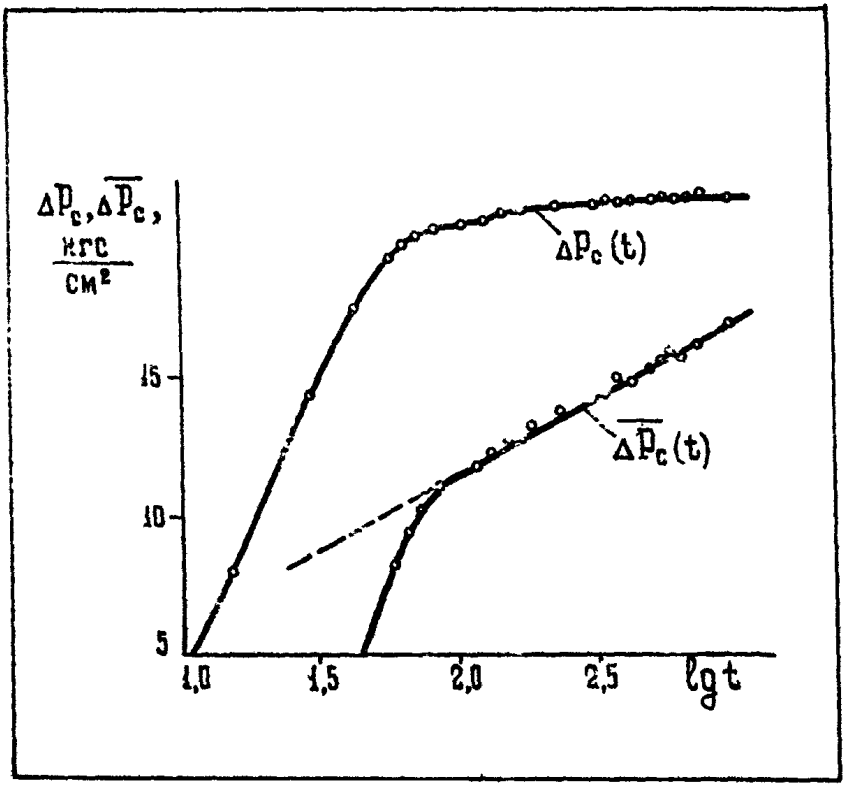


Рис.16. КВД по скважине №926 месторождения Северный Малгобек.

$$K_o^{II} = \frac{2,12 \cdot 1,6 \cdot 540 \cdot 0,478}{0,86 \cdot 6400 \cdot 1,8} = 0,09 \text{ Д:}$$

Соответственно имеем диапазон $\varkappa$:

$$\varkappa^{I} = \frac{0,32}{0,478 \cdot 0,6 \cdot 10^{-5}} = 110000 \text{ см}^2/\text{сек.}$$

$$\varkappa^{II} = \frac{0,09}{0,478 \cdot 0,6 \cdot 10^{-5}} = 30000 \text{ см}^2/\text{сек.}$$

Так как вскрыта примерно 1/5 толщины массивного пласта, то полученные значения являются лишь оценочными. Для более точного их определения дальнейшую обработку КВД необходимо выполнить с учетом искривленности нестационарного потока:

1. По графику приложения 3 для $h = 64$ м; $H = 300$м, и $r_c = 0,057$ м находим $r_u = 0,956$ м; $\gamma = 0,253$.

Рассчитаем $\lg \frac{4\varkappa}{r_u^2}$, выбрав наименьшее значение $\varkappa$ из полученного диапазона (30000см^2/сек = 3м^2/сек)

$$\lg \frac{4\varkappa}{r_u^2} = \frac{4 \cdot 3}{0,956^2} = 1,119.$$

2. Для замеренных точек КВД находятся значения комплекса $\lg \frac{4\varkappa t}{r_u^2}$: $\lg \frac{4\varkappa t}{r_u^2} = \lg t + 1,119$

3. По графику рис.15, для полученных величин $\lg \frac{4\varkappa t}{r_c^2}$ отыскиваются значения $\lg \frac{4\varkappa T}{r_u^2}$ при $\gamma = 0,253$.

4. Путем потенцирования $\lg \frac{4\varkappa T}{r_u^2}$ и возведения результата в степень $\gamma = 0,253$ находим значения функции $\left[\frac{4\varkappa T}{r_u^2}\right]^{\gamma}$

5. По формуле (5.25.) проводятся вычисления функции восстановления забойного давления $\Delta\bar{P}_c(t)$:

$$\Delta\bar{P}_c(t) = \left\{\frac{\exp[0,039\,\Delta P_c(t)] - 1}{0,039}\exp(-0,039\Delta P_c) - 0,000035 \cdot 540^2\right\}\left[\frac{4\varkappa T}{r_u^2}\right]$$

По рассчитанным величинам строится КВД в осях $\Delta\bar{P}_c(t) - \lg t$. Кривая восстановления давления в координатах $\Delta P_c(t) - \lg t$ имеет четко выраженный прямолинейный характер на заключительной стадии процесса. Наклон i_I

конечного прямолинейного участка КВД равен:

$$i_I = 5 \text{ кгс/см}^2.$$

Проницаемость пласта равна

$$K_0 = \frac{9,77 \cdot 0,478 \cdot 1,6 \cdot 540 \cdot 0,253 \cdot \lg \frac{2 \cdot 6400}{5,7}}{0,86 \cdot 6400 \cdot 0,9058 \cdot 5} = 0,137 \text{ Д}$$

Коэффициент пьезопроводности

$$\varkappa = \frac{0,137}{0,478 \cdot 0,6 \cdot 10^{-5}} = 48000 \text{ см}^2/\text{сек}.$$

5.1.6. Особенности обработки результатов исследований методом восстановления давления скважин с аномально высоким давлением.

Пласты сверхглубокого залегания характеризуются аномально высокими давлениями и большой уплотненностью.

Кривые восстановления давления, снимаемые на сверхглубоких скважинах, получаются недовосстановленными и для их обработки приводится ниже специальная методика.

Применимость методики определяется видом кривой восстановления давления, построенной в координатах ($\Delta P - \sqrt{t}$), в которых зависимость должна быть прямолинейна (рис.17). В начале исследования функция давления искажена продолжающимся притоком в скважину и этот участок кривой ($0 < t < t_{min}$) расположен над прямой, а начиная с некоторого момента времени t_{om} кривая отклоняется вниз от прямолинейной зависимости. Определение фильтрационных параметров производят следующим образом.

1) По прямолинейному участку находят уклон i по формуле

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\sqrt{t_2} - \sqrt{t_1}} \qquad (5.27.)$$

2) Находят константу C_0 по формуле

$$C_0 = \frac{i}{q} \qquad (5.28.)$$

где q – дебит скважины перед остановкой $\text{см}^3/\text{сек}$ в пластовых условиях.

3) Для однородного пласта по моменту t_{om} (сек) отклонения от прямолинейной зависимости определяют комплексный

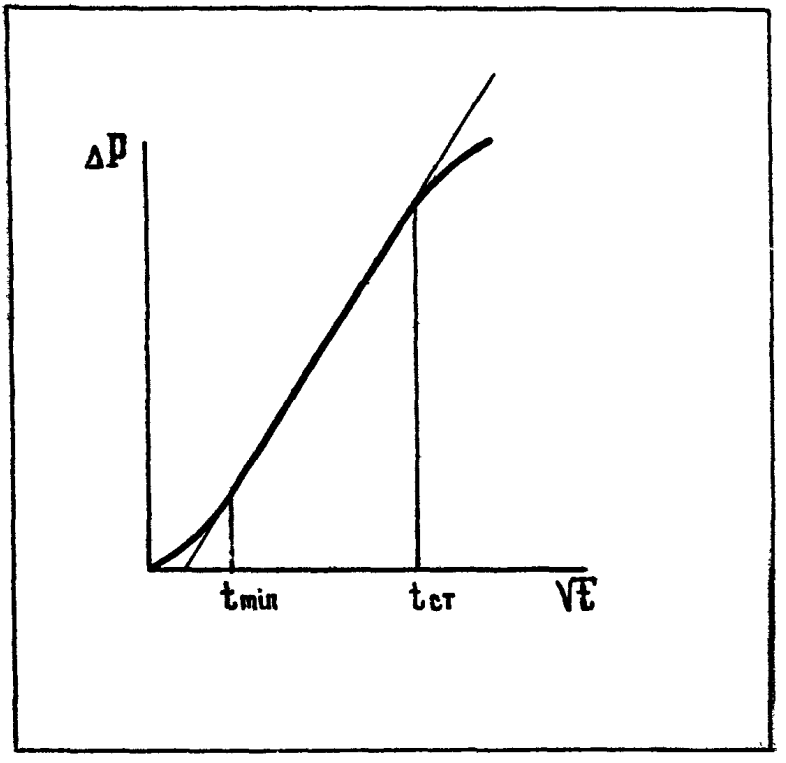


Рис. 17. Кривая восстановления давления в сверхглубокой скважине.

параметр $\frac{\varkappa}{r^2_{пр}}$

$$\frac{\varkappa}{r^2_{пр}} = \frac{0{,}02}{t_{от}} \quad \frac{1}{сек} \qquad (5.29.)$$

4) Определяется гидропроводность пласта по формуле

$$G = \frac{1}{\pi^{3/2} \cdot G_0} \sqrt{\frac{\varkappa}{r^2_{пр}}} \qquad (5.30)$$

Пример. Скважина с аномально высоким давлением работала с дебитом $Q_1 = 120$ м^3/сут. в пластовых условиях. Для получения КВД она была кратковременно остановлена и вновь включена с дебитом $Q_1 = 126$ м^3/сут. В результате кривая давления получилась недовосстановленной, а по результатам исследования получена дополнительно кривая падения давления (рис.18).

Построением КВД в координатах $\Delta p - \sqrt{t}$ (рис.19) получен прямолинейный участок (график 1), что указывает на возможность использования описанной методики обработки. Однако, вследствие кратковременности остановки, кривая получилась прямолинейной вплоть до верхней границы интервала возрастания давления, и момент отклонения $t_{от}$ по ней нельзя определить. В связи с этим производилась обработка участка падения давления (кривой 2 на рис.18).

Обработка проводилась с учетом возмущения давления в пласте, вызванного остановкой скважины.

Поправка, учитывающая остановку скважины, определялась следующим образом. Участок кривой 1 на рис.19. прямолинейно продолжен на большее время пунктирной линией 3. Эта линия перенесена на рис.18 (кривая 3), для соответствующих моментов времени.

Изменение давления на участке падения отсчитывается от момента включения скважины и определяется по расстоянию между линиями 2 и 3 на рис.18. Результаты этих отсчетов представлены на графике рис.19 кривой 2, причем для сравнения с кривой 1 дано ее зеркальное отображение (увеличение депрессии) в верхнюю полуплоскость.

В координатах ($\Delta p - \sqrt{t}$) зависимость понижения давления получилась также, как и КВД прямолинейной, что дает возможность дважды определить фильтрационные параметры пласта по одному испытанию.

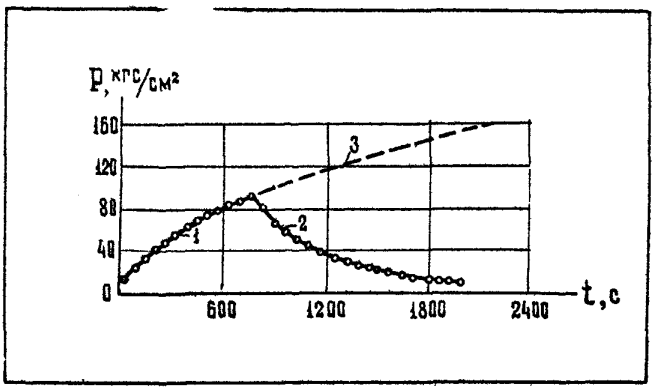


Рис.18. Изменение давления при исследовании скважины.

1.-Участок восстановления давления,

2 -участок падения давления во включенной скважине,

3 -экстраполяция КВД.

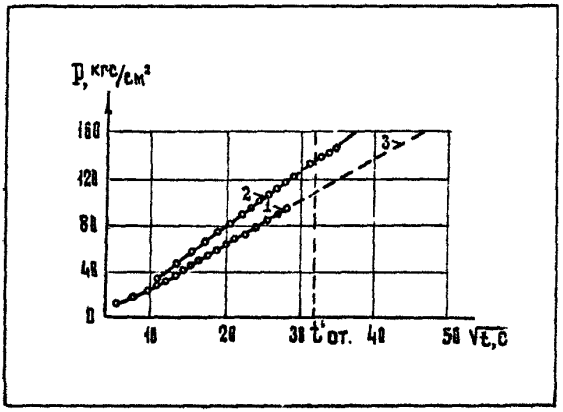


Рис.19. Обработка результатов исследований
1 - КВД, 2 - падение давления во включенной скважине, 3 - экстраполированная кривая 1 на большое время исследования.

Угловые коэффициенты кривых 1 и 2 по графику рис.19 соответственно равны

$$i_1 = \frac{7,5 - 4,5}{7,75} = 0,387$$

$$i_2 = \frac{9,3 - 5,3}{7,75} = 0,452$$

Они соответствуют разным величинам дебитов $q_{\gamma_1} = 1390$ см^3/сек., $q_{\gamma_2} = 1460$ см^3/сек.

По формуле (5.28.) определим константы C_{o_1}, C_{o_2}

$$C_{o_1} = \frac{i_1}{q_{\gamma_1}} = \frac{3,87}{810} = \frac{0,387}{1390} = 0,28 \cdot 10^{-3}$$

$$C_{o_2} = \frac{i_2}{q_{\gamma_2}} = \frac{0,452}{1460} = 0,31 \cdot 10^{-3}$$

Для дальнейших расчетов используем среднее значение $C_o = 0,295 \cdot 10^{-3} \frac{сП \cdot сек^{1/2}}{д \cdot см}$.

На кривой 2 рис.19 отмечается отход зависимости от прямолинейной в момент $t'_{am} = 1020$ сек., который вызван изменением хода пунктирной кривой 3 - фона давления. Поэтому время t'_{am} нужно увеличить на продолжительность простаивания скважины $t_n = 780$ сек. Отсюда время $t_{am} = t'_{am} + t_n = 1800$ сек. Подставляя его значение в формулу (5.29.) находим комплексный параметр

$$\frac{\varkappa}{\gamma^2_{пр}} = \frac{0,02}{1800} = 0,111 \cdot 10^{-4} \frac{1}{сек.}$$

Далее по формуле (5.30.) определяем гидропровод - ность пласта

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{\pi^{3/2} \cdot 0,295 \cdot 10^{-3}} \sqrt{0,111 \cdot 10^{-4}} = 2,04 \frac{Дсм}{сП}$$

5.1.7. Использование результатов исследований скважин методом восстановления давления для качественных и количественных оценок неоднородности пластов.

В практике гидродинамических исследований часто встречаются случаи, когда кривые восстановления давления, построенные в полулогарифмических или преобразованных координатах, имеют два или более прямолинейных участков, что

может объясняться влиянием зональной неоднородности пластов (наличием непроницаемых границ или границ резкого изменения фильтрационных характеристик пластов).

В этих случаях по начальному участку КВД определяются параметры пластов вблизи скважины (методами, изложенными в разделах 5.1.1, ÷ 5.1.6), а по остальным участкам определяются геометрические свойства непроницаемых границ и границ зон с различными свойствами. В ряде случаев по этим данным можно оценить фильтрационные параметры этих зон.

Последовательность операций при обработке кривых восстановления давления макро-неоднородных пластов следующая:

1. Кривые восстановления давления строятся в координатах соответствующих методов обработки.

2. По форме кривой восстановления давления и данным геолого-промысловых, геофизических и др. исследований предполагается модель-схема неоднородного пласта.

3. По начальному прямолинейному участку кривой восстановления давления определяются фильтрационные параметры окрестности исследуемой скважины.

4. По методам, соответствующим выбранным моделям пластов, определяются геометрические параметры границ, разделяющих неоднородные зоны пласта, и оцениваются фильтрационные параметры соседних зон, согласно руководству [3] .

5. При больших различиях в параметрах неоднородного пласта (фильтрационных и геометрических), полученных по кривой восстановления давления и по результатам других видов исследований, проводится более тщательный анализ формы кривой изменения давления и уточняется схема неоднородного пласта для выбора соответствующего способа обработки.

5.2. Обработка результатов исследований скважин методом установившихся отборов.

5.2.1. Основные типы индикаторных диаграмм.

Основные типы индикаторных диаграмм, встречающиеся в практике исследований, приведены на рис. 20 .

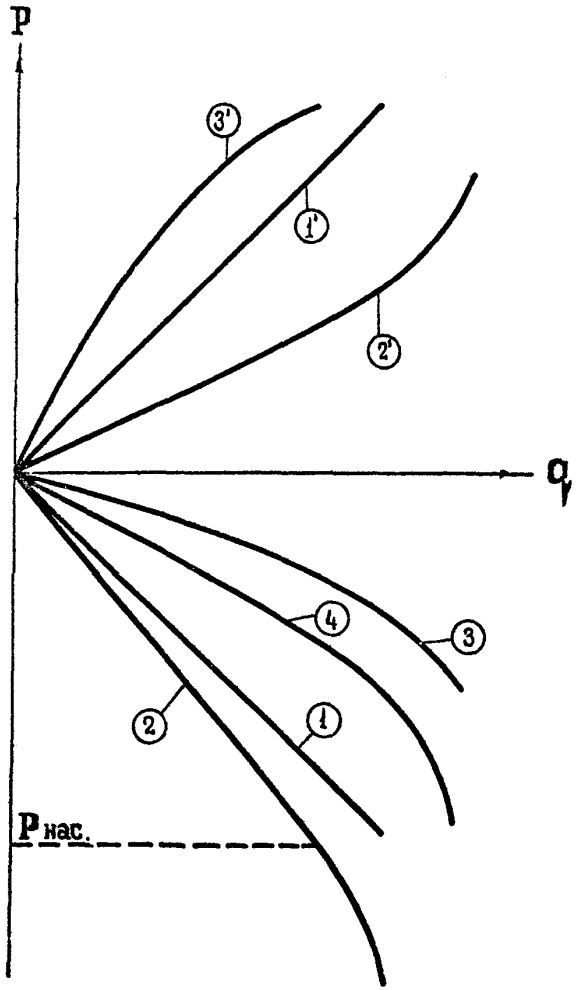


Рис. 20

Характерные типы индикаторных диаграмм.
1,2,3,4 - для добывающих скважин.
1', 2', 3' - для нагнетательных скважин.

Чаще всего диаграммы имеют прямолинейную форму (1) и характеризуют линейный характер фильтрации в пласте и независимость фильтрационных характеристик пластов в при - забойной зоне от давления или скорости фильтрации в диапазоне режимов эксплуатации, реализуемых при исследованиях.

Диаграмма типа 2 (прямолинейная в диапазоне забойных давлений ($P_{заб.}$) выше давления насыщения ($P_{нас.}$) и криволинейная с выпуклостью к оси дебитов в диапазоне $P_{заб} < P_{нас.}$ характерна для фильтрации в пласте газированной жидкости.

Диаграммы с выпуклостью к оси дебитов при $P_{заб.} > P_{нас.}$ (3) указывают на наличие зависимости проницаемости коллектора от давления (трещиноватый пласт), или на нарушение ламинарности фильтрационного потока в пласте, или на совместное проявление этих факторов.

Диаграмма 4 указывает на проявление фактора нарушения ламинарности потока или деформации трещинных каналов лишь при достижении определенных критических величин ско - рости фильтрации или забойного давления.

Проявление фактора деформации трещинных каналов при нагнетании в пласт рабочих агентов характеризуются диаграммой, имеющей форму 3', а указанием на нарушение линейного закона фильтрации в этом случае (при нагнетании) является наличие выпуклости на диаграмме, обращенной к оси дебитов.

Методика обработки индикаторных диаграмм выбирается в зависимости от их формы с учетом (при необходимости) имеющейся информации о характере коллекторов.

5.2.2. Оценка гидродинамического совершенства скважин.

При обработке результатов исследований методом установившихся отборов для определения гидропроводности пласта в районе скважины необходимо независимым путем оценить степень гидродинамического совершенства скважины. Такая оценка приближенно может быть произведена по методу В.И. Щурова. В этом методе по данным о степени вскрытия пласта;

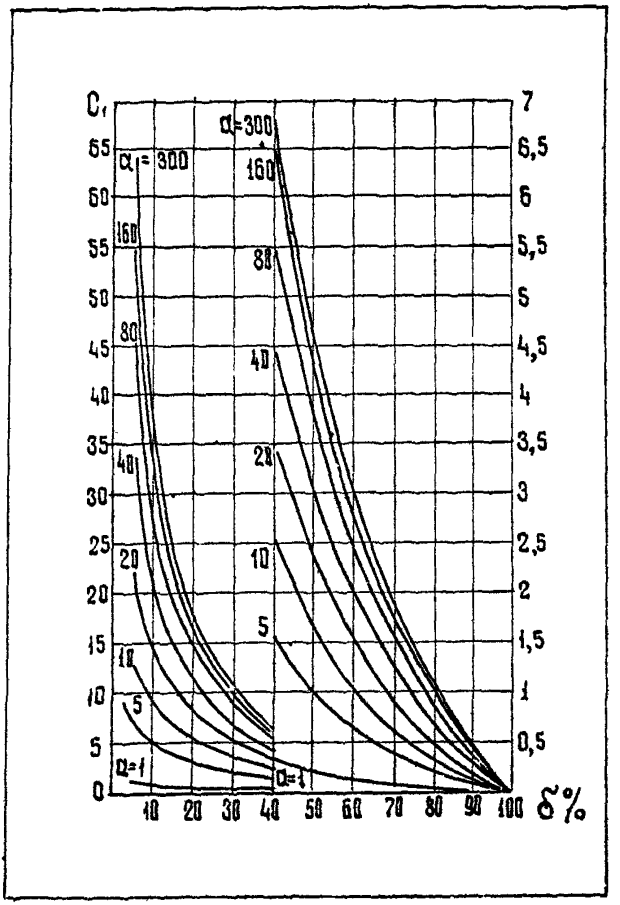


Рис.21.

Поправка на несовершенство скважины по степени вскрытия $a = h/\mathcal{D}_c$, $\delta = 100\, b/h$, где

h – эффективная толщина пласта

$\mathcal{D}_c$ – диаметр скважины по долоту

b – вскрытая толщина пласта

а также о глубине, диаметре и количестве перфорационных каналов, оцениваются величины поправок, которые следует вводить в уравнение притока к скважине.

Поправка C_1 учитывает несовершенство скважины по степени вскрытия пласта и определяется по графикам (рис.21.) в зависимости от величин $\alpha = \frac{h}{D_c}$ и $\delta = \frac{\delta_n}{h} \cdot 100\%$,

где h – эффективная толщина пласта,

δ_n – перфорированная толщина пласта,

D_c – диаметр скважины по долоту.

Поправка C_2, учитывающая несовершенство скважины по характеру вскрытия, определяется по графикам (рис.22а, б, в, г, д) в зависимости от параметров: nD_c, $d = \frac{d'}{D}$ и $l = \frac{l'}{D_c}$

где n – число перфорационных отверстий на 1 п.м. вскрытого интервала,

d' – диаметр перфорационных каналов,

l' – средняя глубина каналов.

Все величины, имеющие размерность длины (h, D_c, d', l', δ_n) выражаются в метрах.

С учетом поправок C_1 и C_2 уравнение установившегося притока жидкости к скважине принимает вид

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot \Delta p}{\mu(\ln R_к/r_c + C_1 + C_2)} = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu \ln R_к/r_{пр}} \qquad (5.31.)$$

где r_c – действительный радиус скважины.

Приведенный радиус $r_{пр}$ определяется из соотношения

$$r_{пр} = r_c \cdot e^{-C} \qquad (5.32)$$

где $C = C_1 + C_2$; $e = 2,718$

5.2.3. Обработка индикаторных диаграмм, имеющих прямолинейную форму.

5.2.3.1. Однопластовый объект.

В случае прямолинейной индикаторной диаграммы для однопластового объекта (или для суммы объектов) определяются значения коэффициента продуктивности скважины и коэффициента гидропроводности пласта (после предварительной оценки поправок C_1 и C_2 на несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия пласта).

Если данные промысловых исследований представлены в

Подрисуночные надписи к рис.22
а , б , в , г , д.

Поправка на несовершенство по характеру вскрытия

n - число отверстий на погонный метр

D_c - диаметр скважины по долоту в м, $\ell = \frac{\ell'}{D}$, где

ℓ' - глубина отверстия в породе.

$\alpha = \frac{d'}{D_c}$, где d' - диаметр отверстий.

Кривые 1 для $\alpha = 0,02$
-"- 2 " $\alpha = 0,04$
-"- 3 " $\alpha = 0,06$
-"- 4 " $\alpha = 0,08$
-"- 5 " $\alpha = 0,10$
-"- 6 " $\alpha = 0,12$
-"- 7 " $\alpha = 0,14$
-"- 8 " $\alpha = 0,16$
-"- 9 " $\alpha = 0,18$
-"- 10 " $\alpha = 0,20$

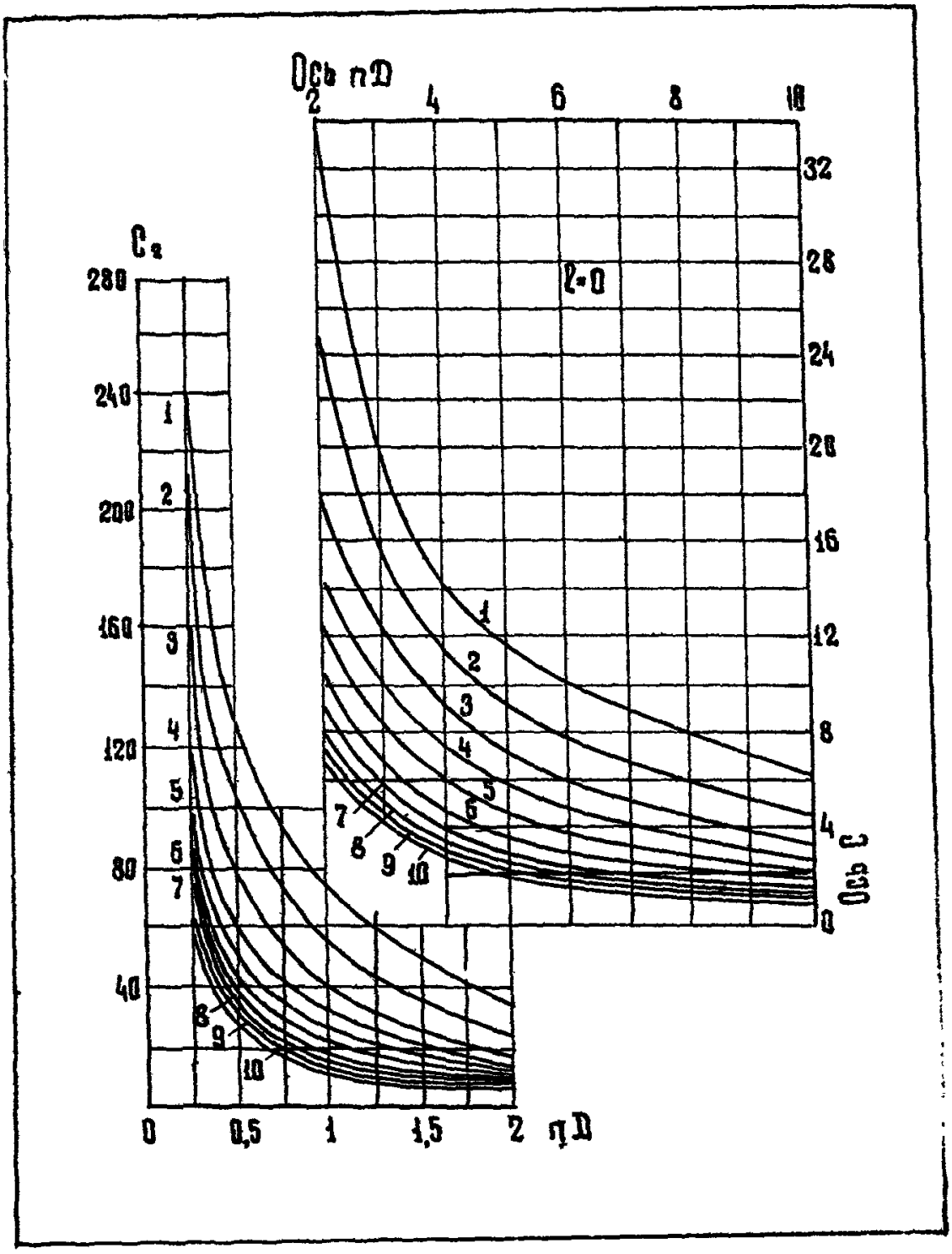

Ось nD
2
4
6
8
10
32
28
24
20
16
12
8
4
0
Ось C
l=0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
C₂
280
240
200
160
120
80
40
0
0,5
1
1,5
2
nD

Рис.22а

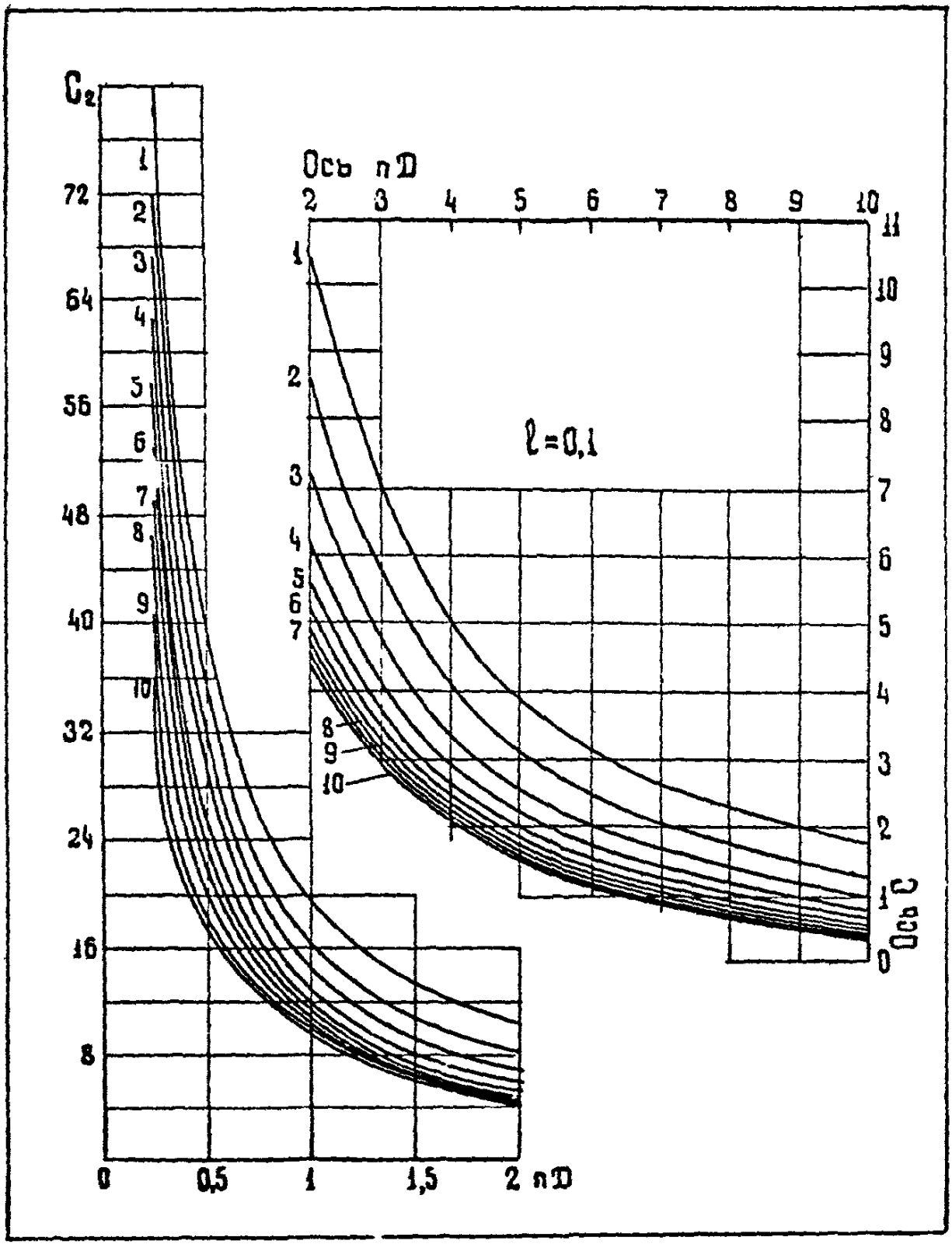

C_2
72
64
56
48
40
32
24
16
8
0
0,5
1
1,5
2 nD
Ось nD
2 3 4 5 6 7 8 9 10 11
l=0,1
Ось C

Рис. 22 б.

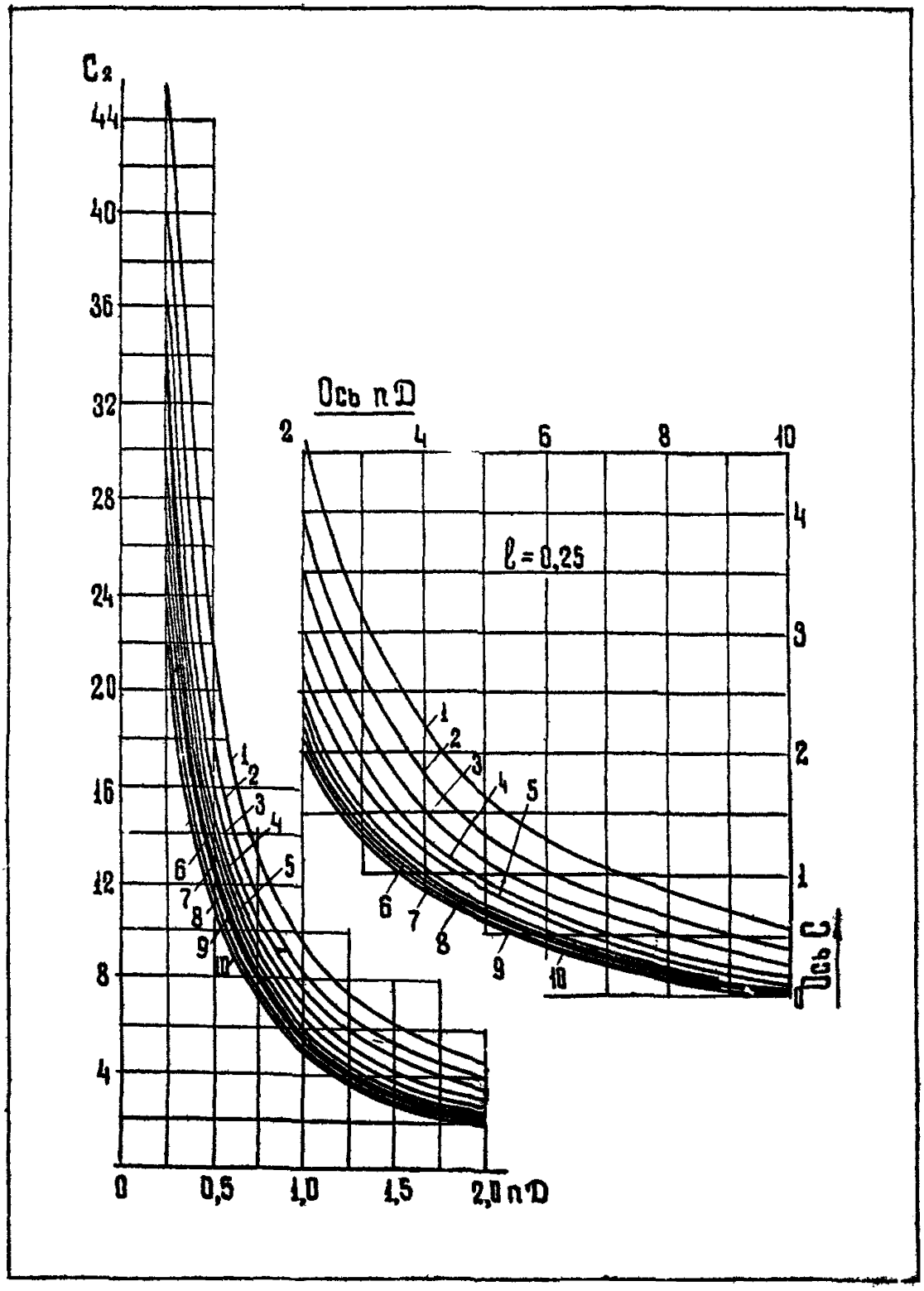

C₂
44
40
36
32
28
24
20
16
12
8
4
0
0,5
1,0
1,5
2,0
nD
Ось nD
2
4
6
8
10
ℓ = 0,25
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
Ось C

Рис.22 в.

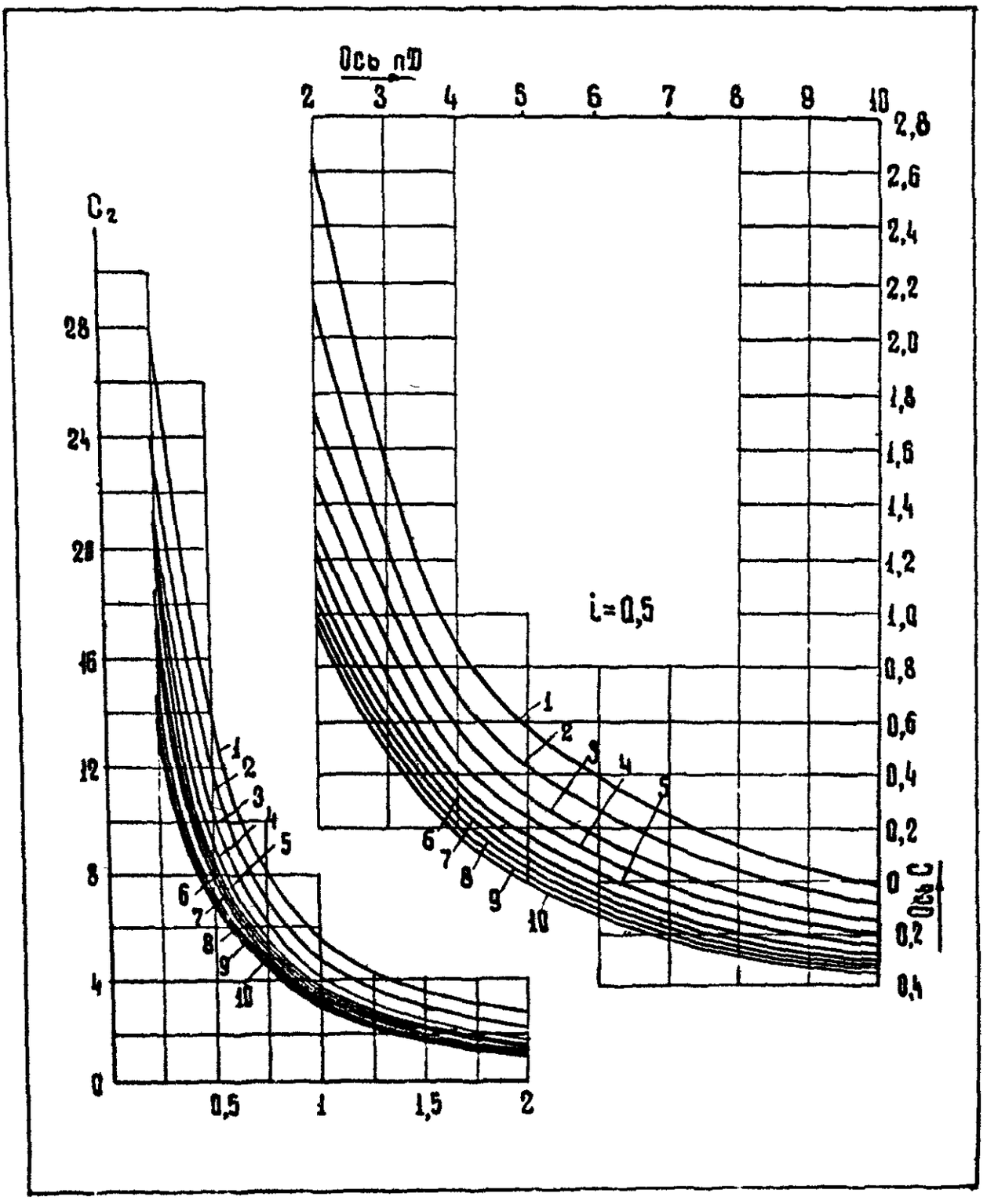

Ось nD
2 3 4 5 6 7 8 9 10
2,8 2,6 2,4 2,2 2,0 1,8 1,6 1,4 1,2 1,0 0,8 0,6 0,4 0,2 0 0,2 0,4
Ось C
C₂
28 24 20 16 12 8 4 0
0,5 1 1,5 2
i=0,5
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Рис.22г.

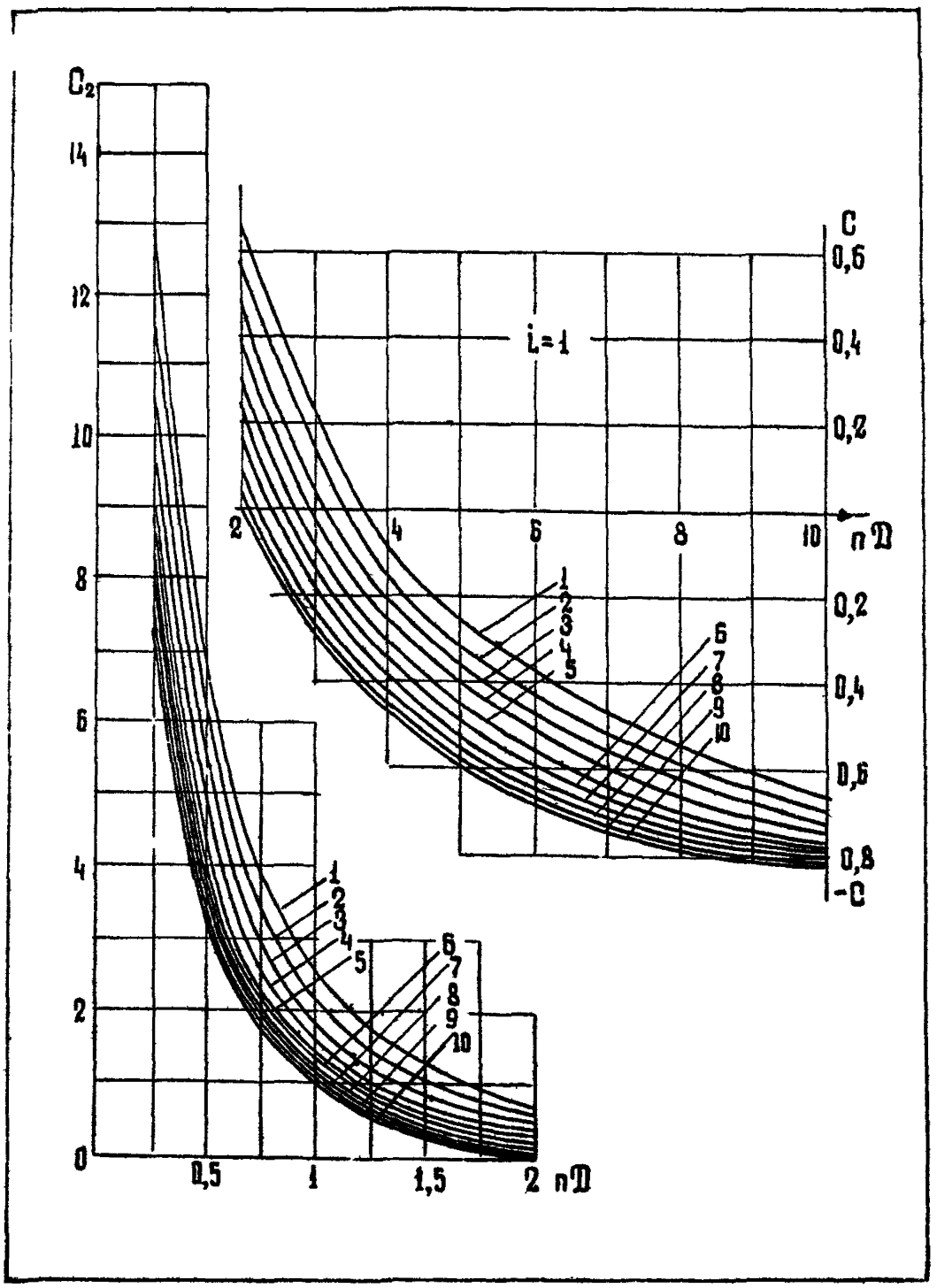

C₂
14
12
10
8
6
4
2
0
0,5
1
1,5
2 nD
i=1
C
0,6
0,4
0,2
2
4
6
8
10
nD
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
0,2
0,4
0,6
0,8
-C

Рис.22 д.

табличной форме (см.табл.5), то по ним строится индикаторная диаграмма (см.рис.23.) в координатах дебит - забойное давление или дебит - депрессия ΔP ($\Delta P = P_{пл.} - P_{заб.}$).

По диаграмме определяется коэффициент продуктивности.

$$K = \frac{Q}{\Delta P} = tg\varphi \qquad (5.33)$$

где φ - угол, составляемый индикаторной линией с осью давлений.

Гидропроводность пласта определяется по формуле

$$\kappa = \frac{K_{пл} \left(\ln \frac{\sigma}{r_c} + C_1 + C_2 \right)}{2\pi} \quad \frac{д.см.}{сП} \qquad (5.34.)$$

где σ - половина среднего расстояния между скважиной и ближайшими соседними - см,

r_c - действительный радиус скважины - см,

$K_{пл}$ - коэффициент продуктивности $\frac{см^3 \cdot см^2}{сек \cdot кгс}$ в пластовых условиях.

Пример. Определить гидропроводность пласта в районе скважины, имеющей индикаторную диаграмму, приведенную ра рис.23

$$K = tg\varphi = 16 \frac{т \cdot см^2}{сут \cdot кгс}$$ при

следующих исходных данных:

σ = 250 м; D_c = 0,3 м; h = 12 м; δ = 50%;
l' = 30мм; d' = 12мм; $\mu_н$ = 3,8 сП; b = 1,1;
$\gamma_н$ = 0,86 т/м^3.

1. Определим величину $K_{пл.}$

$$K_{пл.} = K \cdot \frac{b_н \cdot 10^6}{\gamma_{нас.} \cdot 86400} =$$

$$= 16 \cdot \frac{1,1 \cdot 10^6}{0,86 \cdot 86400} = 236,8 \frac{см^3}{сек} \cdot \frac{см^2}{кгс}$$

2. Определим поправки C_1 и C_2 .

$$a = \frac{h}{D_c} = \frac{12}{0,3} = 40. \quad \delta = \frac{6}{12} \cdot 100 = 50\%$$

по графику (рис.21.) $C_1 = 3$.

$$l = \frac{l'}{D_c} = \frac{30}{300} = 0,1; \quad d = \frac{d'}{D_c} = \frac{12}{300} = 0,04$$

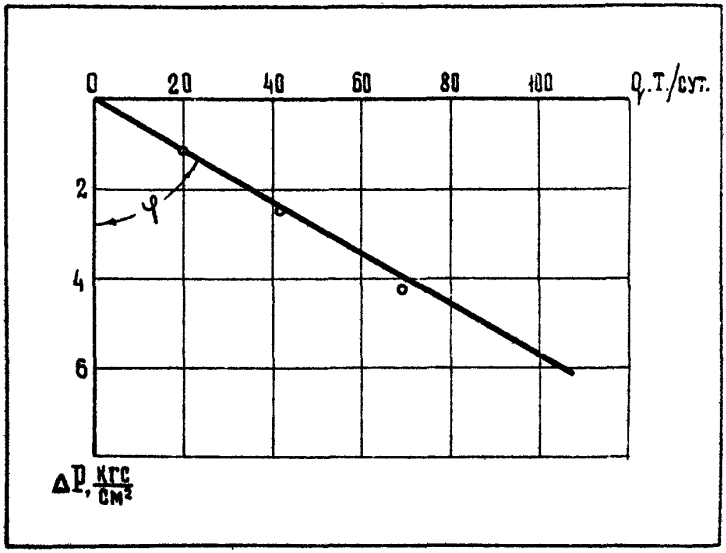


Рис. 23 Индикаторная диаграмма.

$nD_c = 10 \cdot 0{,}3 = 3$. По графику (рис.225) $C_2 = 5{,}7$.

Определим δ по формуле (5.34.)

$$\delta = \frac{236{,}8 \cdot \left(\frac{250}{0{,}15} + 3 + 5{,}7 \right)}{2 \cdot 3{,}14} = 607 \frac{Д \cdot см}{сП}$$

5.2.3.2. Многопластовый объект.

Для получения фильтрационных параметров методом установившихся отборов на многопластовом объекте помимо измерений забойных давлений необходимо провести измерение дебитов каждого пласта глубинным дебитомером (см.4.2.) на нескольких устансвившихся режимах работы скважины. Данные о забойных давлениях и дебитах пластов приводятся в виде таблицы 12 и графика рис.24.

Таблица 12

№ режимов	Забойное давление кгс/см²	дебит, т/сут. пласт 1 q_1	пласт II q_2	пласт III q_3	суммарный $q_{сум}$
1	175	61,2	43	86,8	191
2	176,6	51	35	76	162
3	179,1	35	21	59	115
4	181,7	19	7	43	69

На рис.24, приведены диаграммы трех пластов и суммарная диаграмма скважины. Экстраполируя каждую диаграмму до пересечения с осью ординат, можно найти пластовое давление каждого пласта. Суммарная индикаторная диаграмма пересекает ось ординат в точке $P_{пл.} = 185{,}5$ кгс/см². При таком давлении при суммарном поверхностном дебите скважины, равным нулю, в скважине существует переток. Приток из пласта III составляет 17 т/сут, и равен суммарной приемистости пласта 1 (4 т/сут.) и пласта II (13 т/сут.).

Как и в случае однопластового объекта, коэффициент продуктивности К для каждого пласта многослойного объекта численно равен тангенсу угла между индикаторной линией этого пласта и осью ординат. Так, в примере $K_1 = tg\,\varphi_1 = 6{,}28$;

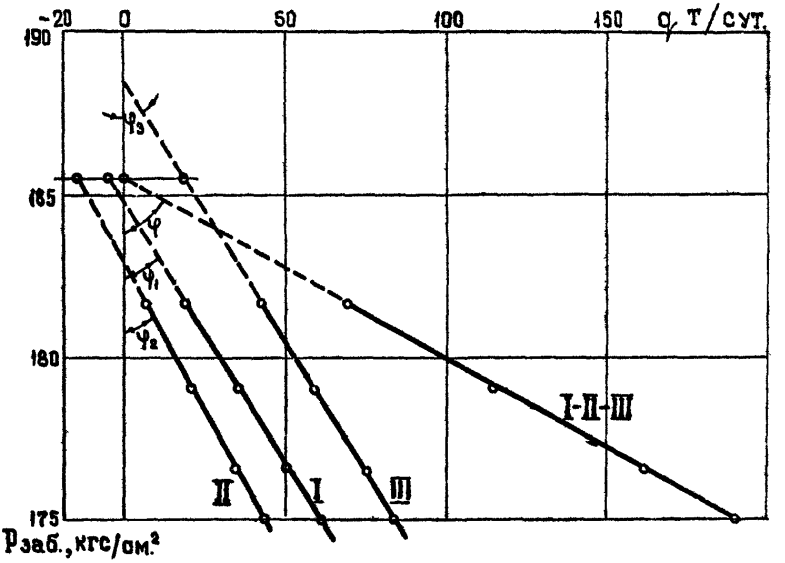


Рис. 24 . Индикаторные диаграммы для трехпластового объекта.

$K_2 = tg\,\varphi_2 = 5{,}37$; $K_3 = tg\,\varphi_3 = 6{,}67$; $K_{сум.} = tg\,\varphi = 18.2$

Найдя значения продуктивностей, величины гидропроводности для каждого пласта можно рассчитать по формуле 5.34. Величина поправки С для каждого пласта определяется отдельно.

5.2.4 Совместная обработка индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления.

Совместная обработка индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления даёт возможность определить коэффициент гидродинамического совершенства скважины и сделать оценку приведенного радиуса скважины и пьезопроводности пласта только по результатам гидродинамических исследований (без использования данных, полученных другими методами).

По исследованиям методом КВД (см. 5.11) известны коэффициент гидропроводности пласта δ ($\frac{Д \cdot см}{сп}$) и параметр В ($\frac{1}{сек}$), по индикаторной диаграмме известен коэффициент продуктивности скважины К ($\frac{м^3}{сут \cdot кгс/см^2}$).

Поскольку для большинства случаев индикаторная линия прямолинейная, то коэффициент продуктивности может быть определен по одной точке

$$K = \frac{q}{P_{пл.} - P_{заб.с.}}$$

где $P_{пл.}$ – пластовое давление, определяемое при восстановления давления, кгс/см^2.

Коэффициент гидродинамического совершенства определяется по формуле

$$\eta = \frac{K}{0{,}236\,\delta}\,lg\frac{\delta}{r_c} \qquad (5.35.)$$

Приведенный радиус скважины оценивается по формуле

$$r_{пр.} = \frac{\delta}{10^{\frac{0{,}23\,\delta}{\chi}}} \qquad (5.36)$$

Значение пьезопроводности оценивается по зависимости

$$\chi = B\,r_{пр}^2 \qquad (5.37)$$

Пример. Известно, что $\delta = 217\ \frac{Д \cdot см}{с\,П}$, $B = 21510\ 1/$

сек, $\sigma = 10^4$см, $K = 11{,}2\ \frac{м^3\ см2}{сут.кгс.}$, $r_c = 15$ см.

По формуле (5.35.) находим коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\eta = \frac{11{,}2}{0{,}236 \cdot 217}\ \lg\frac{10^4}{15} = 0{,}615.$$

По формуле (5.36) оцениваем приведенный радиус

$$r_{пр} = \frac{10^4}{10^{\frac{0{,}236 \cdot 217}{11{,}2}}} = 0{,}27\ см.$$

По формуле (5.37) оцениваем пьезопроводность

$$\varkappa = 21510 \cdot 0{,}27^2 = 1570\ см^2/сек.$$

5.2.5. Обработка данных исследований методом установившихся отборов при фильтрации в пласте газированной жидкости.

При фильтрации газированной жидкости экспериментальная зависимость $q = f(\Delta P)$ преобразовывается в зависимость $q = f(H)$, где H – функция Христиановича, определяемая формулой

$$H = \int_{P}^{P_{нас.}} \frac{f_н(S_н)}{\mu_н(P)\, b(P)}\, dP \qquad (5.38.)$$

где P – текущее давление на забое скважины, кгс/см^2,

$P_{нас.}$ – давление насыщения нефти газом, кгс/см^2,

$f_н(S_н)$ – относительная проницаемость для нефти (функция от нефтенасыщенности – $S_н$),

$\mu_н(P)$ и $b(P)$ – вязкость и объемный коэффициент нефти (функции от давления – P).

Если в районе исследуемой скважины реализуется линейный закон фильтрации, то зависимость $q(H)$ является прямолинейной и дальнейшая ее обработка совершенно аналогична изложенной в 5.2.3.

Построение функции H (P) производят с использованием данных лабораторных исследований зависимостей вязкости и объемного коэффициента нефти от давления, коэффициента растворимости газа и относительных проницаемостей для нефти и газа. Данные об относительной проницаемости нельзя непос-

редственно использовать по формуле (5.38.),поскольку она зависит от нефтенасыщенности. Поэтому устанавливают вначале соотношение между нефтенасыщенностью и давлением из уравнения

$$\frac{G-\lambda(P)}{b(P)\cdot b_r(P)}\cdot\frac{\mu_r(P)}{\mu_н(P)}=\frac{f_r(S_н)}{f_н(S_н)}, \qquad (5.39.)$$

в котором левая часть зависит от давления, правая - от нефтенасыщенности,

где G - газовый фактор,

λ - коэффициент растворимости.

Один из возможных методов решения уравнения (5.39.) графический. По диаграмме относительных проницаемостей строят график отношения $\frac{f_r}{f_н}(S_н)$ - правую часть уравнения (5.39.). Для конкретных величин давлений вычисляют левую часть уравнения (5.39.) по значениям $\lambda(P)$, $\mu_r(P)$ и другим, а результат расчета принимают за ординату графика $\frac{f_r}{f_н}$, по абсциссе которого находят нефтенасыщенность $S_н$. Из проведенного таким образом решения уравнения (5.39.) получают зависимость между P и $S_н$.

Числитель подинтегральной функции H (P) определяют по двум графикам. В начале из зависимости P ($S_н$) по величине давления находят нефтенасыщенность, по которой из диаграммы относительных проницаемостей определяют $f_н(S_н)$. Функцию Христиановича H (P) получают численным интегрированием. Приведенные функции Христиановича к размерности давления производится домножением на параметры пласта при давлении насыщения

$$\bar{H}(P)=\mu_{нас.}\cdot b_{нас.}\,H(P) \qquad (5.40.)$$

Пример. Использованы результаты исследования скв.840 девонского пласта Туймазинского месторождения (см. рис.25 кривая 1). Давление насыщения пластовой нефти составляет 96 кгс/см^2.

По диаграмме относительных проницаемостей (рис.26) строятся зависимость отношения проницаемостей по газу и по нефти от нефтенасыщенности $S_н$ (рис.27), т.е. правая часть уравнения (5.39.). Левая часть вычисляется по свойствам

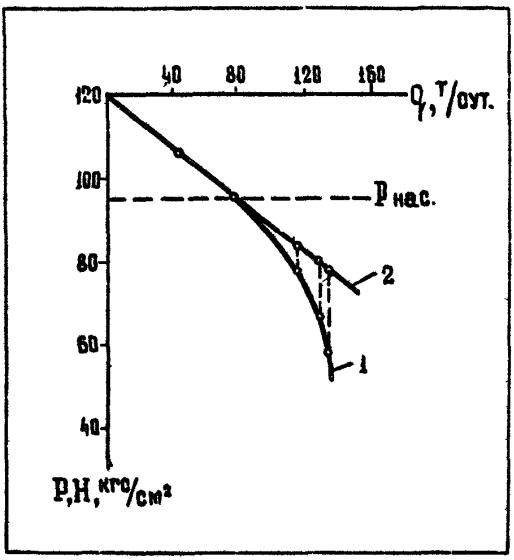


Рис.25.

Индикаторная диаграмма по скв.840 Туймазинского месторождения:
1 – в координатах q – P ,
2 – в координатах q – H .

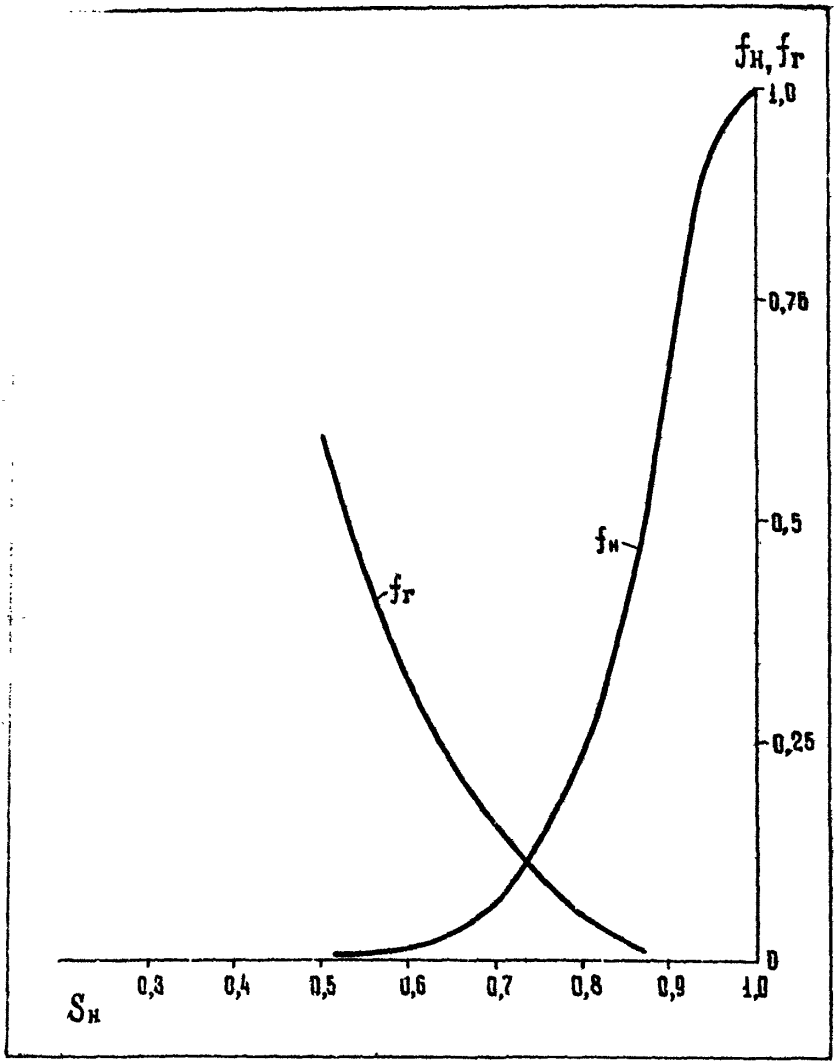


Рис.26
Диаграмма относительных проницаемостей
(Туймазинское месторождение)

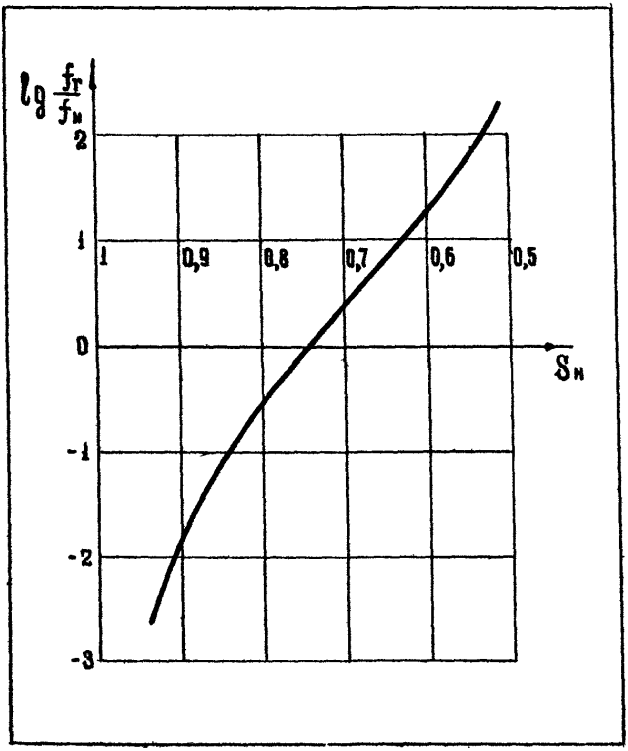


Рис.27. Зависимость отношения фазовых проницаемостей для газа и нефти от нефтенасыщенности.

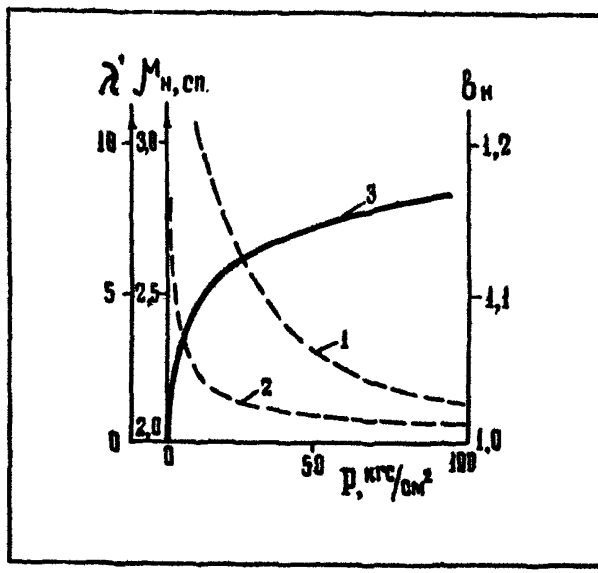


Рис.28.

Опытные зависимости $\mu_н$ (1), λ' (2) и $B_н$ (3) от давления.

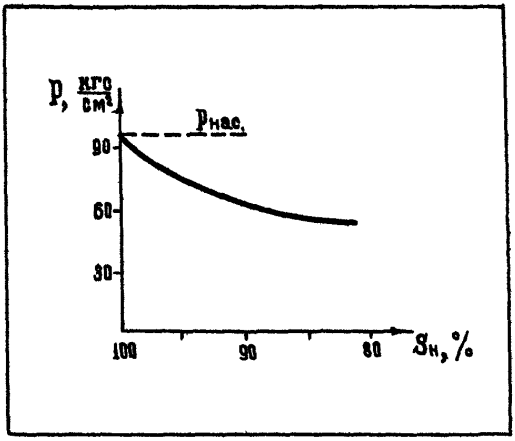


Рис.29

Связь между текущим давлением и нефтенасыщенностью.

нефти и газа, опытные зависимости которых приведены на рис. 28. Вязкость газа принята по кривым изменения абсолютной вязкости азота, а объемный коэффициент газа – в соответствии с законом Бойля-Мариота. По уравнению 5.39 установлена зависимость между давлением и нефтенасыщенностью (рис 29.).

Далее производится построение функции H(P). Интервал изменения давления ниже давления насыщения разбивается на участки (необязательно с равным шагом) – см. табл.13, графы 1,2.

Из графика (рис.29.) определяются значения нефтенасыщенности (столбец 3). По диаграмме относительных проницаемостей (рис.26) находятся относительные проницаемости для нефти (столбец 4).

Определяются безразмерные вязкость и объемный коэффициент нефти

$$\tilde{\mu}_н = \frac{\mu_н}{\mu_{нас.}}, \quad \tilde{b} = \frac{b_н}{b_{нас.}}$$

где $\mu_н$, b, $\mu_{нас.}$, $b_{нас.}$ – параметры при давлении соответственно меньшем и равном давлению насыщения.

Они взяты по рис.28 и указаны в столбцах 5,6.

По столбцам 4,5,6 вычисляется подинтегральная функция

$$\frac{\partial \bar{H}}{\partial p} = \frac{f_н(S_н)}{\tilde{\mu}_н \cdot \tilde{b}}$$ (столбец 7).

Саму функцию находят численным интегрированием по формуле

$$\Delta \bar{H}_к = \sum_{i=1}^{к} \frac{\partial \bar{H}_i}{\partial p} \Delta p \qquad (5.41.)$$

Для этого перемножают столбцы 2 и 7 и определяют накапливаемую сумму произведений для меньших депрессий. Так,

$$\Delta \bar{H}_1 = 0 \cdot 1 = 0$$
$$\Delta \bar{H}_2 = \Delta \bar{H}_1 + 6 \cdot 0{,}757 = 4{,}5$$
$$\Delta \bar{H}_3 = \Delta \bar{H}_2 + 16 \cdot 0{,}65 = 11$$

и т.д.

Результаты интегрирования приведены в столбце 8.

В опытную нелинейную индикаторную диаграмму (рис.25 кривая 1) вносят поправку, поднятием каждой ее точки (из интервала $P < P_{нас.}$) на величины $(\Delta P - \Delta \bar{H})$, приведенные

в столбце 9 табл.13.

По углу наклона прямой 2 определяют коэффициент продуктивности. В данном случае

$$K = 3{,}26 \frac{т \cdot см^2}{сут \cdot кгс}.$$

Таблица 13

Обработка результатов исследования скважин методом установившихся отборов при фильтрации газонефтяной смеси.

	P, кгс/см²	$\Delta P = P_{нас} - P$, кгс/см²	$S_н$	$f_н(S_н)$	$\bar{M}_н$	$\bar{b}$	$\frac{f_н}{\bar{M}_н \bar{b}}$	ΔH, кгс/см²	$\Delta P - \Delta H$, кгс/см²
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	96	0	1	1	1	1	1	0	0
2	90	6	0,99	0,96	1,28	0,99	0,757	4,5	1,5
3	60	16	0,97	0,94	1,5	0,97	0,65	11	5
4	70	26	0,93	0,83	1,86	0,95	0,47	16,7	9,3
5	60	36	0,88	0,53	2,21	0,91	0,264	18,3	17,7
6	50	46	0,76	0,2	2,79	0,872	0,0825	19,1	26,9

5.2.6. Обработка данных исследований трещиноватых коллекторов.

Особенность исследований скважин, вскрывших трещиноватые коллектора, состоит в проявлении нелинейно-упругих эффектов и инерционных сил сопротивлений.

Их влияние сказывается на форме индикаторных кривых, по которым оценивают количественные характеристики коллекторов. К таким характеристикам относятся коэффициент деформации пласта β, коэффициент инерционных сопротивлений при переходе от ламинарного течения жидкости к турбулентному - b, и начальный коэффициент продуктивности скважин для малых депрессий - $K_{нач.}$ (в начале индикаторной линии при $\Delta P_c = 0$).

Прямолинейный вид индикаторной диаграммы указывает на отсутствие деформации трещин и инерционных сопротивлений. Коэффициент продуктивности такой скважины является величи-

ной постоянной, а коэффициенты „α" и „β" равны нулю. Нелинейный характер индикаторной диаграммы указывает на зависимость фильтрационных свойств пласта и скважины и, в частности, коэффициента продуктивности, от давления.

Криволинейную индикаторную линию обрабатывают в следующей последовательности.

1. Строят графическую зависимость отношения депрессии к дебиту в координатных осях $\frac{\Delta P_к}{q} - q$. Возможны два основных случая.

а. Индикаторная линия (см.рис.30а) спрямляется после ее перестроения в координатах $\frac{\Delta p}{q} - q$ (см.рис.30б). Такой характер преобразованной индикаторной кривой указывает на отсутствие деформации трещин ($\delta = 0$). По углу наклона прямой и отсекаемому отрезку на оси $\frac{\Delta p}{q}$ определяют коэффициенты a, b двучленного (квадратичного) закона фильтрации

$$\Delta p = aq + bq^2 \qquad (5.42)$$

Начальный ($K_{нач.}$) и текущий (К) коэффициенты продуктивности скважины определяются по формулам

$$K_{нач} = \frac{1}{a} \qquad (5.43)$$

$$K = \frac{1}{a + b} \qquad (5.44)$$

б. Индикаторная линия (см.рис.31а) в преобразованных координатах $\frac{\Delta p}{q} - q$ криволинейна (рис.31б кривая 1). Коэффициент деформации δ в этом случае отличен от нуля. Он может быть определен по трем точкам исходной индикаторной кривой ($q_i, \Delta p_i$, $i = 1,2,3$) решением следующего трансцендентного уравнения.

$$\Psi(\delta) = B\Delta\Phi_1 - A\Delta\Phi_2 - C\Delta\Phi_3 = 0 \qquad (5.45)$$

где
$$A = q_2 q_3 (q_3 - q_2)$$
$$B = q_1 q_3 (q_3 - q_1) \qquad (5.45)^1$$
$$C = q_1 q_2 (q_2 - q_1)$$

$$\Phi = \frac{1 - e^{-\delta \Delta p_i}}{\delta} \qquad (5.46)$$

Один из методов решения уравнения 5.45 графический, по которому, задаваясь различными величинами δ, строят график функции $\Psi(\delta)$ (см. рис.32). Искомое значение δ опре-

деляется как абсцисса точки пересечения графика с горизонтальной осью. Для повышения достоверности операцию определения α из решения уравнения (5.45) следует повторить для нескольких троек точек и результаты осреднить.

По найденному коэффициенту деформации α вычисляют для всех точек индикаторной кривой величины $\Delta\Phi$ (по формуле (5.46). Строят зависимость отношения $\frac{\Delta\Phi}{q}$ от дебита, которая должна быть прямолинейной (см.рис.31б,линия 2). По углу наклона прямой находят коэффициент инерционного сопротивления „b", а по отсекаемому отрезку на оси $\frac{\Delta\Phi}{q}$ коэффициент „a", входящие в уравнение (5.47) для квадратичного закона фильтрации

$$\Delta\Phi = aq + bq^2 \qquad (5.47).$$

Полученные значения α , a , и b используются для расчета начального и текущего коэффициентов продуктивности скважины.

$K_{нач}$, определяется по ф-ле (5.43)

$$K_{тек} = \frac{-\alpha q}{\ln[1-\alpha(aq+bq^2)]} \qquad (5.48)$$

Пример 1. Добывающая скважина №83 месторождения Эльдарово исследована методом установившихся отборов. Индикаторная линия имеет криволинейную форму с выпуклостью, обращенной к оси дебитов (рис.30а). После перестроения в координатных осях $\frac{\Delta\Phi}{q}$ - q зависимость перешла в прямолинейную (рис.30б.). Это указывает на отсутствие деформативных изменений фильтрационных параметров пласта. Поэтому коэффициент деформации $\alpha = 0$. По углу наклона прямой к отсекаемому на оси ординат отрезку из рис.30б находим

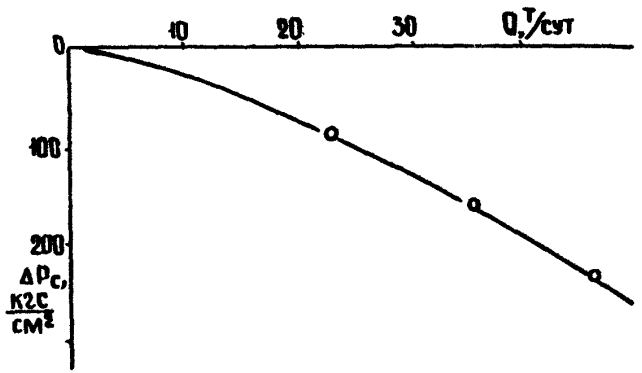
$$b = 0{,}0045 \ \frac{кгс}{см^2} \ \frac{сут^2}{т^2}$$

$$a = 2{,}25 \ \frac{кгс}{см2} \ \frac{сут}{т}$$

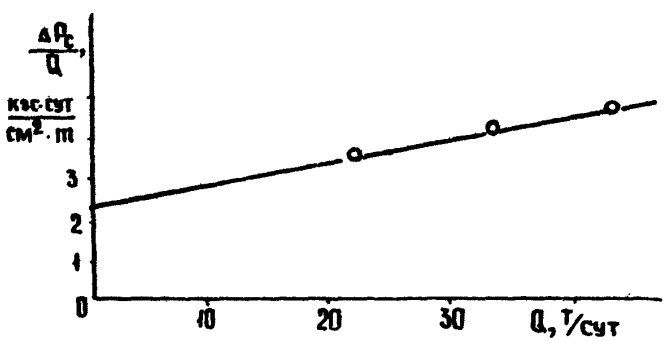
По формулам (5.43) и (5.44) определяем начальный и текущий коэффициенты продуктивности

$$K_{нач} = \frac{1}{2{,}25} = 0{,}45 \ \frac{т}{сут} \ \frac{см2}{кгс}$$

$$K = \frac{1}{2{,}25 + 0{,}0045q}$$



а)



б)

Рис. 30

Обработка индикаторной диаграммы по скв. № 83 (Эльдароно)

Пример 2. Скважина №926 верхнемеловой залежи Северный Малгобек исследована методом установившихся отборов. Полученная индикаторная линия приведена на рис.31а и имеет криволинейную форму. Перестроение ее в координатах $\frac{\Delta\Psi}{q} - q$ не устраняет криволинейности, что указывает на наличие деформации трещин (рис.31б линия 1). Определим коэффициент деформации α. Для этого выберем на индикаторной кривой три точки с депрессиями 0,64; 4,9; и 33 кгс/см^2, полученные на режиме исследования скважины с дебитами 80, 292 и 660 т/сут. По формулам (5.45)[1] вычисляем коэффициенты A, B и C.

$$A = 292 \cdot 660(660-292) = 70{,}92 \cdot 10^6 \text{т}^3/\text{сут}^3$$

$$B = 30{,}62 \cdot 10^6,$$

$$C = 4{,}95 \cdot 10^6 \text{тв/сутз}$$

Для ряда значений α по формуле (5.45) определяем значения функции $\mathcal{F}(\alpha)$. Строим график зависимости $\mathcal{F}(\alpha)$, рис.32. Точка пересечения кривой с осью абсцисс $\mathcal{F} = 0$ соответствует искомому значению параметра $\alpha = 0{,}039 \text{см}^2/\text{кгс}$ Для всех точек индикаторных кривых по величинам депрессии и найденному коэффициенту деформации вычисляем по формуле (5.46) функцию $\Delta\Psi$. Строим график зависимости $\frac{\Delta\Psi}{q} - q$ (рис.31 б линия 2), который получился прямолинейным. По графику находим: $a = 5{,}2 \cdot 10^{-3}$ (отрезок отсекаемый на оси ординат). Уклон $b = 3{,}5 \cdot 10^{-5}$. Определяем начальный и текущий коэффициенты продуктивности скважины по формулам (5.43) и (5.48)

$$K_{\text{нач}} = \frac{1}{5.2 \cdot 10^{-3}} = 192 \frac{\text{т}}{\text{сут.}} \frac{\text{см}^2}{\text{кгс.}}$$

$$K = \frac{-0{,}0399}{1 - 0{,}039(5{,}2 \cdot 10^{-3} q + 3{,}5 \cdot 10^{-5} q^2)}$$

2. В тех случаях, когда индикаторная диаграмма, построенная в координатах $\frac{\Delta\Psi}{q} - q$, имеет нулевой уклон (отсутствие влияния инерционных сил) или заведомо известно (по опыту), что влияние этих сил на рассматриваемом объекте несущественно, для определения коэффициента деформации (α) может быть использован интегральный метод.

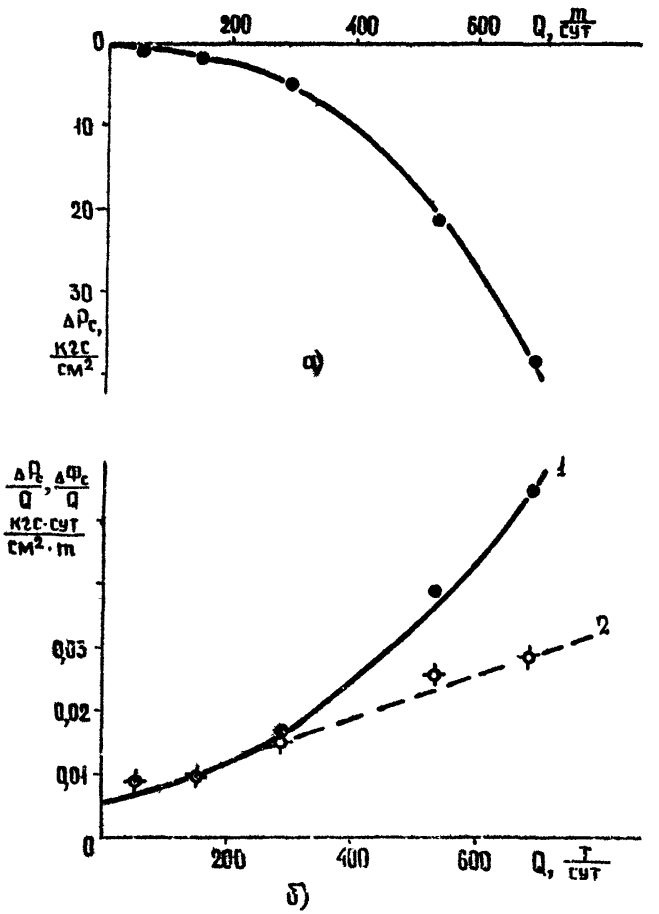


Рис. 31

Обработка индикаторной диаграммы
по скв. № 926 (Северный Малгобек)

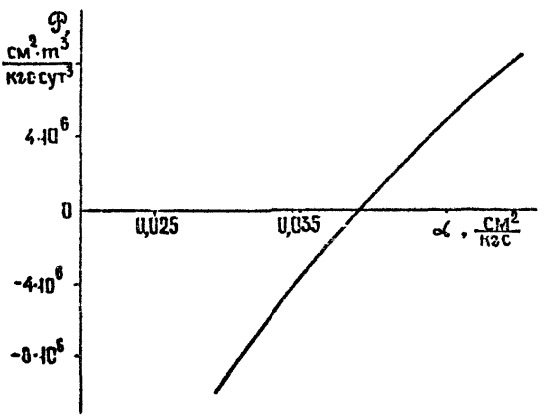


Рис. 32

К методике определения коэффициента деформации

Для обработки индикаторной диаграммы этим методом вычисляют две площади F_1, F_2.

$$F_1 = \int_0^{\Delta p_i} q\, d(\Delta p),\quad F_2 = q \cdot \Delta p_i \qquad (5.49)$$

(площадь F_1 заштрихована на рис.33 для точки 3 индикаторной лин. и).

Отношение этих площадей z зависит от одной безразмерной величины $\alpha \cdot \Delta P$.

$$\frac{F_1}{F_2} = z = \frac{1}{1 - e^{-\alpha \cdot \Delta p}} - \frac{1}{\alpha \cdot \Delta p} \qquad (5.50)$$

Правая часть уравнения (5.50) затабулирована (табл. 14), а левая часть находится на индикаторной кривой. Определив по опытным данным величину z, из табл.14 находят безразмерную величину $\alpha \cdot \Delta P$, по которой определяют коэффициент деформации α.

Для разных точек кривой рассчитывают $\Delta\Phi$ по ф-ле (5.46) и находят начальный коэффициент продуктивности

$$K_0 = \frac{q_i}{\Delta \Phi_i} \qquad (5.51)$$

Результаты определения K_0 по нескольким точкам осредняют.

Пример. Обрабатываемая индикаторная кривая приведена на рис.33.

Последовательность обработки приведена в табл.15.

Таблица 14

Табулированная функция коэффициента деформации.

$\alpha \cdot \Delta p$	$z_д$	$z_н$	$\alpha \cdot \Delta p$	$z_д$	$z_н$	$\alpha \cdot \Delta p$	$z_д$	$z_н$
0,1	0,51	0,49	1,4	0,61	0,39	2,8	0,71	0,29
0,2	0,52	0,48	1,6	0,63	0,37	3,0	0,72	0,28
0,4	0,53	0,47	1,8	0,64	0,36	3,2	0,73	0,27
0,6	0,55	0,45	2,0	0,65	0,34	3,4	0,74	0,26
0,8	0,56	0,43	2,2	0,67	0,33	3,6	0,75	0,25
1,0	0,58	0,42	2,4	0,68	0,32	3,8	0,76	0,24
1,2	0,6	0,40	2,6	0,7	0,30	4,0	0,77	0,28

Примечание: $z_д$ – относится к добывающим скважинам,
$z_н$ – к нагнетательным.

По формулам (5.49) определяем площади F_1, F_2.
Для точки 2

$$F_1 = \int_0^{\Delta p_2} q \cdot d(\Delta p) \neq 91$$

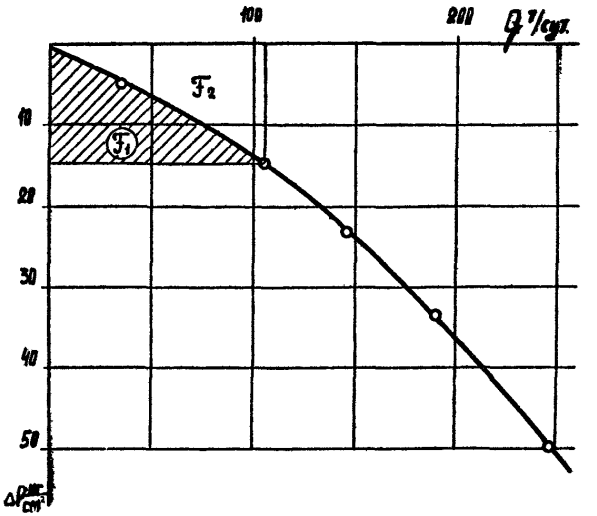


Рис. 33 Индикаторная диаграмма скважины, эксплуатирующей трещинный коллектор.

$$F_2 = 35,6 \cdot 5 = 178$$

Их отношение $z = 0,512$, которому по табл.14 соответствует $d_i \cdot \Delta P = 0,12$. Делением на ΔP определяют по 2-й точке значение $d_i = 0,024$. Та же обработка по остальным точкам дает величины d, по которым находят среднее значение $d_{ср}$ (в рассматриваемом случае $d_{ср} = 0,023 см^2/кгс$).

По найденному значению $d_{ср}$ для второй, третьей и остальных точек диаграммы вычисляют значения $\Delta\Phi$ по формуле (5,46,)

$$\Delta\Phi = \frac{1 - e^{-0,023 \cdot 5}}{0,023} = 3,98 \text{ кгс/см}^2$$

и коэффициент продуктивности по формуле (5,51,)

$$K = \frac{35,6}{3,98} = 9,0 \frac{\text{т.см}^2}{\text{сут.кгс.}}$$

Результаты расчета по 6-ти точкам даны в табл.15

Таблица 15.

Последовательность обработки индикаторной кривой трещиноватого пласта.

Номер точек	q т/сут	ΔP, кгс/см2	F_2 т.кгс/сут.см	F_2 т.кгс/сут.см	z	$d_i \Delta P$	d_i	$d_{ср}$	K	$K_{ср.}$
1	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
2	35,6	5	91	178	0,512	0,12	0,024	0,023	9,0	8,2
3	107	15	845	1600	0,528	0,36	0,024		7,6	
4	146	23	1810	3360	0,54	0,51	0,022		8,2	
5	192	34	3700	6600	0,562	0,8	0,023		7,8	
6	246	50	7250	12300	0,59	1,13	0,022		8,6	

5.2.7. Особенности обработки индикаторных диаграмм при неполной стабилизации опытных режимов эксплуатации.

В практике исследований методом установившихся отборов часто приходится сталкиваться со случаями неполной стабилизации опытных режимов эксплуатации скважин. Особенно это относится к скважинам, вскрывающим малопроницаемые пласты. Процесс исследований с неполной стабилизацией режи-

мов часто осуществляется преднамеренно (в экспресс методах с целью сокращения общего периода исследований). Получаемые при этом индикаторные диаграммы могут иметь криволинейный характер, а при прямом и обратном ходе образуют петлю гистерезиса. Для их обработки укажем два метода: изохронный метод и метод исследования в квазистационарном режиме фильтрации.

1) Изохронный метод предусматривает специальную технологию исследования на режимах с равными продолжительностями выдержки и чередованием включения и отключения скважин (для компенсации возмущений в пласте). Такая технология обеспечивает получение практически прямолинейных индикаторных диаграмм при кратковременных исследованиях скважин. Способ их обработки (определение коэффициента продуктивности экспресс-методами) изложен в работе [9].

2) Метод исследования скважин в квазистационарном режиме более универсален и распространяется на любую технологию, в том числе с разными временами выдержки режимов, и на гистерезисные кривые. Особенно он применим для внесения поправок на нестабильность режимов при исследовании низкопроницаемых коллекторов. Существо метода изложено в работе [14].

5.3. Обработка результатов исследования взаимодействия скважин.

5.3.1. Обработка результатов при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину.

Результаты измерения давления в реагирующей скважине представляется в виде графика исследования взаимодействия скважин, построенного по форме, показанной на рис. 34. По оси ординат откладывается зарегистрированное давление в кгс/см^2, по оси абсцисс – календарное время в часах.

Линия BA* на графике ("фон") строится как продолжение линии AB – фактического графика изменения давления в реагирующей скважине до начала исследования.

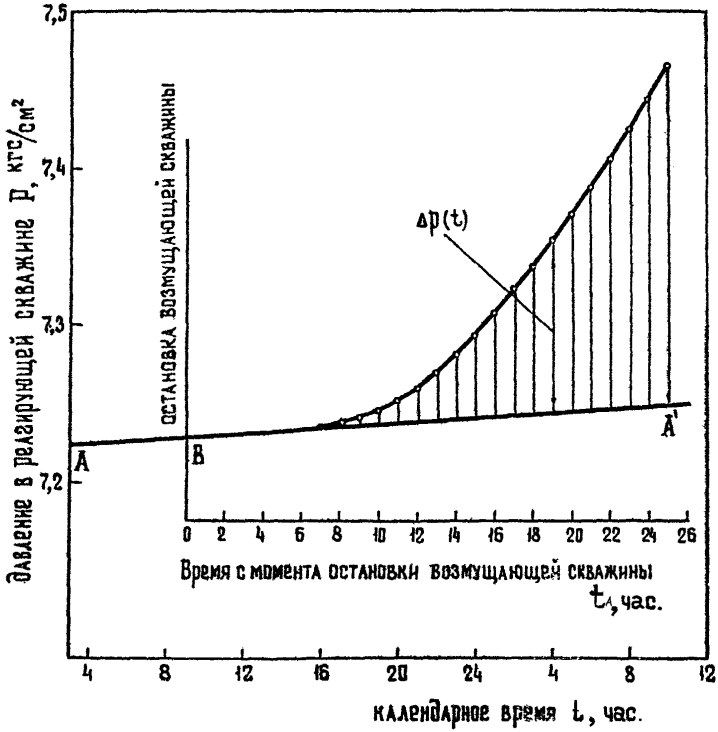


Рис. 34

Изменение давления в реагирующей скважине при скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины.

Время t при дальнейшей обработке отсчитывается с момента изменения режима работы возмущающей скважины (точка В).

Изменение давления $\Delta P(t)$ в момент времени t отсчитывается от фактической кривой давления до фона (АА').

Формула, лежащая в основе метода определения фильтрационных характеристик пласта по данным исследования взаимодействия скважин при изменении дебита реагирующей скважины на постоянную величину, имеет вид

$$\ln \Psi(t) = \ln \frac{\Delta Q \mu \varkappa}{\pi k h R^2} - \frac{R^2}{4 \varkappa t} \qquad (5.52)$$

где R – расстояние между исследуемыми скважинами, см;

t – время с момента начала исследования, сек;

ΔQ – изменение дебита возмущающей скважины, $см^3/сек$.

Функции $\Psi(t)$ в координатах $\ln \Psi(t) - \frac{1}{t}$ имеет вид прямой линии. По наклону этой прямой к оси абсцисс ($tg\alpha$) к отрезку, отсекаемому этой прямой на оси ординат В, определяются параметры пласта в зоне между исследуемыми скважинами

$$\varkappa = - \frac{R^2}{4 tg\alpha}, \ \frac{см^2}{сек.} \qquad (5.53)$$

$$\frac{kh}{\mu} = - \frac{\Delta Q}{4\pi tg\alpha e^B}, \ \frac{Д \cdot см}{сП} \qquad (5.54)$$

Функция $\Psi(t)$ находится методом численного интегрирования из соотношения

$$\Psi(t) = \sum_{n=1}^{n} [\Delta P(t_n) - \Delta P(t_{n-1})] \frac{\frac{1}{t_n} + \frac{1}{t_{n-1}}}{2} \qquad (5.55)$$

Для вычисления функции $\Psi(t)$ кривая изменения давления в реагирующей скважине разбивается на равные интервалы времени Δt, причем шаг разбивки должен удовлетворять соотношению

$$t_{нр} \geqslant 2 \Delta t$$

где $t_{нр}$ – время начала реагирования, определенное по графику исследования (рис.34).

Координаты выбранных точек $P(t_n)$ и t_n записываются в таблицу (см. таблицу 16, графы 1,2,3,4). Дальнейшие

Таблица 16

Обработка результатов исследования взаимодействия скважин при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину.

n	t час.	t сек.	$\Delta P(t)$ кгс/см^2	$\Delta P(t)_n - P(t)_{n-1}$	$\frac{1}{t}$ сек$^{-1}$	$\frac{\left(\frac{1}{t}\right)_n + \left(\frac{1}{t}\right)_{n-1}}{2}$	(5) x (7)	$\Psi = \sum_{n=1}^{n}$ (8)	$\ln \Psi$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I	7	25200	0		$8,97 \cdot I0^{-5}$				
2	8	28800	0,009	0,008	$8,47 \cdot I0^{-5}$	$8,72 \cdot I0^{-5}$	$II,2 \cdot I0^{-8}$	$II,2 \cdot I0^{-8}$	-I6,00
3	9	32400	0,005	0,002	$8,08 \cdot I0^{-5}$	$8,28 \cdot I0^{-5}$	$6,6 \cdot I0^{-8}$	$I7,8 \cdot I0^{-8}$	-I5,55
4	I0	36000	0,0I0	0,005	$2,78 \cdot I0^{-5}$	$2,98 \cdot I0^{-5}$	$I4,6 \cdot I0^{-8}$	$82,4 \cdot I0^{-8}$	-I5,00
5	II	39600	0,0I4	0,004	$2,58 \cdot I0^{-5}$	$2,66 \cdot I0^{-5}$	$I0,6 \cdot I0^{-8}$	$43,0 \cdot I0^{-8}$	-I4,67
6	I2	43200	0,02I	0,007	$2,8I \cdot I0^{-5}$	$2,42 \cdot I0^{-5}$	$I6,9 \cdot I0^{-8}$	$59,9 \cdot I0^{-8}$	-I4,88
7	I3	46800	0,082	0,0II	$2,I4 \cdot I0^{-5}$	$2,22 \cdot I0^{-5}$	$24,5 \cdot I0^{-8}$	$84,4 \cdot I0^{-8}$	-I8,99
8	I4	50400	0,04I	0,009	$I,98 \cdot I0^{-5}$	$2,II \cdot I0^{-5}$	$I9,0 \cdot I0^{-8}$	$I08,4 \cdot I0^{-8}$	-I8,79
9	I5	54000	0,054	0,0I8	$I,85 \cdot I0^{-5}$	$I,92 \cdot I0^{-5}$	$24,9 \cdot I0^{-8}$	$I28,8 \cdot I0^{-8}$	-I8,57
I0	I6	57600	0,066	0,0I2	$I,74 \cdot I0^{-5}$	$I,80 \cdot I0^{-5}$	$2I,5 \cdot I0^{-8}$	$I49,8 \cdot I0^{-8}$	-I8,4I
II	I7	6I200	0,08I	0,0I5	$I,64 \cdot I0^{-5}$	$I,69 \cdot I0^{-5}$	$25,4 \cdot I0^{-8}$	$I75,2 \cdot I0^{-8}$	-I8,26
I2	I8	64800	0,096	0,0I5	$I,54 \cdot I0^{-5}$	$I,59 \cdot I0^{-5}$	$28,8 \cdot I0^{-8}$	$I99,0 \cdot I0^{-8}$	-I8,I8
I3	I9	68400	0,III	0,0I5	$I,46 \cdot I0^{-5}$	$I,50 \cdot I0^{-5}$	$22,5 \cdot I0^{-8}$	$22I,5 \cdot I0^{-8}$	-I8,02
I4	20	72000	0,I25	0,0I4	$I,39 \cdot I0^{-5}$	$I,42 \cdot I0^{-5}$	$20,0 \cdot I0^{-8}$	$24I,5 \cdot I0^{-8}$	-I2,94
I5	2I	75600	0,I40	0,0I5	$I,82 \cdot I0^{-5}$	$I,86 \cdot I0^{-5}$	$20,8 \cdot I0^{-8}$	$26I,8 \cdot I0^{-8}$	-I2,85
I6	22	79200	0,I58	0,0I8	$I,26 \cdot I0^{-5}$	$I,29 \cdot I0^{-5}$	$28,2 \cdot I0^{-8}$	$285,0 \cdot I0^{-8}$	-I2,77
I7	23	82800	0,I74	0,0I6	$I,2I \cdot I0^{-5}$	$I,24 \cdot I0^{-5}$	$I9,8 \cdot I0^{-8}$	$304,8 \cdot I0^{-8}$	-I2,70
I8	24	86400	0,I96	0,022	$I,I6 \cdot I0^{-5}$	$I,I9 \cdot I0^{-5}$	$26,2 \cdot I0^{-8}$	$33I,0 \cdot I0^{-8}$	-I2,62
I9	25	90000	0,2I7	0,02I	$I,II \cdot I0^{-5}$	$I,I4 \cdot I0^{-5}$	$28,8 \cdot I0^{-8}$	$854,8 \cdot I0^{-8}$	-I2,55

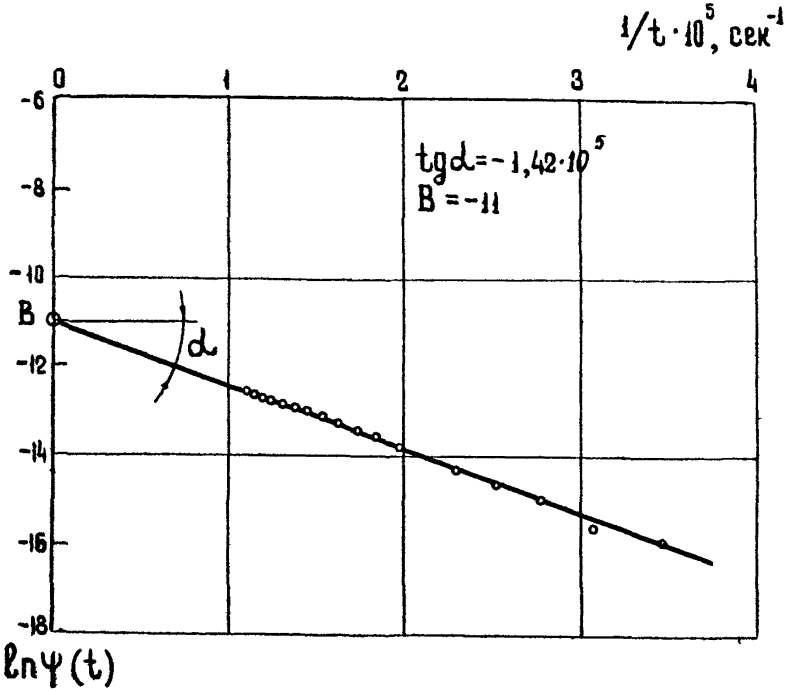


Рис. 35 .

К примеру обработки результатов исследований взаимодействия скважин при скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины.

вычисления ведутся в последовательности, указанной в таблице.

Рассчитанные значения $\frac{1}{t_n}$ и $\ln\Psi(t_n)$ наносятся на график и определяются величины $tg\alpha$ и B.

Пример. На реагирующей скважине зарегистрирована кривая изменения давления до и после остановки возмущающей скважины (рис.34).

Дебит возмущающей фонтанной скважины до остановки Δq = 360 м^3/сут. нефти в поверхностных условиях; объемный коэффициент пластовой нефти $b_н$ = 1,24; расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами R = 570м = 57000см.

а. На графике (рис.34) проводим прямую линию ЗА - "фон".

б. Выбираем шаг разбивки кривой изменения давления во времени Δt = час; координаты точек $\Delta P\ (t_n)$ и t_n заносим в таблицу 16.

в. По формуле 5.55 вычисляем значения $\Psi\ (t_n)$ для каждой точки; промежуточные и окончательные результаты вычислений приведены в таблице 16.

г. Используя данные таблицы строим график в координатах $\ln\Psi(t) - 1/t_n$, представленный на рис.35, и находим

$$tg\alpha = -1{,}42 \cdot 10^5 \text{ и } B = -11.$$

д. По формуле 5.53 и 5.54 определяем параметры пласта, предварительно приведя изменения дебита возмущающей скважины к пластовым условиям.

$$\Delta q = 360 \cdot 1{,}24 \cdot 11{,}57 = 5165 \text{ см}^3/\text{сек};$$

$$\varkappa = \frac{57000^2}{4 \cdot 1{,}42 \cdot 10^5} = 5720 \text{ см}^2/\text{сек};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{5165}{4 \cdot \cdot 1{,}42 \cdot 10^5 \cdot -11} = 173 \frac{Д \cdot см}{сП}$$

5.8.2. Обработка результатов исследований при периодическом скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины.

Результаты измерения давления в реагирующей скважине представляются в виде графической зависимости, приведенной на рис.36. На этом же рисунке показывается периодичность

изменения дебита возмущающей скважины.

давление в реагирующей скважине изменяется по гармоническому закону; каждому импульсу дебита возмущающей скважины соответствует импульс давления - максимум или минимум на кривой изменения давления.

Момент первого изменения дебита возмущающей скважины работавшей на постоянном режиме, принимается за начало отсчета времени исследования t .

Через два-три импульса с момента начала исследования период колебания давления становится равным периоду изменения дебита T. По величине сдвига фаз Δ между гармониками дебита и давления и по значениям импульсов давления ΔP (Δ) рассчитываются фильтрационные характеристики пласта.

Величины ΔP (Δ) измеряются на графике от точек максимума и минимума на кривой давления до линии AA' - "фона" давления, характеризующего поведение давления в реагирующей скважине до изменения режима работы возмущающей скважины.

Фильтрационные характеристики пласта в зоне между исследуемыми скважинами определяются для экстремальных точек из соотношений

$$\varkappa = \frac{\pi R^2}{T\left(\Delta_i - \frac{\pi}{8}\right)^2} \quad \frac{см^2}{сек} \qquad (5.56)$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{\Delta P(\Delta_i)}\left[-\frac{\Delta Q}{8\pi}\cdot E_i\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t_i}\right) \pm \frac{\Delta Q}{\pi^2}\sqrt{\frac{\pi\varkappa T}{8R^2}}\cdot e^{-R\sqrt{\frac{\pi}{\varkappa T}}}\right] \frac{Д\,см}{сП} \qquad (5.57)$$

где ΔP (Δ_i) - импульс давления, кгс/см^2 ;

Δ_i - сдвиг фаз, радиан;

ΔQ - величина периодического изменения дебита возмущающей скважины, см^3/сек;

t_i - время с момента начала исследования, сек;

T - период изменения дебита возмущающей скважины, сек;

R - расстояние между исследуемыми скважинами, см.

В формуле 5.57, знак "плюс" соответствует значениям минимумов давлений на кривой реагирования, т.е. точки $\Delta P(\Delta_i)$

и $\Delta P(d_3)$ на рис.36 , а знак "минус" - значениям максимумов давления ,т.е.точкам $\Delta P(d_2)$ и $\Delta P(d_4)$.

Сдвиг фаз определяется по формуле

$$d = 2\pi \frac{\Delta t_i}{T}, \qquad (5.58)$$

где Δt_i - время,отсчитываемое от экстремальной точки на кривой давления до середины соответствующего импульса дебита, сек.

Для определения фильтрационных характеристик пласта по формулам 5.56 и 5.57 следует использовать третий и последующие импульсы давления $\Delta P_i(d_i)$, т.к. результаты расчетов для более ранних моментов времени могут искажаться влиянием начальных условий.

Последовательность обработки данных исследования взаимодействия скважин при периодическом изменении дебита возмущающей скважины дается в приводимом ниже примере расчета.

Пример.

На реагирующей скважине зарегистрирована кривая изменения давления (рис.36) при периодическом изменении производительности возмущающей скважины. В качестве возмущающей использовалась нагнетательная скважина, работавшая на установившемся режиме с приемистостью $q = 870$ м^3/сут.Расстояние между реагирующей и возмущающей скважинами $R = 435$ м $=435000$ см.

В момент времени $t = 0$ нагнетательная скважина была остановлена, а в момент времени $t_1 = T/2 = 12$ часов -вновь переведена на прежний режим. При $t = 3/2T$ скважина была вновь остановлена, а затем цикл был повторен.

Т.о. период изменения производительности нагнетательной скважины составил $T = 24$ час. $= 8{,}64 \cdot 10^4$ сек,а величина импульса дебита $\Delta q = q = 870$м^3/сут.$= 10066$ см^3/сек.

а. Проводим на графике (рис.36) прямую линию "фона", экстраполирующую поведение давления до начала исследования.

б. Находим на кривой изменения давления точки минимумов и максимумов и находим соответствующие им значения импульсов давления $\Delta P(d_i)$ и время исследования t_i

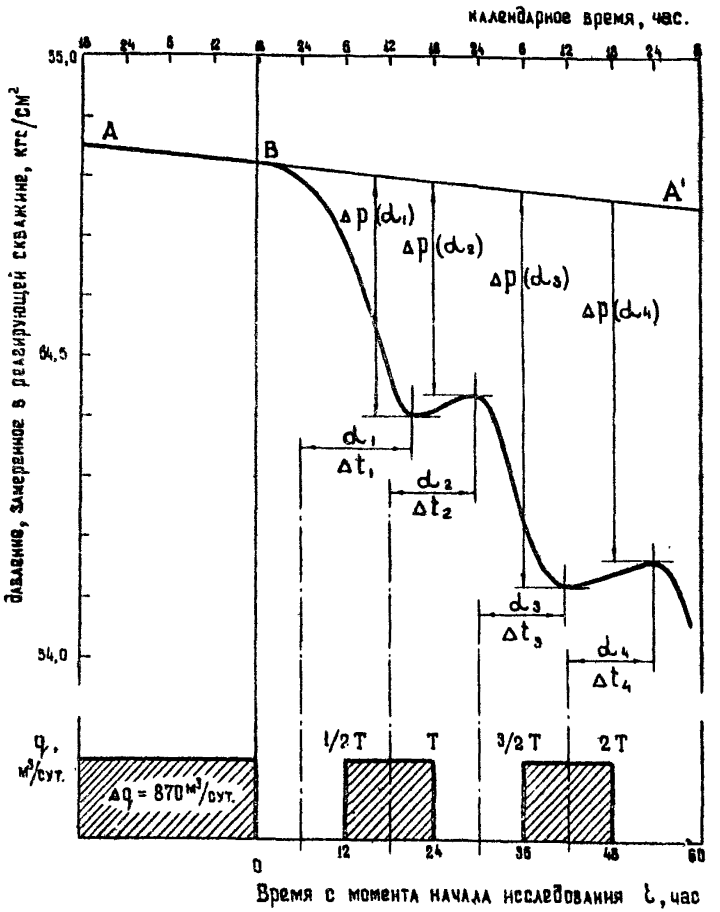


Рис. 36 Изменение давления в реагирующей скважине при периодическом изменении дебита возмущающей скважины.

t_1= 21 час = $7,55\cdot10^4$сек; $\Delta P(d_1)$= 0,39кгс/см^2
t_2= 30 час = $10,8\cdot10^4$ сек; $\Delta P(d_2)$= 0,34кгс/см^2
t_3= 41,4час=$14,9\cdot10^4$сек; $\Delta P(d_3)$=0,65 кгс/см^2
t_4= 57 час = $20,5\cdot10^4$сек; $\Delta P(d_4)$=0,62 кгс/см^2

в. Находим по графику величины Δt_i и по формуле (5,58) определяем сдвиг фаз d_i для каждого импульса давления Δt_1= 15 час = $5,4\cdot10^4$ сек; Δt_3= 11,5час=$4,14\cdot10^4$сек; Δt_2= 11,5 час =$4,14\cdot10^4$сек; Δt_4= 11,5час=$4,14\cdot10^4$сек.

$$d_1 = 2\pi\frac{5,4\cdot10^4}{8,64\cdot10^4} = 1,25\pi \text{ рад}$$

$$d_2 = d_3 = d_4 = 2\pi\frac{4,14\cdot10^4}{8,64\cdot10^4} = 0,96$$

г. По формуле (5.56) определяем значения коэффициента пьезопроводности æ

$$æ_1 = \frac{\pi\cdot 43500^2}{8,64\cdot10^4\left(1,25\cdot\pi - \frac{\pi}{8}\right)^2} = 0,55\cdot 10^4 \text{см}^2/\text{сек};$$

$$æ_2 = æ_3 = æ_4 = 1\cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{сек}.$$

д. По формуле (5.57) определяем значения гидропроводности для каждого значения $\Delta P(d_i)$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{1}{0,39}\left[\frac{-10066}{8\pi}\cdot E_i\left(-\frac{43500^2}{4\cdot0,55\cdot10^4\cdot7,55\cdot10^4}\right) + \frac{10066}{\pi^2}\sqrt{\frac{\pi\cdot0,55\cdot10^4\cdot8,64\cdot10^4}{8\cdot43500^2}}\cdot e^{-43500\sqrt{\frac{\pi}{0,55\cdot10^4\cdot8,64\cdot10^4}}}\right] = 222 \frac{\text{Д}\cdot\text{см}}{\text{сП}}$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = 623 \frac{\text{Д}\cdot\text{см}}{\text{сП}}; \quad \left(\frac{kh}{\mu}\right)_3 = 610 \frac{\text{Д}\cdot\text{см}}{\text{сП}}$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_4 = 613 \frac{\text{Д}\cdot\text{см}}{\text{сП}}.$$

Измеренные и расчетные величины сводятся в таблицу (17).

Таблица 17

t_i часы	t_i сек	Δt_i сек.	α_i	$\Delta P(\alpha_i)$ кгс/см^2	$æ$ см^2/сек	$\frac{kh/\mu}{\text{дарси.см}/\text{сп}}$
21	$7,55 \cdot 10^4$	$10,8 \cdot 10^4$	1,25∏	0,39	$0,55 \cdot 10^4$	222
30	$10,8 \cdot 10^4$	$8,28 \cdot 10^4$	0,96∏	0,34	$1 \cdot 10^4$	628
41,4	$14,9 \cdot 10^4$	$8,28 \cdot 10^4$	0,96∏	0,65	$1 \cdot 10^4$	610
57	$20,5 \cdot 10^4$	$8,28 \cdot 10^4$	0,96∏	0,62	$1 \cdot 10^4$	643

6. ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И РАЗМЕРНОСТИ.

q – дебит скважины, т/сут, м^3/сут, см^3/сек.

$P_{заб.}$ – давление на забое скважины, кгс/см^2.

$P_{буф.}$ – давление на буфере скважины, кгс/см^2,

$P_{зат.}$ – давление в затрубном пространстве, кгс/см^2,

$P_{пл}$ – пластовое давление , кгс/см^2

$P_{к.}$ – давление на контуре, кгс/см^2,

ΔP – изменение давления, кгс/см^2,

$\mathcal{E}$ – коэффициент гидропроводности Д см/сП,

K – коэффициент проницаемости, Д,

K – коэффициент продуктивности, (т/сут).(кгс/см^2)$^{-1}$

$K_{пл}$ – коэффициент продуктивности в пластовых условиях (см^3/сек.)·(кгс/см^2)

$n_{в.об.}$ – обводненность продукции скважины на поверхности, безразм.,

$n_{пр}$ – расходная обводненность потока на забое скважины по показаниям притока, безразм.,

h – эффективная толщина пласта, см,

$\varkappa$ – коэффициент пьезопроводности, см^2/сек,

μ – вязкость флюида в пластовых условиях, сП;

$R_к$ – радиус условного контура питания, см,

δ – половина расстояния между скважинами, см,

r_c – радиус скважины по долоту, см,

$r_{пр}$ – приведенный радиус скважины, см,

m – коэффициент пористости, безразм.,

$\beta_ж$ – коэффициент сжимаемости жидкости, 1/(кгс/см^2),

β_c – коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/(кгс/см^2),

$\gamma_{нд.}$ – удельный вес нефти в поверхностных условиях т/м^3,

$\gamma_{пл}$ – удельный вес нефти в пластовых условиях, т/м^3,

$b_н$ – объемный коэффициент пластовой нефти, безразм.

G – газовый фактор, м^3/м^3,

D – внутренний диаметр обсадной (эксплуатационной) колонны, см,

d – внутренний диаметр подъемных труб, см,

A – отрезок, отсекаемый на оси ординат,

i – тангенс угла наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления или аппроксимирующей прямой,

t – время отсчета наблюдаемого параметра, сек,

v_c – скорость смеси в стволе скважины, м/сек,

V – накопленный приток в ствол скважины, $м^3$,

β_1, β_2 – поправка на несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия, безразм.,

$S_н$ – нефтенасыщенность пласта, безразм.,

λ – коэффициент растворимости газа, безразм.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. Москва, Недра, 1971г. 208с.

2. Руководство по гидродинамическим исследованиям водонагнетательных и водонефтяных скважин, оборудованных НКТ, с регистрацией изменений устьевого давления или уровня. (РД-39-9-67-78, утв. 30.5.1978г., 79с).

3. Руководство по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов (Утв.29.XII.71) Москва, ВНИИ 1972, 159с.

4. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. Москва, Недра, 1978г. 256с.

5. Руководство по применению потокометрических скважинных измерений при послойном определении характеристик эксплуатируемого разреза для контроля разработки нефтяных месторождений. (РД-39-1-78-78, Утв.15.У1.1978г.)

6. Руководство по технологии проведения промыслово-геофизических исследований в насосных скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами, ВНИИнефтепромгеофизика, Уфа 1979г. 50с.

7. Чекалюк Э.Б. "Основы пьезометрии залежей нефти и газа". Киев, Госиздат технической литературы УССР, 1961г, 284с.

8. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. Москва "Недра", 1973, 232с.

9. Исследование скважин и пластов нефтяных месторождений Западной Сибири. Тематические научно-технические обзоры. Серия нефтепромысловое дело. Москва, ВНИИОЭНГ, 1977г. 48 с.

10. Баренблат Г.И. Об определении параметров нефтяного пласта по данным о восстановлении давления в остановленных скважинах. Изв.А.Н.СССР, ОТН, 1957 №11

11. Борисов Ю.П. Определение параметров пласта при исследовании скважин на неустановившихся режимах с учетом продолжающегося притока жидкости. Тр.ВНИИ, вып.XIX, Москва, Гостоптехиздат, 1959.

12. Кундин А.С. Использование характеристик функций плоско-радиального потока для отработки кривых восстановления давления.
"Нефтяное хозяйство" , 1970, №10, 3с.

13. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов.
Москва,Недра, 1974, 200с.

14. Степанов В.П., Зайцев С.И. Об исследовании скважин методом установившихся отборов. Тр.ЗНИИ,вып. X. Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта.
Москва, Недра, 1974г. с 182-195.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

УТВЕРЖДАЮ:
ЗАМ.МИНИСТРА,НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Э.М.ХАЛИМОВ

"15" мая 1979г.

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

КАТЕГОРИИ и ВИДЫ СКВАЖИН	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ И БУФЕРНОГО ДАВЛЕНИЯ			ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ		ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОГО САКТОРА		ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (СТАТИЧЕСКОГО УРОВНЯ)	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ (ДИНАМ.УРОВНЯ)	ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ (УРОВНЯ)	ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ	ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ И ИНТЕРВАЛОВ ОБВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ, ВСКРЫТЫХ ПЕРФОРАЦИЕЙ	ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПОГЛОЩЕНИЯ	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ	КОНТРОЛЬ ПОЛОЖЕНИЯ ВНК И ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ	КОНТРОЛЬ ПОЛОЖЕНИЯ ГНК И ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ	ОТБОР ПРОБ И ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОПУТНОЙ ВОДЫ	ОТБОР ГЛУБИННЫХ ПРОБ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕФТИ И КСП	АНАЛИЗ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ НА ПРЕДМЕТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КВЧ, ОКИСИ ЖЕЛЕЗА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВОДООЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЯХ	ОБСЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН
	НИЗКОДЕБИТНЫЕ СКВ-НЫ (до 5т/сут)	СРЕДНЕДЕБИТНЫЕ СКВ-НЫ (5-25т/сут)	ВЫСОКОДЕБИТНЫЕ СКВ-НЫ (выше 25т/с)	БЕЗВОДНЫЕ и ВЫСОКООБВОДНЕННЫЕ (30%) скв-ны	НИЗКО И СРЕДНЕОБВОДНЕННЫЕ (2-30%) скв-ны	НОРМАЛЬНЫЙ ГФ $P_{пл}$ $P_{нас}$	ПОВЫШЕННЫЙ ГФ $P_{пл}$ $P_{нас}$														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОБЫВАЮЩИЕ																					
А) ФОНТАННЫЕ	□□	□	+	□□	□	○	△	◒	◑	○○	○○	○	○					◑			
Б) ГАЗЛИФТНЫЕ			+	□□	□	○	△	◒	◑	○○	○○	○	○					◑			
В) ОБОРУДОВАННЫЕ ЭЦН	□□	□	+	□□	□	○	△	◒	◑	○○								◑			
Г) ОБОРУДОВАННЫЕ ШГН	□□	□	+	□□	□	○	△	◒	◑	○○		○	○					◑			
2. Действующие НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ	□□	□	+					◒	◑	○○				◒						С	○
3. ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ								◑										◑			
4. НАБЛЮДАТЕЛЬНЫЕ И СКВАЖИНЫ ОПОРНОЙ СЕТИ								◑							◒	◒	◒		○		
5. ВОДОЗАБОРНЫЕ	□□	□	+					◒										◑			
6. СКВАЖИНЫ, ПО КОТОРЫМ ПРОВОДЯТСЯ ГТМ (РЕМОНТЫ)																					
А) СВЯЗАННЫЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ ИЛИ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ																					
ДО ГТМ	I	I	I	I	I	I	I	I	I					I							
ПОСЛЕ ГТМ	I	I	I	I	I	I	I	I	I			I	I	I							
Б) СВЯЗАННЫЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ:																					
С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЛИ ПРИОБЩЕНИЕМ ПЛАСТОВ																					
ДО ГТМ	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I			I	I		
ПОСЛЕ ГТМ	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I			I	I		
БЕЗ ИЗОЛЯЦИИ ИЛИ ПРИОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ																					
ДО ГТМ	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I						
ПОСЛЕ ГТМ	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I						
7. СКВАЖИНЫ, ПЕРЕВОДЯЩИЕСЯ из добывающих в НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ ДО ПЕРЕВОДА	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I		I						
ПОСЛЕ ПЕРЕВОДА								I	I	I	I			I							
8. СКВАЖИНЫ, ПЕРЕВОДЯЩИЕСЯ В ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ																					
ДО ПЕРЕВОДА	I	I	I	I	I	I	I	I		I	I	I	I					I			
ПОСЛЕ ПЕРЕВОДА								I										I			

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

+ - исследования 1 раз в 3 дня
□ - " " в неделю
□□ - " " в две недели
△ - " " в месяц
◑ - " " в квартал
◒ - " " в полугодие
○ - " " в год
○○ - " " в два года
I - разовые исследования
С - исследования 1 раз в смену

Примечание:

1. По вновь вводимым из бурения скважинам проводить все виды исследований, предусмотренные настоящим комплексом.

2. Определение пластовой температуры на месторождениях, где применяются тепловые и другие методы повышения нефтеотдачи проводить по специальным программам.

3. Шестичленный анализ воды проводить после изменения удельного веса.

4. Разведочные скважины, вводимые в опытную эксплуатацию, исследуются по специальному плану.

НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.М.ЩИН

15.V.79г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Отечественные глубинные приборы для гидродинамических исследований пластов и скважин (заводского изготовления), используемые на нефтепромыслах.

Таблица I.

Глубинные манометры.

Наименование	МГП-3М	МГН-I	МГТ68/250	МГН-2	МПМ-4	ММИ-I (дистанц)	ДГМ-4М	ДГМ-5
Пределы измерения, кгс/см^2	25÷250 40÷400	2-40;8-60; 4-80;8-I60; I00-300; I2-250; I5-300	68,I60, 250	I00,I60, 250,400, 600,800, I000	I-50;5-I20; I0-I80; I0-250	50÷I000	-	-
Максимальное рабочее давление, кгс/см^2	-	-	-	-	-	-	800	400
Максимальная рабочая температура, °С	+I30	+I00	+I00	+I60	+60	+I00	+80	+I60
Приведенная погрешность, %	±I,5	±0,I÷0,25	±0,5	±0,4÷0,5	±0,5	±I,5		
Порог чувствительности, кгс/см^2	I,2÷2,0	0,04÷0,8	0,I2÷0,5	0,I ÷2,0	0,005÷0,4		0,005	0,02
Назначение	Измерение забойных и пластовых давлений в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах.				Измерение пластовых и забойных давлений в скважинах, оборудованных ШГН через межтрубное пространство.		Исследование методом восстановления давления и гидропрослушивания.	

Таблица 2.

Глубинные термометры

Наименование	СИРИУС - I						СИРИУС - 2	
Заполнение датчика	Фреон 22	Фреон I2	Хлористый метил	Хлористый этил	Ацетон	Дист.вода	Анилин	Толуол
Диапазон измерения, °С	0÷60	20÷I00	40÷I40	80÷I80	I20÷220	I50÷250	I50÷300	250÷400
Предельное рабочее давление, кгс/см²	600	600	600	600	800	800	250	25
Абсолютная погрешность,	±0,2	±0,2	±0,2	±0,2	±I	±I	±I,5	±2
Назначение	Температурные исследования скважин.							

Таблица 8.

Глубинные расходомеры

Наименование	Пределы измерений, м³/сут.	Рабочее давление, кгс/см²	Рабочая температура, °С	Назначение
РГД-4	500÷800	500	I50	Исследование профилей приемистости в нагнетательных скважинах.
РГД-5	5 ÷I000	500	I50	

Таблица 4.

Комплексные глубинные приборы.

I. ПОТОК-5.

а) Назначение: Строить профили приемистости в нагнетательных скважинах, строить профили притока жидкости в эксплуатационных скважинах, определять интервалы поступления воды или газа в ствол нефтяной скважины, строить кривую изменения температуры по стволу скважины, определять забойные и пластовые давления, строить кривые изменения температуры, давления, расхода жидкости и ее состава по пластам раздельно во времени в переходных режимах работы скважины.

б) Краткая характеристика:

I. Пределы измерения:

по расходу, $м^3$/сут. . . . . 2÷60; 8÷100; 5÷150,

по влажности, % . . . . . 0÷100,

по давлению, кгс/$см^2$ . . . . . 0÷400; 0÷250,

по термометру, °С . . . . . 20÷100.

2. Основная приведенная погрешность, %

по расходу . . . . . ± 5

по влажности не нормируется

по давлению I,5

по термометру . . . . . I,5.

8. Допустимая температура, °С . . . I00.

II. КОБРА 86РВ.

а) Назначение: непрерывное измерение объемного расхода)дебита) и процентного содержания воды в продукции сква-

жины в зоне перфорации и построение по результатам измерения профилей притока нефти и воды в эксплуатационных скважинах.

б) Краткая характеристика.

1. Диапазон измерения:
   по расходу, $м^3$/сут.
   с плетеным пакером . . . . . 5÷100
   с пакером без плетенки . . . . . 100÷1000
   по влажности, % воды . . . . . 0÷60.
2. Основная приведенная погрешность, %
   по расходу . . . . . ± 5
   по влажности . . . . . ± 6.
3. Допустимое давление, мПа 30,0
4. Допустимая температура, ^0C . . . . . 80.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.

Вспомогательные таблицы и графики.

Таблица I.

Интегральная показательная функция $-E_i(-x)$

X	$-E_i(-x)$	X	$-E_i(-x)$	X	$-E_i(-x)$
0,00	+ ∞	0,50	0,5598	I,0	0,2I988
0I	4,0879	5I	5478	I	I8599
02	8,8547	52	5862	2	I584I
08	2,959I	58	5250	8	I8545
04	2,68I8	54	5I40	4	II622
0,05	+ 2,4679	0,55	5084	I,5	I0002
06	2,2958	56	4980	6	0868I
07	2,I508	57	4880	7	07465
08	2,0269	58	4782	8	0647I
09	I,9I87	59	4686	9	05620
0,I0	+ I,8229	0,60	4544	2,0	04890
II	I,787I	6I	4454	I	0426I
I2	I,6595	62	4866	2	037I9
I8	I,5889	68	4280	8	03250
I4	I,524I	64	4I97	4	02844
0,I5	+ I,4645	0,65	4II5	2,5	0249I
I6	I,4092	66	4086	6	02I85
I7	I,8578	67	8959	7	0I9I8
I8	I,8098	68	8888	8	0I686
I9	I,2649	69	8810	9	0I482
0,20	+ I,2227	0,70	8788	8,0	0I8048
2I	I,I829	7I	8668	I	0II494
22	I,I454	72	8599	2	0I0I88
28	I,I099	78	8582	8	008989
24	I,0762	74	8467	4	007891
0,25	+ I,0448	0,75	8408	8,5	006970
26	I,0I89	76	8841	6	006I60
27	0,9849	77	8280	7	005448

x	- Ei (-x)	x	- Ei (-x)	x	- Ei (-x)
28	0,9573	78	0,322I	8	0,004820
29	9309	79	3I63	9	004267
0,30	+ 0,9057	0,80	3I06	4,0	003779
3I	88I5	8I	3050	I	003349
32	8583	82	2996	2	002969
33	836I	83	2943	3	002633
34	8I47	84	289I	4	002336
0,35	+ 0,7942	0,85	2840	4,5	002073
36	7745	86	2790	6	00I84I
37	7554	87	2742	7	00I635
38	737I	88	2694	8	00I453
39	7I94	89	2647	9	00I29I
0,40	+ 0,7024	0,90	2602	5,0	00II48
4I	6859	9I	2557	6	360I (-3)
42	6700	92	25I3	7	II55 (-3)
43	6546	93	2470	8	3767 (-4)
44	6397	94	2429	9	I245 (-4)
0,45	+ 0,6253	0,95	2387	I0	4I57 (-5)
46	6II4	96	2347	II	I400 (-5)
47	5979	97	2308	I2	475I (-6)
48	5848	98	2269	I3	I622 (-6)
49	572I	99	223I	I4	5566 (-7)
0,50	+ 0,5598	I,00	2I94	I5	I9I8 (-7)

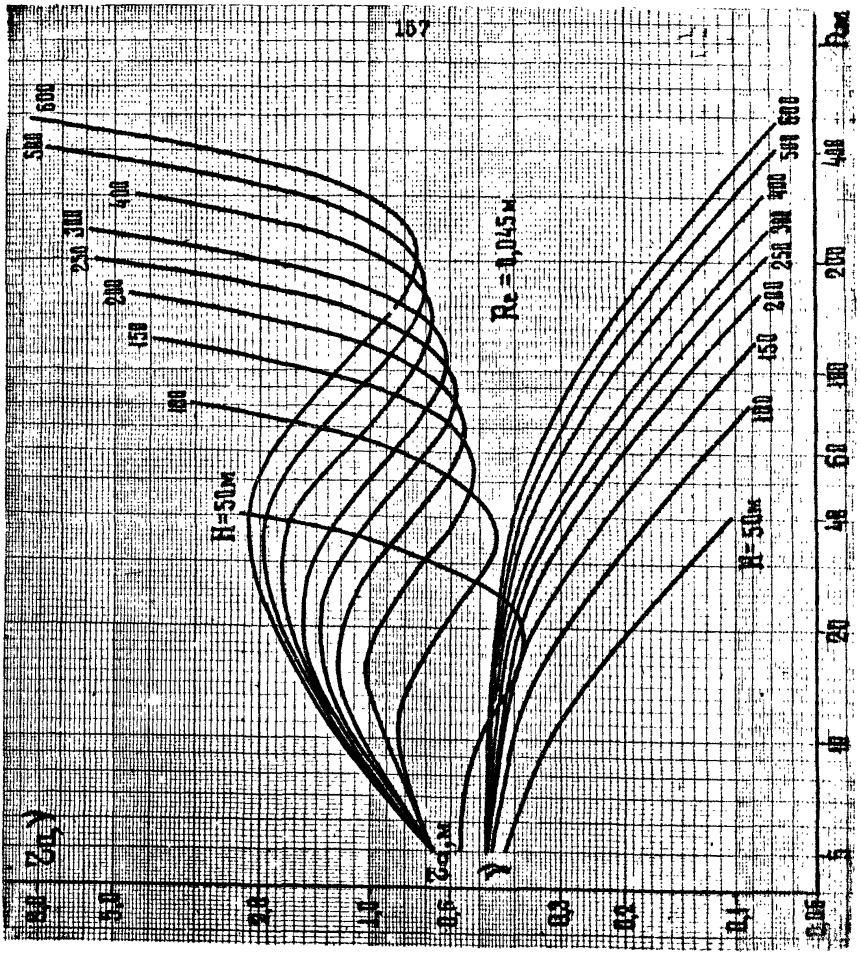
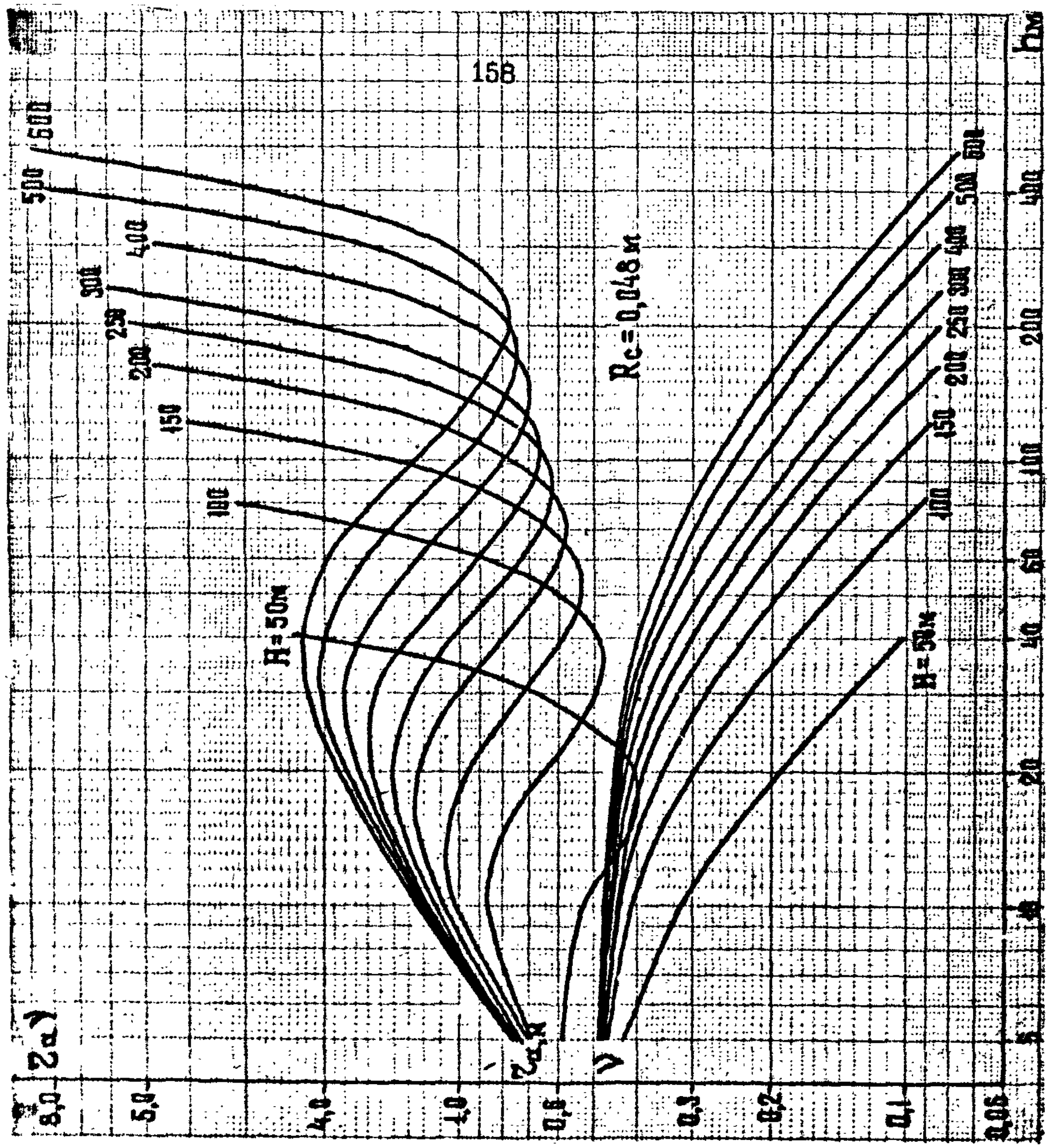
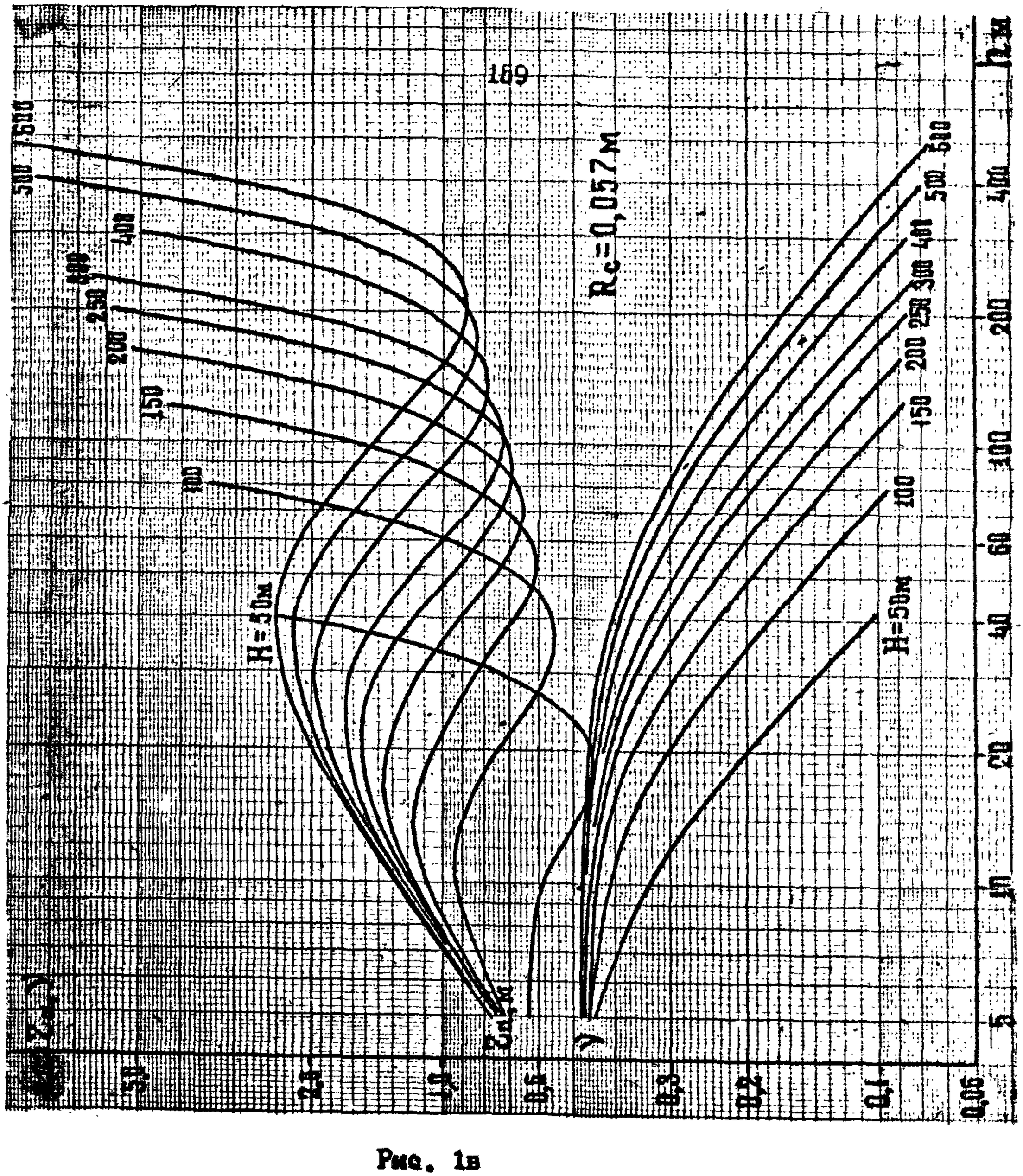


Рис. 1а. Зависимость основной координаты потока (r_a) и показателя формы потока (γ) от работающей толщины (h).



τ_a
$\tau_{a,\alpha}$
ν
$R_c = 0,048$ м
H = 50м
H = 50м
600
500
400
300
250
200
150
100
8,0
5,0
4,0
1,0
0,6
0,3
0,2
0,1
0,06
5
10
20
40
60
100
200
400

Рис.16.



$R_c = 0,057$ м
H=50м
100
150
200
250
300
400
500
600
h м
5
10
20
40
60
100
200
400
0,05
0,1
0,2
0,3
0,5
1,0
2,0
5,0

Рис. 1в

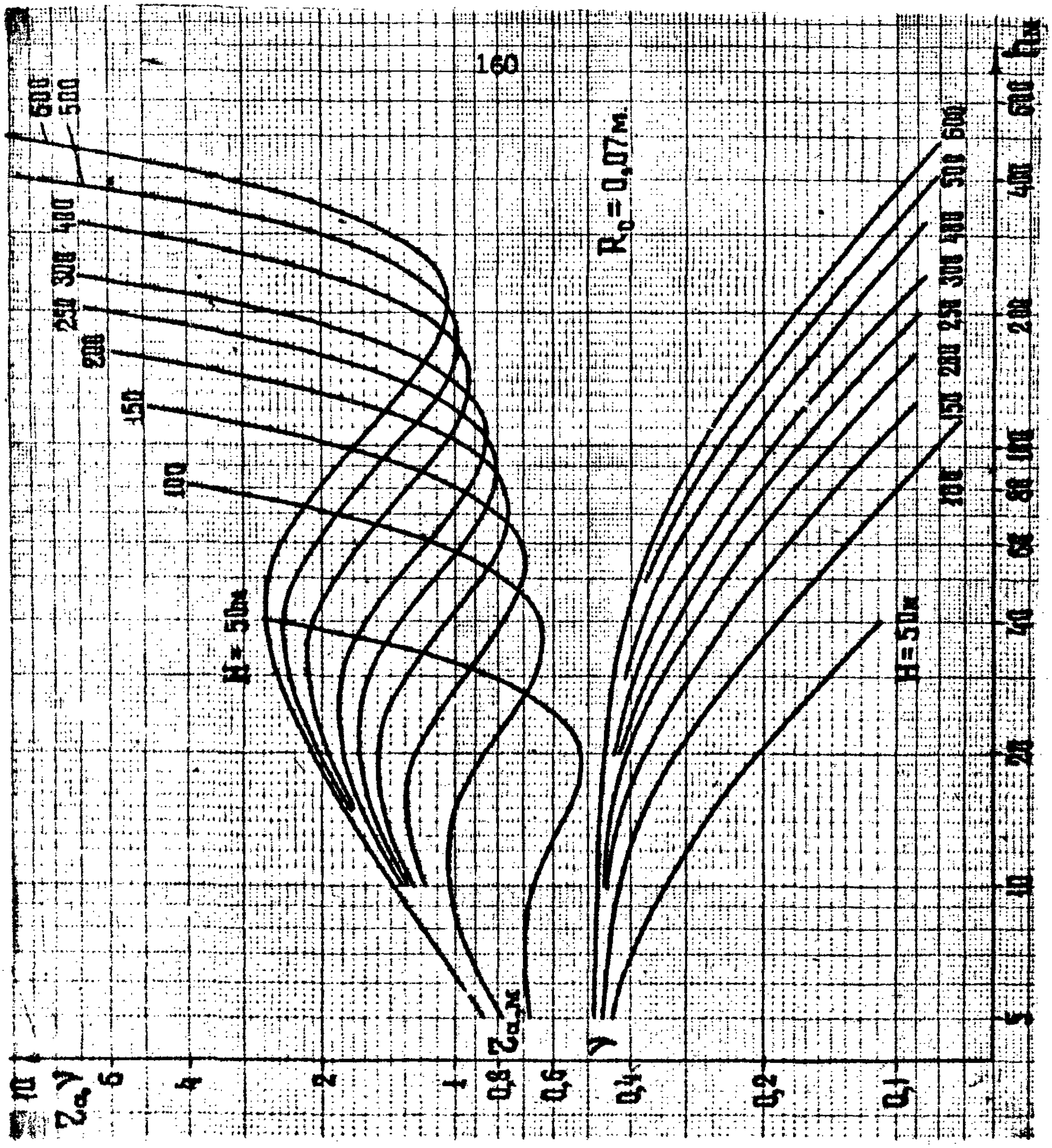


Рис.1г.

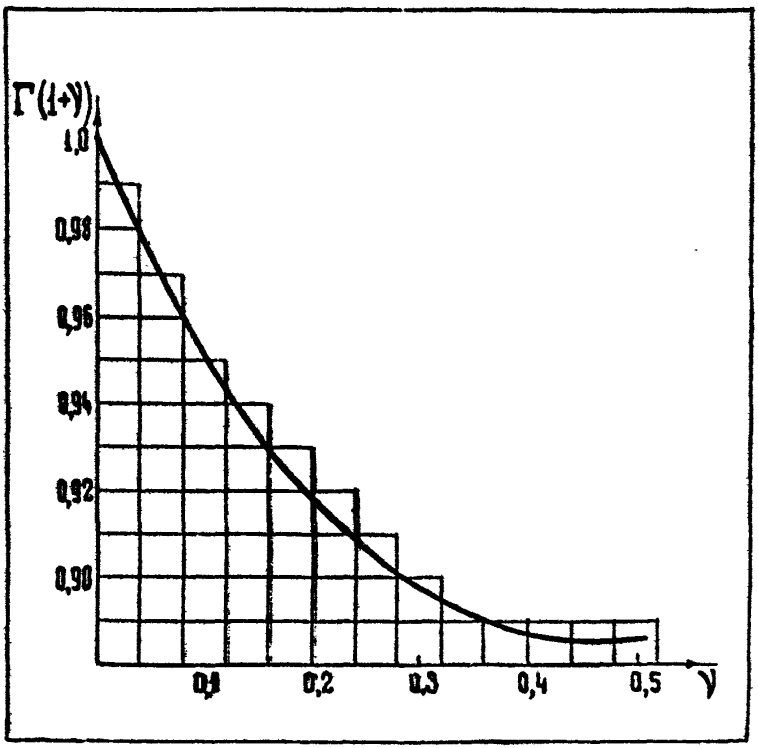


Рис. 2. Гамма – функция

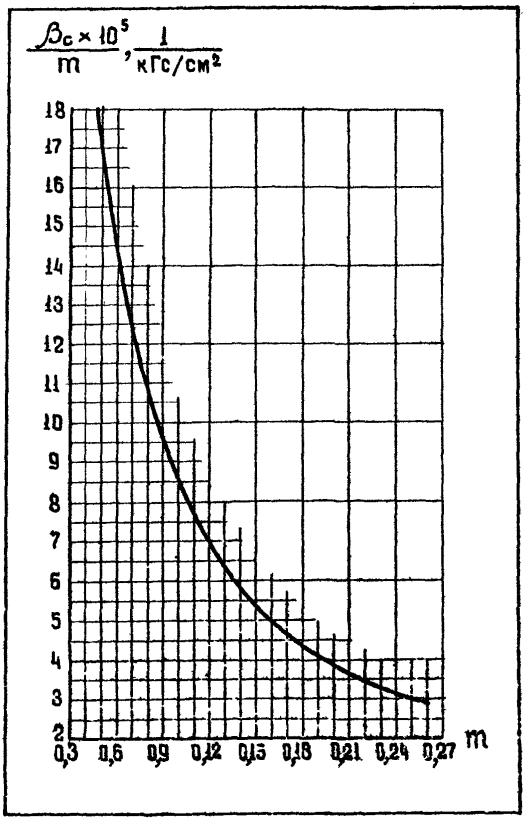


Рис.3. Зависимость коэффициента сжимаемости пористой среды от пористости.

Приложение 4.

Программа обработки КВД обобщенным дифференциальным методом.

Для обработки кривой восстановления забойного давления с помощью приведенного ниже комплекта подпрограмм пользователь из головной программы должен последовательно вызвать подпрограммы BBOD (IPRTOK) и KVD . Входной параметр IPRTOK подпрограммы BBOD указывает вид таблицы исходных данных. IPRTOK=1, когда исходные данные представлены в виде табл. 9, т.е. если дебит дополнительного притока определен заранее и задан в табл. 9а.
IPRTOK= 2, когда исходные данные представлены по форме табл.10, т.е.если дебит дополнительного притока должен вычисляться в программе по данным об изменении забойного,затрубного и буферного давлений.

В первом случае фрагмент головной программы имеет вид

```
IPRTOK=1
CALL ␣ BBOD(IPRTOK)
CALL ␣ KVD
```

или

```
CALL ␣ BBOD(1)
CALL ␣ KVD
```

Во втором случае вместо числа 1 должно стоять число 2.

При необходимости получить второй экземпляр результатов расчета, следует повторно вызвать подпрограмму KVD, не вызывая BBOD .

2. Подпрограмма BBOD осуществляет ввод исходных данных о дебите скважины и об изменении забойного, а также в случае IPRTOK = 2, затрубного и буферного давлений. Остальные подпрограммы пакета ввода числового материала не требуют.

Пакет числового материала имеет следующий вид в соответствии с табл.9 или табл.10.

Первая перфокарта пакета содержит алфавитно-цифровую информацию: название месторождения (площади), номер скважины, дату исследования.

KTQ – количество узлов графика дебита, целое.

S(I), DQ) – координаты узлов графика дебита, любые единицы измерения.

CT – коэффициент пересчета **S(I)** в сек.

CQ – коэффициент пересчета **D(I)** в $см^3$/сек.

QWID – коэффициент, указывающий вид графика дебита.

NTФ – порядковый номер узла графика дебита, совпадающего с моментом остановки скважины, целое.

KTP – количество узлов **KBД**, целое.

В случае **IPRTOK** = 1

T (K), **P (K)** – координаты узлов кривой восстановления забойного давления, любые единицы измерения.

CT – коэффициент пересчета **T (K)** в сек.

CP – коэффициент пересчета **P (K)** в кгс/$см^2$.

В случае **IPRTOK** = 2

T (K), **P (K)**, **PZ (K)**, **PB (K)** – координаты узлов кривых восстановления забойного, затрубного и буферного давления.

CT и **CP** – имеют тот же смысл, что и в предыдущем случае.

CPZ – пересчет **PZ (K)** в кгс/$см^2$.

CPB – пересчет **PB (K)** в кгс/$см^2$.

FZ – площадь затрубного пространства, $см^2$.

FB – площадь внутреннего сечения подъемных труб, $см^2$.

GAM – удельный вес отбираемой жидкости, $т/м^3$.

Величины **KTQ**, **NTФ** и **KTP** вводятся по спецификации I 3, остальные величины – по спецификации F12.5 или F15.5. Согласно этим спецификациям оператора FORMAT требуется набивать каждое число на отдельную перфокарту, при этом для целых констант в ЕС ЭВМ необходимо строго соблюдать ширину поля формата, например, число 5 пробивать следующим образом : ␣␣5, где ␣ – означает пробел. При набивке вещественных чисел соблюдать ширину поля формата необязательно, число можно размещать в начале перфокарты.

3. При больших **KTQ** и **KTP** указанные выше спецификации приводят к увеличению объема пакета числового материала. Пакет можно сократить, если набивать на одной перфокарте по паре значений **S(I)**, **D(I)**; **T(K)**, **P(K)** или

по четыре значения T(K), P(K), P2 (K), P3(K), изменив соответствующие спецификации операторов **FORMAT** .

Число узлов на графиках дебита и давлений не должно превышать 100. Однако ,при необходимости увеличить число вводимых координат этих графиков,следует изменить размерности массивов в **COMMON** -блоках / **SDTP** / и /W/.

Ниже представлен текст программы,отпечатанный в виде протокола "Редактора текстов" ЭВМ БЭСМ-6 , распечатка пакета числового материала,соответствующего табл.9,и результат работы программы.

```
      SUBROUTINE BVOD(IPRTOK)
C
C     ПОДПРОГРАММА  ''ВВОД''  ОСУЩЕСТВЛЯЕТ ВВОД
                      ИСХОДНЫХ ДАННЫХ
C     ДЛЯ ОБРАБОТКИ КВД ПО ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМУ МЕТ
                      ОДУ Р.А.ЯСНИКОВА.
C
C     ВЕРСИЯ  ''НЕСТЬ-1''
C     ПОЛИФУНКЦИЯ 19,12,79.
C
      COMMON/SCTP/J,NTO,TP,CP,S(100),D(100),T(10
                      0),P(100)
      COMMON /W/ PZ(100),PB(100),W(100),GAM,FZ,F
                      B,KTQ,KTP
      COMMON /INF/INFORM(20)
      READ  555,(INFORM(I),I=1,20)
      PRINT 555,(INFORM(I),I=1,20)
      READ 500,KTQ
      KSQ = KTQ
      PRINT 101
    3 PRINT 102
      DO 12 I=1,KSQ
      READ 100,S(I),D(I)
   12 PRINT 103,I,S(I),D(I)
      READ 100,CT,CQ,QWID
      PRINT 109,CT,CQ,QWID
      CS=CT
      DO 10 I=1,KSQ
      S(I)=CS*S(I)
   10 D(I)=CQ*D(I)
C     ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ДЕКРИТА,ЗАДАННОГО СТУПЕНЧАТО
                      Й
C     ЛИНИЕЙ К ВИДУ ГЛАДКОЙ ЛИНИИ
      IF(QWID.EQ.2.) GO TO 57
      T(1)=F(1)
      P(1)=D(2)
      N=KSQ-1
      DO 55 I=2,N
      T(2*I-2)=S(I)
      P(2*I-2)=D(I)
      T(2*I-1)=S(I)+10.
   55 P(2*I-1)=D(I+1)
      KSQ=2*KSQ-2
      T(KSQ)=S(N+1)
      P(KSQ)=D(N+1)
      DO 56 I=1,KSQ
      S(I)=T(I)
   56 D(I)=P(I)
   57 READ 500,NTO
      IF(QWID.EQ.1.) NTO=2*NTO-2
C
C
      READ 500,KTP
      J=KTP
      IF(IPRTOK .EQ. 2) GO TO 13
      PRINT 105
    6 PRINT 106
      DO 11 K=1,KTP
      READ 100,T(K),P(K)
   11 PRINT 103,K,T(K),P(K)
      GO TO 16
   13 PRINT 108
      DO 14 K=1,KTP
      READ 200,T(K),P(K),PZ(K),PB(K)
   14 PRINT 110,K,T(K),P(K),PZ(K),PB(K)
```

```
      16 CONTINUE
         READ 100,CT,CP
         PRINT 107,CT,CP
         IF(IPRTOK .EQ. 2) READ 100,CPZ,CPB,FZ,FB,G
                                 AM
         IF(IPRTOK .EQ. 2) PRINT 114,CPZ,CPB,GAM,FZ
                                 ,FB
         DO 22 I=1,KTP
         K=KTP-I+1
         T(K)=CT*T(K)
         P(K)=CP*(P(K)-P(1))
         IF(IPRTOK .EQ. 1) GO TO 22
         PZ(K)=CPZ*(PZ(K)-PZ(1))
         PB(K)=CPB*(PB(K)-PB(1))
      22 CONTINUE
         GO TO (19,18),IPRTOK
      18 CALL DEBIT(QAM)
      19 RETURN
     100 FORMAT(F12.5)
     101 FORMAT(///26X,'ТАБЛИЦА 1',//29X,'ЛЕВЫЙ СКРА
                                 ЙНИЙ'/)
     102 FORMAT(19X,'I',7X,'T(I)',8X,'Q(I)'/)
     103 FORMAT(18X,I3,F11.2,F11.2)
     105 FORMAT(///26X,'ТАБЛИЦА 2',//16X,'ИЗМЕРЕНИЕ
                                 ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ'/)
     106 FORMAT(19X,'K',7X,'T(K)',10X,'P(K)'/)
     107 FORMAT(/' КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА T(K) В СЕК,
                                 CT',2X,F11.3/
        A' КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА P(K) В АТ, CP',13X,
                                 F11.3/)
     108 FORMAT(///26X,'ТАБЛИЦА 3',//9X,'ИЗМЕРЕНИЕ
                                 ЗАБОЙНОГО,
        *   ЗАТРУБНОГО И КУЛЕРНОГО',2X,'ДАВЛЕНИЯ'/
                                 /
        * 11X,'K',7X,'T(K)',8X,'P(K)',9X,'PZ(K)',9X
                                 ,'PB(K)'/)
     109 FORMAT(//' КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА T(I) В СЕК
                                 , CTT,12X,F11.3/
        D' КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА Q(I) В СМ**3/СЕК, С
                                 Q',6X,F11.3/
        D' КОЭФФИЦИЕНТ РИДА ЗАДАНИЯ ДЕБИТА, QWID',1
                                 0X,F11.3///)
     110 FORMAT(5X,I7,F11.3,3F10.3)
     114 FORMAT(/' КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА ЗАТРУБНОГО
                                 ДАВЛЕНИЯ В АТ, CPZ',F8.3
        A/' КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА КУЛЕРНОГО ДАВЛЕНИЯ
                                 В АТ, CPB',F8.3/
        B' ПЛОТНОСТЬ ПОЛИ В СТАНД.УСЛ., GAM ,Г/СМ**
                                 3',8X,F11.3/
        C' ПЛОЩАДЬ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СМ**2, F
                                 Z',9X,F10.1/
        D' ПЛОЩАДЬ КУЛЕРА ИЛИ СМ**2, FB',10X,F10.1/
                                 //)
     900 FORMAT(F10.5)
     900 FORMAT (I3)
     999 FORMAT (20A4)
         END
         SUBROUTINE KUB
C
C        ПОДПРОГРАММА  ' КУБ'  ВЫЧИСЛЯЕТ
C        ОБРАБОТКУ  КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО
                                 ДАВЛЕНИЯ
C        ПО ПОЛИНОМИАЛЬНОЙ ИНТЕРПОЛЯЦИОННОЙ ФОРМУЛЕ Н.
                                 Ф.МОСКОВКИНА
C
C        ВЕРСИЯ  ОТ 1/ ЗАПРОГРАММИРОВАЛ РЕДЬКИН
```

```
C       ДЕБИТА ПРИТОКА ЛОМАНОЙ ЛИНИЕЙ
        COMMON/SDTP/J,NT0,TP,CP,S(100),D(100),T(10
                                0),P(100)
        DIMENSION TL(100),ASUM(100),X(100),V(100)
        DOUBLE PRECISION ZN,Z,U,G,DE,SUM
        DO 46 K=1,J
        A=S(NT0)+T(K)
        I=1
        SUM=0.
   18   DE=0.
        ASSIGN 29 TO L2
        I=I+1
        ZN=S(I)-S(I-1)
        Z=(D(I)-D(I-1))/ZN
        U=Z*A+S(I)/ZN*D(I-1)-S(I-1)/ZN*D(I)
        G=A-S(I-1)
        OM=1.
   26   IF(G)32,32,27
   27   DE=DE+OM*(U*DLOG(G)-Z*G)
   28   GO TO L2,(29,32)
   29   G=A-S(I)
        ASSIGN 32 TO L2
        OM=-1.
        GO TO 26
   32   SUM=SUM+DE
        IF(G)35,35,18
   35   IF(K.NE.1) GO TO 40
   36   AH=U
        AH=SUM
        TL(1)=1.E18
        ASUM(1)=1.E18
        X(1)=1.E18
        V(1)=1.E18
        GO TO 46
   40   OM=AH-U
        TL(K)=ALOG10(T(K))
        ASUM(K)=SUM/OM/2.302585
        X(K)=(AH-SUM)/OM/2.302585
        V(K)=P(K)/OM
   46   CONTINUE
        AH=AH/AH/2.302585
        PRINT 121
        PRINT 122,(K,T(K),TL(K),X(K),V(K),K=1,J)
        PRINT 116,AH
        RETURN
  116   FORMAT(//24X,F13.3///)
  121   FORMAT(//7X,'КООРДИНАТЫ ПРЕОБРАЗОВАННОЙ  К
                                ВЛ  ПО  ОЗОБЬЕННОМУ',
       */12X,'ИНФЕРЕНЦИАЛЬНОМУ МЕТОДУ Ю.А.МЯСНИКО
                                ВА'//
       *' K',0X,'T(K)',4X,'LOG T(K)',7X,'X(K)',10X,
                                ,'V(K)'/
       *' ( )',5X,'(СЕК)',6X,'(-)',10X,'(*)',11X,'
                                (*)'/)
  122   FORMAT(I3,F11.0,F10.3,F13.3,F16.6)
        END
        SUBROUTINE DEBIT(SAM)
        EXTERNAL FUNCTN
        DOUBLE PRECISION X(50,3),FXJ(100),GC(100),
                                PCH(50),PCCH(50),
       ,PGCH(50),WCH(50),T1
       *    ,DEB,CHSUM2
        COMMON /NT/ N,T1,T2
        COMMON/SDTP/J,NT0,TP,CP,S(100),D(100),T(10
                                0),P(100)
        COMMON/W/PZ(100),PG(100),W(100),PP0,D1,D2,D3
```

```
      NF=3
      NPL=50
      NPLMAX=NPL
      N2=2*NPL
      N= J
      T1=T(J)-T(1)
      T2=T(J)+T(1)
      CALL CHEBV(NF,NPL,NPLMAX,N2,FUNCTN,X,FXJ,G
                                C)
      DO 32 I=1,NPL
      PCH(I)=X(I,1)
      PZCH(I)=X(I,2)
      PGCH(I)=X(I,3)
      WCH(I)=1000.*((PCH(I)-PZCH(I))*D1+(PCH(I)-
                                PGCH(I))*D2)/GAM
   32 CONTINUE
    3 W(1)=0.
      DO 13 K=2,J
      TA=(2.*T(K)-T2)/T1
      PZ(K)=CHSUM2(TA,PZCH,NPL)
      P (K)=CHSUM2(TA,P CH,NPL)
      PG(K)=CHSUM2(TA,PGCH,NPL)
      CALL EDCHEB(TA,WCH,NPL,DEB)
      DEB=2.*DEB/T1
      PRINT 300,K,P(K),PZ(K),PG(K),W(K),DEB
  300 FORMAT(I5,6F14.3,D14.3)
      S(NT0+K-1)=S(NT0)+T(K)
      D(NT0+K-1)=DEB
   13 CONTINUE
      PRINT 122
      N=NT0+J-1
      DO 14 I=1,N
   14 PRINT 123,I,S(I),D(I)
  100 FORMAT(F15.5)
  122 FORMAT(18X,'ТАБЛИЧА  ДЕВИТА  СКВАЖИНИ'/
     A19X,'ДО  И  ПОСЛЕ  ОСТАНОВКИ'//
     B19X,'I',7X,'S(I)',6X,'D(I)'/
     C18X,'(*)',6X,'(СЕК)',4X,'(СМ**3/СЕК)'/)
  123 FORMAT(18X,I3,F11.2,F11.2)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE FUNCTN(A,VAL)
      COMMON /NT/ N,T1,T2
      COMMON/SDTP/J,NT0,TP,CP,S(100),D(100),T(10
                                0),P(100)
      COMMON/W/PZ(100),PG(100),W(100),DEB,D1,D2,
                                D3
      DOUBLE PRECISION A,VAL(3)
      C=T2/2.+T1/2.*A
      CALL ALINT(T,P ,N,C,R)
      VAL(1)=R
      CALL ALINT(T,PZ,N,C,R)
      VAL(2)=R
      CALL ALINT(T,PG,N,C,R)
      VAL(3)=R
      RETURN
      END
      DOUBLE PRECISION FUNCTION CHSUM2(X,Z,N)
      DOUBLE PRECISION X,Z(N),A,B,C
      A = 1. D0
      B = X
    2 CHSUM2 = 0.500*Z(1) + Z(2)*X
      DO 3 I=3,N
      C = 2.D0 * X * B - A
      A = B
```

```
      F = C
    3 CHSUM2=CHSUM2+Z(I)*C
      RETURN
      END
      SUBROUTINE CHEBV(NF, NPL, NPLMAX, N2, FUNC
                       TN, Y, FXJ, GC)
      DOUBLE PRECISION X(NPLMAX,NF), FXJ(NF), GC
                       (N2), FPP, YJ,
     * FK, PEN, FAC
      DO 20 K=1,NPL
      DO 10 J=1,NF
          X(K,J) = 0.D0
   10   CONTINUE
   20 CONTINUE
      N = NPL - 1
      FNN = N
      PEN = 3.14159265358979323D0/FNN
      NN=(NPL+1)/2
      DO 30 K=1,NN
      FK=K-1
      GC(K)=DCOS(FK*PEN)
      NPLK=NPL+1-K
      GC(NPLK)=-GC(K)
   30 CONTINUE
      DO 35 K=1,N
      NPLK=NPL+K
      GC(NPLK)=-GC(K+1)
   35 CONTINUE
      DO 80 J=1,NPL
        YJ = GC(J)
        CALL FUNCTN(YJ, FXJ)
        IF (J.EQ.1 .AND. J.NE.NPL) GO TO 50
        DO 40 K=1,NF
          FXJ(K) = .5D0*FXJ(K)
   40   CONTINUE
   50 CONTINUE
      DO 70 L=1,NPL
      LN = MOD((L-1)*(J-1),2*N) + 1
        DO 60 K=1,NF
          X(L,K) = X(L,K) + FXJ(K)*GC(LN)
   60   CONTINUE
   70 CONTINUE
   80 CONTINUE
      FAC = 2.0D0/FNN
      DO 100 J=1,NF
      DO 90 K=1,NPL
          X(K,J) = FAC*X(K,J)
   90   CONTINUE
      X(NPL,J) = 0.5D0*X(NPL,J)
  100 CONTINUE
          RETURN
          END
      SUBROUTINE FACHEB(X, COEF, NPL, FX)
      DOUBLE PRECISION COEF(NPL), Y, FX, YJP2, Y
                       JPL, XJ, PJP2,
     * PJPL, PJ, PF, PJ
      YJP2 = 0.0D0
      YJPL = 0.5D0
      PJP2 = 1.0D0
      PJPL = 0.0D0
      N = NPL - 1
      DO 10 K=1,N
        J = NPL - K
        PJ = J
        YJ = 2.0D0*FX*YJPL - YJP2 + COEF(J)
        PF = 2.0D0*PJPL - PJP2
        YJP2 = YJPL
        YJPL = YJ
        PJP2 = PJPL
        PJPL = PF
```

```
291           BJP2 = BJPL
292           BJPL = BJ
293           XJP2 = XJPL
294           XJPL = XJ
295        10 CONTINUE
296           FX = .500*(BJ-BF)
297           RETURN
298           END
299           SUBROUTINE ALINT(XE,YE,NE,X,
300           DIMENSION XE(100),YE(100)
301     C LINEAR INTERPOLATION
302           X1=XE(1)
303           X2=XE(NE)
304           P=(X-X1)*(X-X2)
305           IF(P.GT.0.) GO TO 9
306           NE1=NE-1
307           DO 1 N=1,NE1
308           P=(X-XE(N))*(X-XE(N+1))
309           IF(P)2,2,1
310         2 NI=N
311           GO TO 9
312         1 CONTINUE
313         9 CONTINUE
314           IF(X.LT.X1) NI=1
315           IF(X.GT.X2) NI=NE-1
316         3 TA=XE(NI)
317           TB=XE(NI+1)
318           YA=YE(NI)
319           YB=YE(NI+1)
320           Y=YA+(YB-YA)/(TB-TA)*(X-TA)
321           RETURN
322           END
323     *EXECUTE
324                       АКАТОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ
325      3)
326     0.
327     2260.
328     78800.
329     1820.
330     57600.
331     1695.
332     64800.
333     1787.
334     191200.
335     1615.
336     216000.
337     1470.
338     280800.
339     1300.
340     333000.
341     1470.
342     333720.
343     0.
344     336960.
345     0.
346     337140.
347     1470.
348     349000.
349     1440.
350     349100.
351     1330.
352     349200.
353     1185.
354     349250.
355     820.
356     349300.
```

357	310.
358	345400.
359	570.
360	345500.
361	410.
362	345600.
363	350.
364	345700.
365	270.
366	345800.
367	240.
368	346100.
369	190.
370	346400.
371	150.
372	347000.
373	80.
374	347340.
375	50.
376	348480.
377	28.
378	350640.
379	18.
380	351840.
381	14.
382	353000.
383	9.
384	360000.
385	4.
386	363600.
387	0.
388	1.
389	1.
390	2.
391	12
392	28
393	0.
394	0.
395	190.
396	1.037
397	722.
398	1.557
399	255.
400	2.075
401	273.
402	2.305
403	304.
404	2.532
405	337.
406	2.76
407	375.
408	2.99
409	415.
410	3.210
411	480.
412	3.45
413	510.
414	3.675
415	574.
416	3.900
417	540.
418	4.080
419	575.
420	4.344
421	570.
422	4.44

423 970.
424 4.819
425 1179.
426 0.
427 1410.
428 9.26
429 1690.
430 9.90
431 1990.
432 9.73
433 2340.
434 9.05
435 2680.
436 8.7
437 3040.
438 8.42
439 3440.
440 8.90
441 3760.
442 8.60
443 11340.
444 6.710
445 13800.
446 6.820
447 17940.
448 6.900
449 1.
450 1.

АКАТОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ

ТАБЛИЦА 1

ДЕБИТ СКВАЖИНЫ

I	T(I)	Q(I)
1	0.00	2260.00
2	28800.00	1820.00
3	57600.00	1695.00
4	64800.00	1787.00
5	151200.00	1615.00
6	216000.00	1450.00
7	288800.00	1390.00
8	333000.00	1450.00
9	333720.00	0.00
10	336960.00	0.00
11	337140.00	1470.00
12	345000.00	1460.00
13	345100.00	1330.00
14	345200.00	1185.00
15	345250.00	820.00
16	345300.00	710.00
17	345400.00	920.00
18	345500.00	410.00
19	345600.00	390.00
20	345700.00	290.00
21	345800.00	280.00
22	346100.00	190.00
23	346400.00	150.00
24	347000.00	80.00
25	347340.00	92.00
26	348480.00	28.00
27	350640.00	18.00
28	351840.00	14.00
29	355000.00	9.00
30	360000.00	4.00
31	363600.00	0.00

КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА T(I) В СЕК, СТ 1.000

-009-

КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА Q(I) В СМ**3/СЕК, CQ	1.000
КОЭФФИЦИЕНТ ВИДА ЗАДАНИЯ ДЕБИТА, QMID	2.000

ТАБЛИЦА 2

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

K	T(K)	P(K)
1	0.00	0.00
2	198.00	1.04
3	222.00	1.56
4	255.00	2.07
5	273.00	2.30
6	304.00	2.53
7	337.00	2.76
8	379.00	2.99
9	419.00	3.22
10	466.00	3.45
11	518.00	3.68
12	574.00	3.90
13	648.00	4.06
14	727.00	4.76
15	823.00	4.98
16	970.00	4.81
17	1135.00	5.00
18	1410.00	5.26
19	1650.00	5.50
20	1950.00	5.75
21	2340.00	5.95
22	3480.00	6.20
23	5640.00	6.42
24	6840.00	6.50
25	8760.00	6.60
26	11340.00	6.71
27	13800.00	6.82
28	17940.00	6.90

КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА T(K) В СЕК, CT	1.000
КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА P(K) В АТ, CP	1.000

КООРДИНАТЫ ПРЕОБРАЗОВАННОЙ КВА ПО ОБОБЩЕННОМУ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМУ МЕТОДУ Н.А.МЯСНИКОВА

K (•)	T(K) (СЕК)	LOG T(K) (•)	X(K) (•)	Y(K) (•)
1	0.000000	0.000000000000	0.000000000000	0.000000
2	190	2.279	1.809	0.003981
3	292	2.346	1.592	0.003574
4	255	2.407	1.692	0.003187
5	273	2.436	1.813	0.003338
6	304	2.483	1.933	0.003342
7	337	2.528	2.026	0.003369
8	395	2.574	2.102	0.003350
9	415	2.618	2.182	0.003364
10	460	2.663	2.283	0.003429
11	510	2.708	2.338	0.003480
12	574	2.759	2.429	0.003565
13	640	2.806	2.498	0.003580
14	725	2.860	2.578	0.003703
15	825	2.916	2.665	0.003798
16	970	2.987	2.762	0.003884
17	1135	3.055	2.848	0.003923
18	1410	3.149	2.946	0.004012
19	1650	3.217	3.044	0.004107
20	1950	3.290	3.121	0.004170
21	2340	3.369	3.207	0.004226
22	3480	3.542	3.410	0.004330
23	5640	3.751	3.633	0.004452
24	6840	3.835	3.716	0.004495
25	8760	3.943	3.820	0.004555
26	11340	4.055	3.924	0.004620
27	13800	4.140	4.002	0.004688
28	17940	4.254	4.104	0.004728
			5.410	

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

1. ПРЕДИСЛОВИЕ 3
2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 5
   2.1. Цели и задачи гидродинамических исследований 5
   2.2. Общая характеристика гидродинамических методов исследований и условия их применения 6
3. КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 8
   3.1. Стадия промышленной разведки месторождений 8
   3.2. Стадия пробной эксплуатации объекта 9
   3.3. Стадия промышленной разработки объекта 9
4. ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ 10
   4.1. Определение дебита нефти, попутной воды и газа по добывающим скважинам и приемистость нагнетательных скважин по результатам поверхностных измерений . 10
      4.1.1. Определение дебита жидкости добывающих скважин 12
      4.1.2. Определение обводненности продукции добывающих скважин . . . 13
      4.1.3. Определение дебита попутного газа 14
      4.1.4. Определение приемистости водонагнетательных скважин 14
   4.2. Исследование профилей притока и приемистости по данным измерений глубинными приборами 14
      4.2.1. Цели и условия проведения исследований, применяемая аппаратура 14
      4.2.2. Основные требования к технологии исследования профилей притока и приемистости. 15
      4.2.3. Обработка результатов исследований профилей притока (приемистости), форма их представления. 16
   4.3. Исследование динамики затухания притока жидкости в ствол скважины после ее остановки 20

4.3.1. Исследование динамики затухания притока путем прямых измерений 22

4.3.2. Исследование динамики затухания притока по данным восстановления забойного и устьевых давлений 23

4.4. Определение забойного давления 30

4.4.1. Основные способы определения забойных давлений и условия их применения 30

4.4.2. Определение забойных давлений путем прямых измерений глубинными манометрами 31

4.4.3. Определение забойного давления по данным динамического уровня и устьевого давления 32

4.4.4. Определение забойных давлений в водонагнетательных скважинах по данным измерения устьевых давлений 37

4.5. Определение пластового давления . . . 40

4.5.1. Определение пластового давления путем прямого измерения глубинными манометрами 40

4.5.2. Определение пластового давления по данным измерений статического уровня и устьевого давления . . 41

4.5.3. Определение пластового давления по данным обработки кривой восстановления давления . . 42

4.6. Исследование скважин методом восстановления давления 43

4.6.1. Необходимые технологические условия проведения исследований 43

4.6.2. Исследование скважин методом восстановления давления с помощью глубинных приборов . . . 43

4.6.3. Исследование восстановления забойного давления по данным прослеживания динамического уровня в насосных скважинах . 45

4.6.4. Исследование нагнетательных скважин методом восстановления давления по данным прослеживания изменения устьевого [illegible]ения 45

4.7. Исследование скважин методом установившихся отборов 46

4.8. Исследование взаимодействия скважин 49

4.8.1. Исследование при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину 49

4.8.2. Исследование при периодическом изменении дебита возмущающей скважины 56

5. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ 59

5.1. Обработка результатов исследований методом восстановления давления 59

5.1.1. Обработка результатов исследований методом восстановления давления без учета дополнительного притока жидкости при скачкообразном изменении дебита скважины 59

5.1.2. Обработка кривых восстановления уровня в насосных скважинах, эксплуатируемых с открытым затрубным пространством 64

5.1.3. Упрощенный метод обработки КВД с учетом дополнительного притока жидкости в ствол скважины (В.Н. Щелкачева, А.С. Кундина). 68

5.1.4. Обработка результатов исследований методом восстановления давления с учетом переменного дебита во время работы скважины и притока жидкости в ствол после изменения режима ее работы 73

5.1.4.1. Подготовка исходных данных . . . 74

5.1.4.2. Расчет функций Ψ_x и Ψ_y на ЭВМ . 80

5.1.4.3. Построение графика $\Psi_y = f(\Psi_x)$ . . . 80

5.1.4.4. Определение уклона (ℓ) графика $\Psi_y = f(\Psi_x)$ и отрезка (А), отсекаемого на оси ординат . . . 81

5.1.4.5. Определение параметров ℓ, $\frac{\kappa}{\mu}$ и пластового давления в скважине 81

5.1.5. Особенности обработки результатов исследований методом восстановления давления скважин, эксплуатирующих трещиноватые пласты 89

5.1.6. Особенности обработки результатов исследований методом

восстановления давления скважин с аномально высоким давлением 96

5.1.7. Использование результатов исследований скважин методом восстановления давления для качественных и количественных оценок неоднородности пластов 100

5.2. Обработка результатов исследований скважин методом установившихся отборов . . . 101

5.2.1. Основные типы индикаторных диаграмм 101

5.2.2. Оценка гидродинамического совершенства скважин 103

5.2.3. Обработка индикаторных диаграмм, имеющих прямолинейную форму . . . 105

5.2.3.1. Однопластовый объект 105

5.2.3.2. Многопластовый объект . . . 114

5.2.4. Совместная обработка индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления 116

5.2.5. Обработка данных исследований методом установившихся отборов при фильтрации в пласте газированной жидкости 117

5.2.6. Обработка данных исследований трещиноватых коллекторов 125

5.2.7. Особенности обработки индикаторных диаграмм при неполной стабилизации опытных режимов эксплуатации . 134

5.3. Обработка результатов исследования взаимодействия скважин 135

5.3.1. Обработка результатов при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину 135

5.3.2. Обработка результатов исследований при периодическом скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины 140

6. ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И РАЗМЕРНОСТИ 146

7. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 147

Приложение 1. Принципиальный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений 150

стр.

Приложение 2. Глубинные приборы для гидродинамических исследований пластов и скважин 151

Приложение 3. Вспомогательные таблицы и графики 155

Приложение 4. Программа обработки КВД на ЭВМ 163

ОПИ-ВНИИ. Зак. 184. Тир. 300. Л-76206
Подписано к печати 25/X-82

gost.e-ecolog.ru