

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

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

1982 г.

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

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель Министра
нефтяной промышленности

И. И. Игровский —
И. И. Игровский

" 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 -З-593-81

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

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 15.ХП.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, СевкавказНИПИнефть, СибНИПИнефть, 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 объему 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 аппроксимирована 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 (K) добывающей скважины и коэффициент приемистости (K^*) нагнетательной скважины;

2) среднее значение коэффициента гидропроводности пласта (\mathcal{E}) в районе исследуемой скважины или на участке между двумя исследуемыми скважинами;

3) среднее значение коэффициента проницаемости пласта (\mathcal{K}) в районе исследуемых скважин;

4) коэффициент гидродинамического совершенства скважины (\mathcal{P});

5) приведенный радиус скважины ($\mathcal{R}_{пр}$).

Параметры K (K^*), \mathcal{E} и \mathcal{K} являются комплексными.

По определению

$$\mathcal{E} = \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta \cdot \text{см.}}{\text{сП}} \quad (2.1.)$$

где K — среднее значение коэффициента проницаемости пласта в исследуемом районе, Δ ;
 h — работающая толщина пласта (средняя), см;
 μ — вязкость жидкости в пластовых условиях, сП.

$$\alpha = \frac{\kappa}{\mu(\tau\beta_{ж} + \beta_0)} = \frac{\xi}{h \cdot \beta^*} \frac{\text{см}^2}{\text{сек}} \quad (2.2.)$$

где μ - среднее значение эффективной пористости пласта, безразм.;

$\beta_{ж}$ - коэффициент объемного упругого расширения пластовой жидкости, $1/(\text{кгс}/\text{см}^2)$;

β_0 - среднее значение коэффициента объемного упругого расширения пористой среды в исследуемом районе, $1/(\text{кгс}/\text{см}^2)$;

$\beta^* = (\tau\beta_{ж} + \beta_0)$ - коэффициент упругоэластичности пласта, $1/(\text{кгс}/\text{см}^2)$
 Коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях ($K_{пл.}$) определяется соотношением

$$K_{пл.} = \frac{Q}{P_{пл.} - P_{зоб.}} = \frac{2\pi\xi}{\ln \frac{R_k}{r_{ар.}}} \frac{\text{см}^3 \cdot \text{см}^2}{\text{сек} \cdot \text{кгс}} \quad (2.3.)$$

где R_k - радиус условного контура питания, см,

$r_{ар.}$ - см.

- дебит скважины в пластовых условиях, $\text{см}^3/\text{сек}$,

$P_{пл.}$ и $P_{зоб.}$ - соответственно пластовое и забойное давление в скважине, $\text{кгс}/\text{см}^2$.

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

Так, для определения гидропроводности (ξ) по известному значению коэффициента продуктивности необходимо предварительно определить приведенный радиус скважины ($r_{ар.}$) аналитическими или другими методами (например, методом В.И. Журова).

Для определения коэффициента проницаемости пласта (κ) 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-

новых 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.

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 оводится: 1) к наблюдениям динамики забойного давления в реагирующих скважинах в течение определенного периода до начала изменения дебита возмущающей скважины (с целью выявления фона), 2) создания 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 ξ и \mathfrak{K} (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, вскрываемым объектам, подготавливаемым 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 давлений 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, предусмотриваемых 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 большая 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 противодействия в выкидной линии во время замера дебита и в процессе нормальной работы. (кроме скважин, оборудованных ШГН).

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

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

где $Q_{\text{зам.}}$ - замеренный дебит на установке, м³/сут.,

$P_{\text{б. зам.}}$ - давление на буфере скважины в процессе измерения дебита, кгс/см²,

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

ление ($P'_{\text{ф. факт.}}$) на 2-4 кгс/см²;
 4) замер дебита ($Q''_{\text{зм.}}$) на групповой установке (через 3-5 часов) и измерение буферного давления ($P'_{\text{б. зм.}}$);

Коэффициент C_n определяется по формуле

$$C_n = \frac{Q'_{\text{зм.}} - Q''_{\text{зм.}}}{P'_{\text{б. зм.}} - P'_{\text{зм.}}} \quad (4.2.)$$

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, м ³ /сут.	78	64
2. Противодавление на буфере скважины при работе в общий коллектор $P_{\text{б. факт.}}$, кгс/см ²	18,5	20,4
3. Противодавление на буфере скважины в процессе измерения дебита $P_{\text{б. зм.}}$, кгс/см ²	19,6	21,4

По формуле (4.2.)

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

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

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

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

При проведении исследований по определению поправочного коэффициента C_n следует пользоваться манометрами повышенного класса точности (образцовыми или контрольными) с правильно подобраным пределом измерений (так, чтобы измеренная 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.

4.1.2. 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 ее количественные оценки в виде средних значений за относительно длительный промежуток времени (декада, 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 шупами.

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.

4.1.3. Определение дебита попутного газа.

Дебит попутного нефтяного газа на групповых замерных установках измеряется турбинными счетчиками газа (типа Агат-1), 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 [1].

4.1.4. Определение приемистости водонагнетательных скважин.

Приемистость водонагнетательных скважин измеряется счетчиками или расходомерами дифференциального 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. Исследования профилей потока и приемистости по данным измерений глубинными приборами.

4.2.1. Сеть 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 (N_s) от глубины измерения (H) в пределах общего интервала перфорации (интегральный профиль) и определены дебиты жидкости - (ΔQ_i) и обводненности (N_{si}) 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; магнетательных); 2) температура и давление на забое не превышают предельные рабочие значения этих параметров для серийно выпускаемых приборов.

Исследования проводятся с помощью глубинных дебитометров, 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, поплавки, 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 промышленно-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 работки 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 *различия* глубинных и мерений

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

$$\alpha = \frac{Q_{\text{пов.}} [P_{\text{в. пов.}} + B_{\text{н}}(1 - P_{\text{в. пов.}})]}{K_{\text{расх.}} \cdot q_{\text{н}}^*} \quad (4.3)$$

где $Q_{\text{пов.}}$ - дебит скважины по жидкости в поверхностных условиях, - (определяется по замеру на АГЭУ), $\text{м}^3/\text{сут.}$

$q_{\text{н}}^*$ - дебит жидкости, проходящей через прибор при его установке над всеми перфорированными интервалами (определяется по показателям прибора и градуировочной кривой измерительного узла), $\text{м}^3/\text{сут.}$

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

$B_{\text{н}}$ - объемный коэффициент нефти (по данным исследования глубинных проб), безразм.

$K_{\text{расх.}}$ - расходный коэффициент прибора при данном значении $q_{\text{н}}^*$ (определяется по зависимости $K_{\text{расх.}} = f(q_{\text{н}}^*)$ в стендовых условиях), безразм.

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

$$Q = \alpha \cdot K_{\text{расх.}} \cdot q_{\text{н}} \quad (4.4)$$

где $q_{\text{н}}$; $K_{\text{расх.}}$ - величины определяемые по градуировочным характеристикам прибора и измерительного узла.

Пример: Объемный дебит скважины составляет по замерам на установке "Спутник" $Q_{\text{пов.}} = 127 \text{ м}^3/\text{сут.}$, обводненность в поверхностных условиях $P_{\text{в. пов.}} = 0,54$, объемный коэффициент нефти $B_{\text{н}} = 1,1$, величина дебита скважины по показаниям прибора, установленного выше всех вскрытых работающих пластов (при том же буферном давлении) $q_{\text{н}}^* = 2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Расходный коэффициент прибора по градуировочной кривой при $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ составляет $K_{\text{расх.}} = 1,74$.

По формуле (4.3) находим

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

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

$$\alpha_{\text{вес.}} = \frac{q_{\text{пов.}} [\text{Пв. пов.} \cdot \gamma_{\text{в}} + (1 - \text{Пв. пов.}) \gamma_{\text{н. пл.}}]}{K_{\text{вес.}} \cdot G_{\text{н}}} \quad (4.5)$$

где $G_{\text{н}}$ — весовой дебит по показателям измерительного угла прибора при его установке над вскрытыми интервалами, т/сут.

$K_{\text{вес.}}$ — весовой расходный коэффициент прибора при дебите $G_{\text{н}}$ (определяется по градуировочной характеристике $K_{\text{вес.}} = \psi(G_{\text{н}})$)

$\gamma_{\text{в}}$ — удельный вес попутной воды, т/м³
 $\gamma_{\text{н. пл.}}$ — удельный вес нефти в пластовых условиях, т/м³.

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

$$G = \alpha_{\text{вес.}} \cdot K_{\text{вес.}} \cdot G_{\text{н}} \quad (4.6)$$

где $G_{\text{н}}$ и $K_{\text{вес.}}$ 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 $K_{\text{обв.}}$ определяется по формуле

$$K_{\text{обв.}} = \frac{\text{Пв. пов.}}{\text{Ппр.} [\text{Пв. пов.} + (1 - \text{Пв. пов.}) \gamma_{\text{н}}]} \quad (4.7)$$

где Ппр. — 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

$$P_a = P_{пр} \cdot K_{обв.} \quad (4.8)$$

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

$$P_{в.об.} = 0,54; \quad \beta_n = 1,1; \quad P_{пр.} = 0,42.$$

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 P'_a определяются исходя из скорректированных интегральных профилей притока и обводненности по следующим формулам

$$\Delta Q_{ж.} = Q_{ж.в.} - Q_{ж.н.} \quad \text{м}^3/\text{сут.} \quad (4.9)$$

$$\Delta q_{уд.} = \frac{\Delta Q_{ж.}}{h} \quad \text{м}^3/\text{сут.м.} \quad (4.10)$$

$$P'_a = \frac{P_{в.в.} \cdot Q_{ж.в.} - P_{в.н.} \cdot Q_{ж.н.}}{\Delta Q_{ж.}} \quad (4.11)$$

где $P_{в.в.}$ и $Q_{ж.в.}$ — соответственно обводненность продукции и дебит жидкости в верхней точке интервала,

$P_{в.н.}$ 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 м³/сут. и обводненность 0,58, а в нижней (1637,5 м) $Q_{ж.н.} = 17,6$ м³/сут

$\Pi_{в.н.} = 0,7$ (см. табл. 2).

По формулам (4.9), (4.10) и (4.11)

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

$$\Delta Q_{\text{га}} = \frac{0,58 \cdot 4,8}{0,5} = 9,6 \text{ м}^3/\text{сут.м.}$$

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

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 разрезами, 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.

Результаты исследований профилей притока и обводненности
 Площадь (месторождения) кв. м
 интервал perforации 1625 - 1629 м ; 1632,5 - 1639 м.

№ скважины	Глубина Н, м.	Дебит жидкостей в точке забора (скорректированный)	Обводненность жидкости в точке забора (скорректированная) $P_{\text{ж}}$ (в долях единиц)	Толщина интервала, м.	Коэффициент обводненности	Обводненность $P_{\text{ж}}$	Удельный дебит жидкости из интервала $q_{\text{ж}}$, м ³ /сут.м.
		г, м ³ /сут.	г, м ³ /сут.		г, м ³ /сут.		
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	1,8	0,18	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	0,08	7,6
8	1628	44,3	0,34	0,5	2,4	0,06	6,6
9	1628,5	39,1	0,36	0,5	2,2	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	38,2	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	0,206	2,8
19	1636	25,1	0,52	0,5	1,7	0,14	13,4
20	1636,5	22,4	0,58	0,5	1,7	0,163	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	15,5	0,71	0,5	2,3	0,509	4,6
24	1638,5	10	0,80	0,5	3,5	0,347	10,6
25	1639	0	1,0	0,5	10	0,5	20
26	1640	0	1,0	0	0	0	0

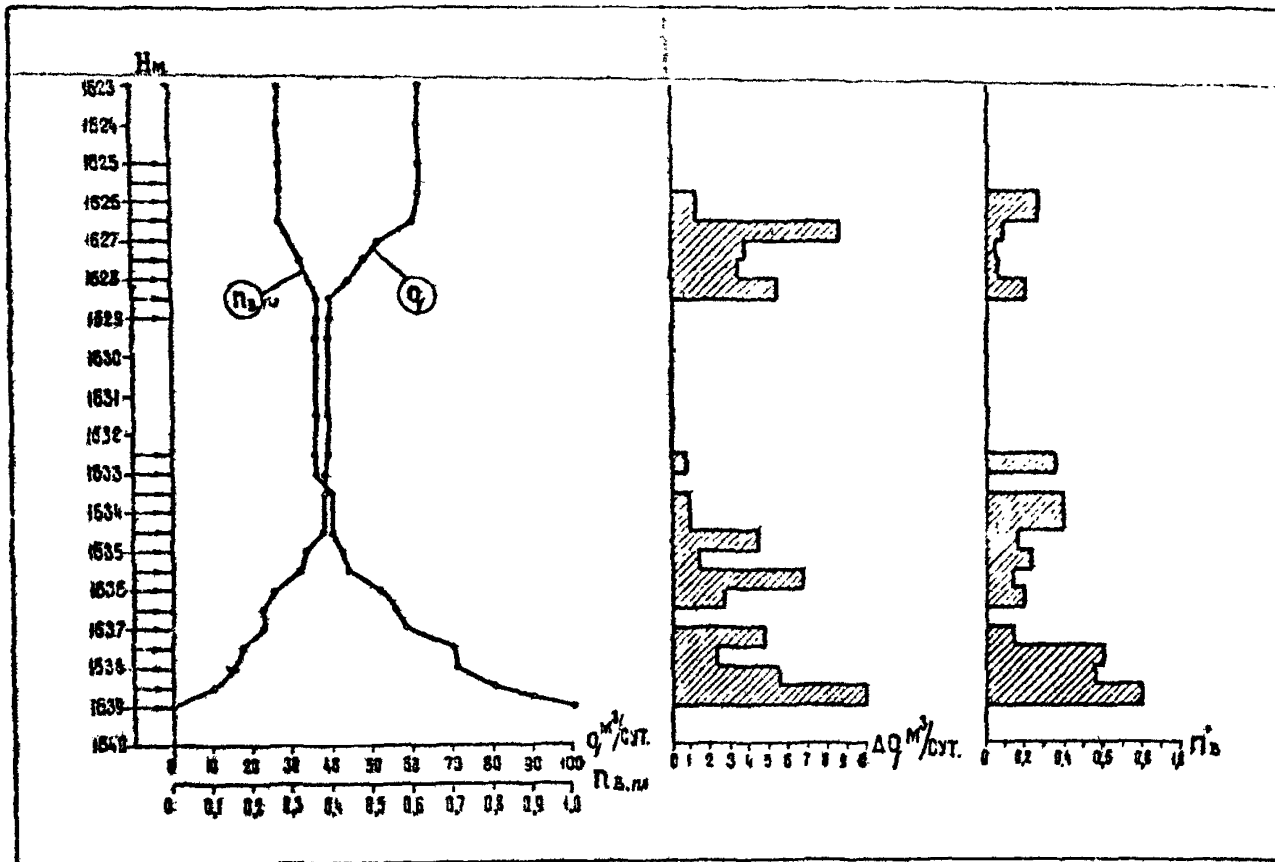


Рис. 1 Характерные интегральные и дифференциальные профили притока по дебиту и производительности.

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“

$$Q_b = Q_2 + Q_3$$

В точке „в“

$$Q_v = Q_3$$

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

$$Q_2 = Q_b - Q_3; \quad Q_1 = Q_a - Q_b$$

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

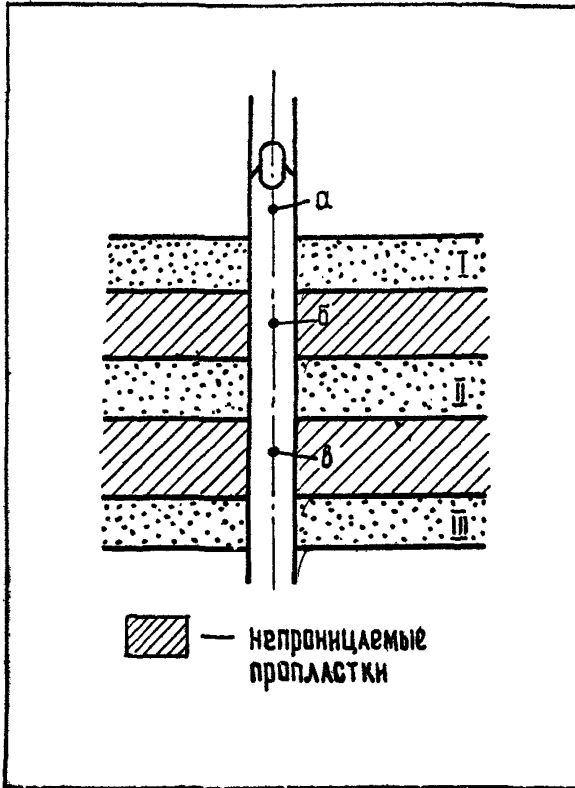


Рис.2. К примеру исследований динамики затухания притока жидкости после остановки скважины.

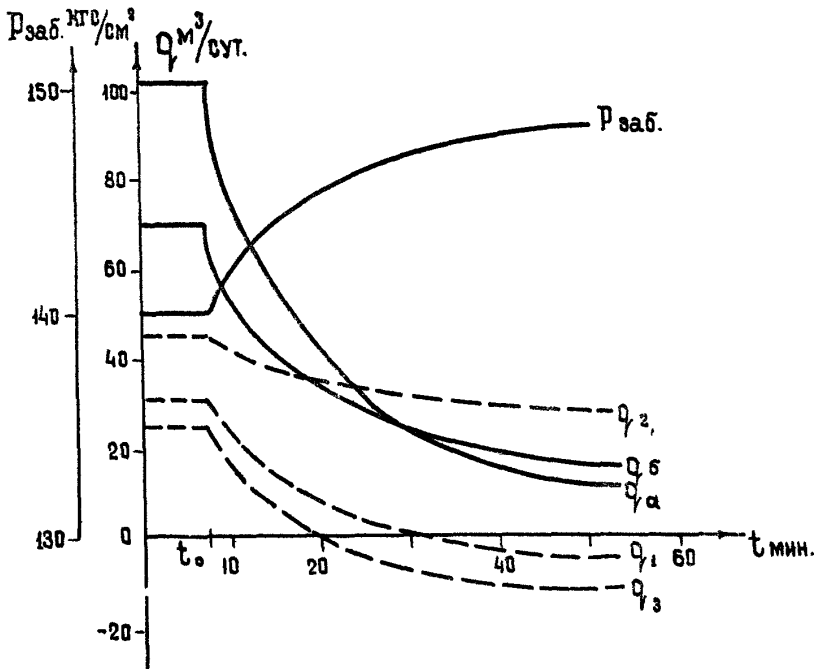


Рис.3. Характерные кривые затухания притока
жидкости в ствол скважины

Q_1, Q_2, Q_3 - притоки из I-го, II-го и III-го пластов,

$$Q_a = Q_1 + Q_2 + Q_3; \quad Q_5 = Q_2 + Q_3; \quad Q_6 = Q_3;$$

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:

$$V(t) = \frac{1000}{\gamma_{ж.м.}} [F_k (\Delta P_3 - \Delta P_k) + F_T (\Delta P_3 - \Delta P_5)] \quad (4.12)$$

где: $V(t)$ - накопленный приток, m^3
 $\gamma_{ж.м.}$ - средний удельный вес добываемой жидкости в пластовых условиях, t/m^3 ;

F_k и F_T - соответственно площади поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства и подъемных труб, cm^2 ;

$\Delta P_3, \Delta P_5$ и ΔP_k - изменение давления соответственно на забое, буфере и в межтрубном пространстве скважины после ее остановки, $кгс/cm^2$.

Дебит притока находится с помощью численного дифференцирования по формуле:

$$q_n(t) = 1,667 \cdot 10^4 \frac{V(t_n) - V(t_{n-1})}{t_n - t_{n-1}} \quad (4.13)$$

где $q_n(t)$ - текущий приток, $cm^3/сек$; V - в m^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 $[\Delta P_3(t)]$, буферного $[\Delta P_5(t)]$ и межтрубного $[\Delta P_k(t)]$ 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 (3-10 мин.), 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 $q_n(t_{cp})$, где t_{cp} - средняя точка интервала времени, для которого определено значение $q_n(t)$.

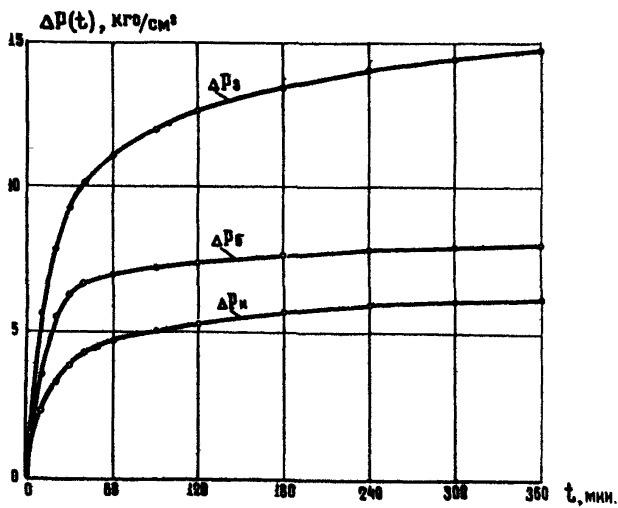


Рис. 4 Изменение забойного (ΔP_z), буферного (ΔP_b) и затрубного (ΔP_k) давлений после остановки скважины.

Таблица 3.

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

n	t мин.	t _{ср.} = $\frac{t_1 + t_2}{2}$	ΔP_3 кгс/см ²	$\Delta P_к$ кгс/см ²	$\Delta P_г$ кгс/см ²	V(t) м ³	Q _а (t), см ³ /сек.
1	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 ⁰	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	58,6
8	120	105	12,63	5,25	7,40	1,4195	49,1
9	180	150	13,59	5,62	7,62	1,5043	23,6
10	240	210	14,00	5,90	7,81	1,5748	19,6
11	300	270	14,59	6,07	7,92	1,6218	13,0
12	360	330	14,66	6,18	8,00	1,6564	9,3

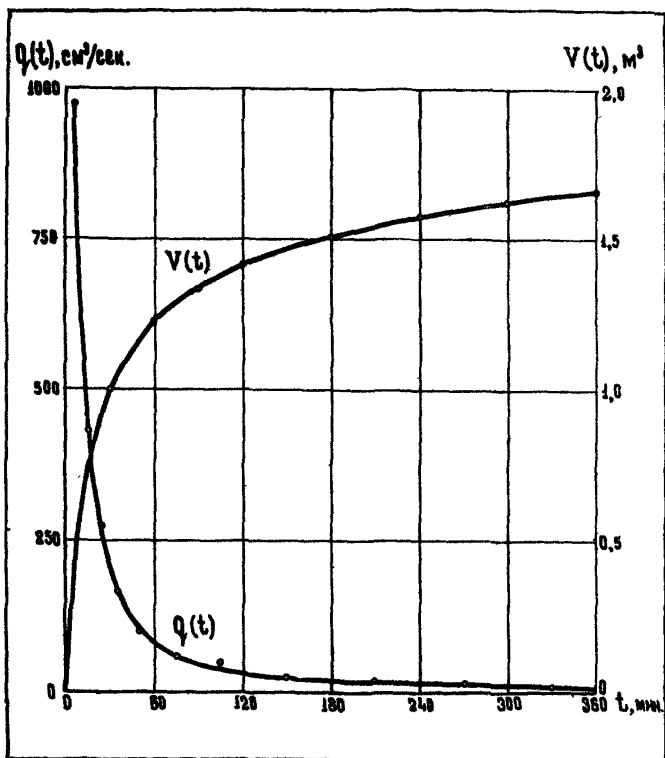


Рис. 5 Изменение текущего и накопленного притока после остановки скважины.

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 $F_n = 133 \text{ см}^2$, площадь внутреннего сечения подъемных труб (НКТ) $F_T = 30 \text{ см}^2$, удельный вес поступающей в скважину жидкости $\gamma_{ж.пл.} = 0,802 \text{ т/м}^3$.

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

так для $t = 10 \text{ мин}$ ($n = 2$) по ф-ле (4,12)

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

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

Определим значения $q_n(t_{cr})$.

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

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_{cr} , приведенных в графе 3.

Графики $V(t)$ и $q_n(t_{cr})$ 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, глизилитных, выгнательных 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 (МММ-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 (БашНИИнефть).

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 $1,5T$, где T — время работы скважины на измененном режиме.

Результаты измерений фиксируются в журнале исследовательской скважины; 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 том 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

$$P_{\text{зоб}} = (H_n - H_{\text{зоб}}) \frac{\gamma_{\text{н.ж}}}{10} + P_r \quad (4.14)$$

где $P_{\text{зоб}}$ — 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;

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

$\gamma_{\text{н.н}}$ - удельный вес нефти в пластовых условиях, т/м³;

$P_{\text{г}}$ - давление столба газа на глубине динамического уровня, кгс/см².

Величина $P_{\text{г}}$ с достаточной точностью определяется по формуле

$$P_{\text{г}} = P_{\text{у}} \cdot e^S \quad (4.15)$$

где $P_{\text{у}}$ - давление на устье скважины (в затрубном пространстве), кгс/см²,

S - величина, определяемая по формуле

$$S = 0,03415 \frac{\gamma_{\text{г}} \cdot H_{\text{дин}}}{Z_{\text{г}} \cdot T_{\text{ср}}} \quad (4.16)$$

где $\gamma_{\text{г}}$ - относительная плотность газа по воздуху;

$T_{\text{ср}}$ - средняя температура столба газа в интервале от устья до динамического уровня, °К;

$Z_{\text{г}}$ - коэффициент сжимаемости газа при давлении $P_{\text{у}}$ и температуре $T_{\text{ср}}$.

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

Величина $Z_{\text{г}}$ определяется по методике, изложенной в [1].

Формула (4.13) является приближенной, т.к. удельный вес жидкости в затрубном пространстве может несколько отличаться от $\gamma_{\text{н.н}}$. 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:

$$P_{\text{зоб}} = P_{\text{г}} + \frac{1}{10} \left\{ (H_{\text{н}} - H_{\text{дин}}) \gamma_{\text{н.пл}} + (H_{\text{н}} - H_{\text{н}}) [\gamma_{\text{н.пл}} (1 - \Pi_{\text{в.пл}}) + \gamma_{\text{в.пл}} \cdot \Pi_{\text{в.пл}}] \right\} \quad (4.17)$$

где H_N - расстояние по вертикали до приса насоса, м;
 $\gamma_{в.пл}^*$ - удельный вес воды в пластовых условиях, т/м³;
 $P_{в.пл}$ - 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 ($P_{в.пов}$), 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 Шлюмберге) и формулой

$$V_{отн} = \frac{q}{216 \pi D^2} \left[\frac{b_n (1 - P_{в.пов})}{1 - P_{в.пл}} - \frac{b_v \cdot P_{в.пов}}{P_{в.пл}} \right] \quad (4.18)$$

где q - дебит скважины в поверхностных условиях, м³/сут;
 b_n, b_v - объемные коэффициенты нефти и воды соответственно, безразм.;

D - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$P_{в.пов}$ - обводненность (расходная) продукции, определяемая в поверхностных условиях, безразм.

Расчет производится в следующем порядке:

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

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

в) по принятым значениям $P_{в.пл}$ 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 $V_{отн} = f(P_{в.пл})$. для значения $\Delta \gamma^* = \gamma_{в.пл}^* - \gamma_{н.пл}^*$, соответствующего факти-

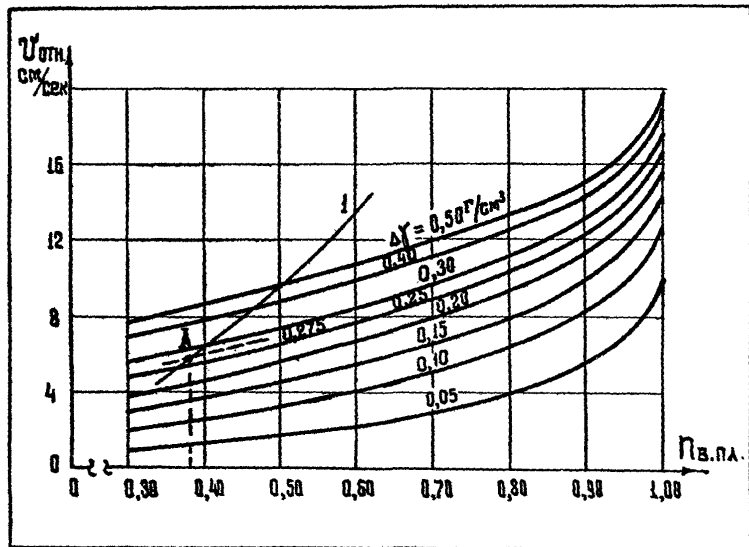


Рис. 6 К примеру определения обводненности в стволе скважины.

ческими данным.

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

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

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

Аналогично для $\Pi_{\text{в.п.н.}} = 0,4$, $V_{\text{отн.}} = 6,4 \text{ см/сек.}$, для $\Pi_{\text{в.п.н.}} = 0,45$, $V_{\text{отн.}} = 8,0 \text{ см/сек.}$, для $\Pi_{\text{в.п.н.}} = 0,6$, $V_{\text{отн.}} = 13,6 \text{ см/сек.}$

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

3. По графикам, представленным в инструкции [1], определяем значение $Z_{\text{г}}$. В рассматриваемом случае при $P_{\text{г}} = 40 \text{ кгс/см}^2$, $\rho = 0,6$ и $T_{\text{ср.}} = 307^\circ \text{К}$ — $Z_{\text{г}} = 0,7$.

4. По формуле: (4.16)

$$S = 0,08415 \cdot \frac{0,6 \cdot 280}{0,7 \cdot 307} = 0,0267$$

а по ф-ле (4.15)

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

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

$$P_{\text{з.б.}} = 41,1 + \frac{1}{10} \left\{ (650 - 280) \cdot 0,8 + (1350 - 650) [0,8 \cdot (1 - 0,38) + 1,075 \cdot 0,38] \right\} = 134,0 \text{ кгс/см}^2$$

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 $P_{в.пл}$, 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

$$P_{\text{зоб}} = P_y + \frac{H_{\text{п}} \bar{\gamma}_{\text{в.п.}}}{10}, \quad (4.19)$$

где P_y - давление на устье пьезометрического канала скважины во время ее работы с установившейся приемистостью, кгс/см²;

$\bar{\gamma}_{\text{в.п.}}$ - средний удельный вес воды в пьезометрическом канале, т/м³.

Если закачка осуществляется в межтрубное пространство, то пьезометрическим каналом служат ННТ, и замер P_y осуществляют манометром на буфере; если закачка осуществляется через ННТ, 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 $\bar{\gamma}_{\text{в.п.}}$ определяют по формуле

$$\bar{\gamma}_{\text{в.п.}} = \frac{\gamma_{\text{в}}}{V_{\text{ср}}} \quad (4.20)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ - удельный вес закачиваемой воды в стандартных условиях (температура 20°C, давление 1 кгс/см²), т/м³;

$V_{\text{ср}}$ - средний объемный коэффициент воды в стволе скважины в момент замера давления.

Значения $V_{\text{ср}}$ определяют с помощью графиков (рис. 7).

Для этого необходимо знать минерализацию закачиваемой воды и средние по стволу скважины значения температуры воды $T_{\text{ср}}$ и давления $P_{\text{ср}}$ во время замера устьевого давления. Значения $T_{\text{ср}}$ при расчетах $P_{\text{зоб}}$ и $P_{\text{пл}}$ 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 $T_{\text{ср}}$ принимается температура закачиваемой воды.

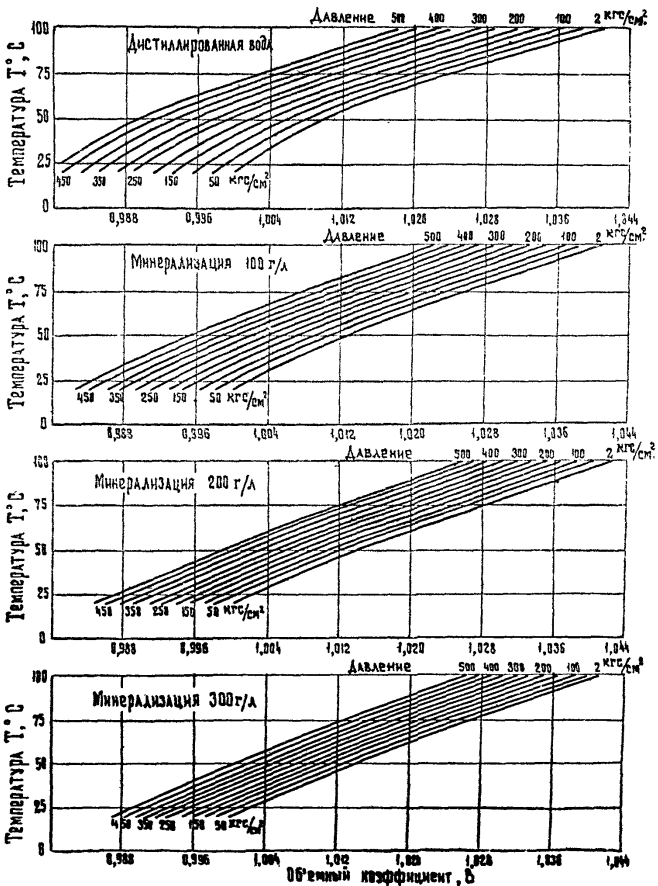


Рис. 7 Зависимость объемного коэффициента воды от температуры и минерализации.

Значения $P_{\text{ср}}$ определяют по формуле

$$P_{\text{ср}} = P_y + \frac{H_n \gamma_n}{20} \quad (4.21.)$$

4.5. Определение пластового давления.

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

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 оставленной 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 цезеопроводности 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 30 мин.

Результаты измерений фиксируются в журнале исследования. 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:

- 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);
- технически невозможны прямые измерения пластового давления на забое скважины.

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

$$P_{пл} = P_y + \frac{(H_{пл} - h_{ст}) \gamma_{ж}}{10}, \quad (4.22)$$

где P_y - давление газа на глубине статического уровня, кгс/см²;

$H_{пл}$ - расстояние по вертикали до средней точки ин-

тервала перфорации - м;

$\gamma_{ж}$ - средний удельный вес жидкости в интервале глубин $h_{ст} - H_{п}$ - т/м³.

Порядок определения величины $P_{г}$, см. в разделе 4.4.3. Если ствол скважины заполнен жидкостью до устья, то

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

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

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

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 (м³/сут) и забойного давления $P_{заб.в}$ (кгс/см²) перед остановкой скважины, а также величина коэффициента продуктивности скважины K ($\frac{м^3}{сут \cdot кгс}$), найденная при обработке КВД (см. формулу 3.6).

Пластовое давление определяется по формуле

$$P_{пл} = P_{заб.в} + \frac{Q}{K} \quad (4.25)$$

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_p , 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 месторождения (площадь скв. №
 интервал перфорации глубина
 измерения
 дебит скважины до остановки Q м³/сут., дата

№ скважины	Время измерения	Время, отсчитываемое с момента остановки скважины, t сек.	Забойное давление $P_{з.б.}$ кг/см ²	Затрубное давление $P_{з.т.р.}$ кгс/см ²	Буферное давление $P_{б.у.}$ кгс/см ²	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1.	14 час. 05 мин.		181,6	16,4	14,7	
2.	14 час. 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 магнетательных скважин методом восстановления давления по данным прослеживания изменения устьевого давления.

Магнетательные 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 накерующие 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 завивит 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 давлений 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 устанавливает 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 ^{отборах} 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_n . 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. Исследования 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 жидкост., $Q_{ж}$, м ³ /сут.	% воды	Дебит газа, $Q_{г}$, м ³ /сут.	P пл., кгс/см ²	P заб., кгс/см ²	h ст., м.	h анн., м.	P затр., кгс/см ²
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 отгартыванием. 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:

$$\Delta P(t) = -\frac{\Delta q M}{4\pi kh} \cdot E_i\left(-\frac{R^2}{4\alpha t}\right) \quad (4.26)$$

где $\Delta P(t)$ - изменение давления в реагирующей скважине, кгс/см²;

Δq - изменение дебита возмущающей скважины, см³/сек в пластовых условиях;

kh - средняя гидропроводность пласта в районе исследуемых скважин (предполагаемая), дарси.см/сП;

R - расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, см;

α - коэффициент пьезопроводности, см²/сек.;

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

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

Для расчета следует принять средние значения $\frac{kh}{M}$ и α , 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: $\frac{kh}{M} = 1500$ Дарси.см/сП, $\alpha = 4 \cdot 10^4$ см²/сек.,

$q = 250$ м³/сут. и $R = 600$ м. 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 промышленных условиях.

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

где ΔP_{\min} - минимальное изменение давления, кгс/см²;
 Δ - абсолютная чувствительность прибора, кгс/см²;
 δ - относительная чувствительность прибора, %;
 M - верхний предел измерения прибора, кгс/см².

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/см². Минимальное изменение давления для такого прибора $\Delta P_{\min} = 0,2$ кг/см² 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

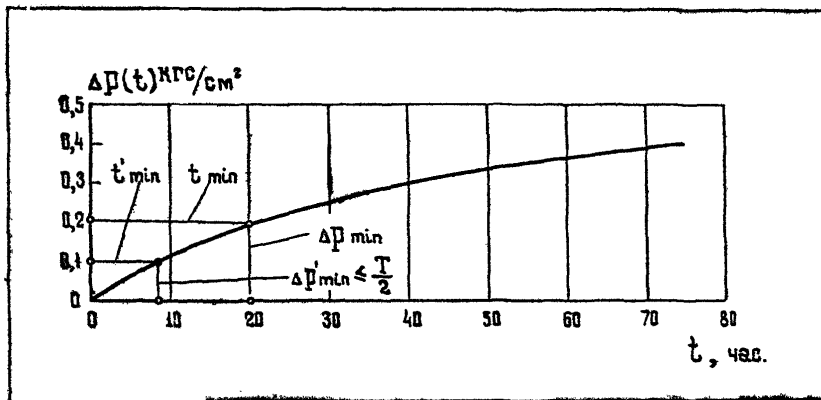


Рис.8. Оценочная кривая изменения давления в реагирующей скважине при гидропреслушивании.

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

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 лифтовые трубы, а статический уровень находится близко от поверхности, можно применять пьезографы (уровнемеры), регистрирующие изменения уровня.

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

$$\Delta P_{\text{заб}} = \frac{\Delta H_{\text{ст}} \gamma_{\text{пл}}}{10}$$

где $\gamma_{\text{пл}}$ - 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 параметр τ ста.

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_1 и поддерживается в течение времени $t = \frac{T}{2}$. В момент времени $t = \frac{T}{2}$ дебит изменяется скачком опять до значения Q_0 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-

хине.

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 ΔP_{min} для предполагаемого к использованию контрольно-измерительного прибора;

используя оценочную кривую, находят значение t_{min} , соответствующее рассчитанной величине ΔP_{min} .

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

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

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:

$$t_{\text{общ}} \approx (2 + 3) T$$

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

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.

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

6.1. Обработка результатов исследований методом восстановления давления.

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

Обработка 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.)

$$\Delta P = P_t - P_{\text{заб.о}}$$

где P_t — текущее забойное давление скважины, кгс/см²;

$P_{\text{заб.о}}$ — давление на забое скважины до ее остановки или изменения режима, кгс/см²;

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 ($l_0 t_1$ и $l_0 t_2$), по графику (линии 2) определяются соответствующие значения ΔP_1 и ΔP_2 и рассчитывается уклон прямолинейного участка по формуле

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{l_0 t_2 - l_0 t_1} \quad (5.1.)$$

4) Определяется коэффициент гидропроводности пласта по формуле

$$G = \frac{2,12 Q}{i} \quad \text{д. см/сП} \quad (5.2.)$$

где Q - объемный дебит жидкости до остановки скважины в пластовых условиях, м³/сут.

5) Определяется комплексный параметр В, по формуле

$$B = \frac{\alpha}{z_{np}^2} = \frac{10^4}{2,25} \cdot \frac{1}{\text{сек.}} \quad (5.3.)$$

где α - коэффициент пьезопроводности, см²/сек;

z_{np} - приведенный радиус скважины, см.

6) Оценивается приближенное значение коэффициента пьезопроводности по формуле

$$\alpha = \frac{G}{h(m\beta_{ж} + \beta_c)}, \quad (5.4.)$$

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/см²)⁻¹.

7) Определяется приведенный радиус скважины по формуле

$$z_{np} = \sqrt{\frac{\alpha}{B}} \quad (5.5.)$$

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

$$K = \frac{0,236 \mathcal{C}}{\lg \mathcal{C} - \lg \mathcal{Z}_{np}} \frac{\text{м}^3 \cdot \text{см}^2}{\text{кгс} \cdot \text{сут.}} \quad (5.6.)$$

где \mathcal{C} - половина среднего расстояния между данной скважиной и ближайшими соседними - см.

- 9) Определяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины η по формуле

$$\eta = \frac{\lg \frac{\mathcal{C}}{\mathcal{Z}_c}}{\lg \frac{\mathcal{C}}{\mathcal{Z}_{np}}} \quad (5.7.)$$

где \mathcal{Z}_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 \mathcal{C} .

Пример. Результаты исследования скважины методом восстановления давления представлены в таблице 6. До остановки скважина имела установившийся дебит - $89,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ в пластовых условиях. Работаящая толщина пласта составляет $h = 800 \text{ см}$, средняя пористость $m = 0,2$; $\beta_{ж} = 9,42 \cdot 10^{-5} (\text{кгс}/\text{см}^2)^{-1}$; $\beta_c = 3,6 \cdot 10^{-5} (\text{кгс}/\text{см}^2)^{-1}$, $\mathcal{C} = 10000 \text{ см}$.

- 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.	$\lg t$	ΔP , кгс/см ²
I.	60	1,78	0,41
2.	120	2,08	0,82
3.	180	2,26	1,47
4.	300	2,48	2,31
5.	600	2,78	3,52
6.	1200	3,08	4,95
7.	1800	3,26	5,80
8.	2400	3,38	5,60
9.	3000	3,48	5,75
10.	3600	3,56	5,80
11.	4200	3,62	5,90
12.	4800	3,68	5,95
13.	5400	3,73	5,98
14.	6000	3,78	6,05
15.	6600	3,82	6,07
16.	7200	3,86	6,08
17.	7800	3,89	6,10
18.	8400	3,92	6,12
19.	9000	3,95	6,15
20.	9600	3,98	6,18
21.	10200	4,01	6,20
22.	10800	4,03	6,21

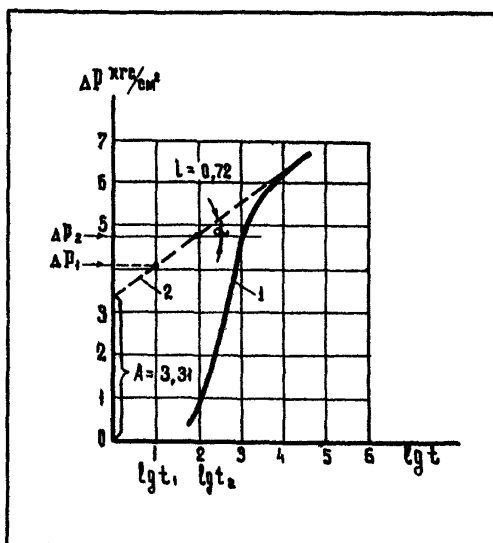


Рис. 9 К примеру обработки кривой восстановления давления без учета притока.

4) По формуле (5.2.)

$$\xi = \frac{2,12 \cdot 89,5}{0,72} = 264 \frac{\text{д.см}}{\text{оп}}$$

5) По формуле (5.3.)

$$B = \frac{10 \cdot 3,81/0,72}{2,25} = 17580 \text{ 1/сек.}$$

6) По формуле (5.4.)

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

7) По формуле (5.5.)

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

8) По формуле (5.6.)

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

9) По формуле (5.7.)

$$\eta = \frac{\lg \frac{10000}{15}}{\lg \frac{10000}{0,653}} = 0,667$$

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.

$$\Delta H = H - H_{\text{длн.}} \quad (5.8.)$$

Этот 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 ΔH^i 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

$$Z_i = \frac{\gamma_m}{(i - f_k \cdot \Delta H^i)} \quad (5.10.)$$

где γ_m - удельный вес жидкости, добываемой скважиной, в пластовых условиях, т/м³;

Q - дебит жидкости до остановки скважины в пластовых условиях, см³/сек.;

f_k - площадь поперечного сечения кольцевого (затрубного) пространства, см².

4) Определяются (также для каждой точки) значения приведенного приращения забойного давления ΔP^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 ΔP^i от $\lg t$ (см. рис. 10, линия 2).

Дальнейшая обработка осуществляется в последовательности, изложенной в 5.1.1. (определяется отрезок A на оси ординат, уклон i , параметры \mathcal{E} и B , K , $Z_{ар}$, η).

Пример. Определить параметр гидропроводности \mathcal{E} по результатам прослеживания уровня в насосной скважине №1, эксплуатируемой с открытым затрубным пространством при следующих исходных данных:

дебит скважины до остановки $Q = 177,6$ см³/сек., удельный вес добываемой жидкости в пластовых условиях $\gamma_m = 0,8$ т/м³, площадь кольцевого (затрубного) пространства $f_k = 133$ см². Данные прослеживания уровня приведены в графах 2 и 3 табл. 7.

1) Определяются значения ΔH^i , Z и ΔP^i 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 наклонных скважинах с открытым затрубным
пространством.

№ скважины	Измеренные величины		Вычисленные величины			
	Время с момента остановки скважины, сек.	Изменение уровня в скважине, м	$\lg t$	Скорость подъема уровня в точке, см/сек.	Поправочный коэффициент	Приведенное значение прироста забойного давления, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7
0	0	0				
1	500	600	2,699	1,20	7,874	4,78
2	1000	1200	3,000	1,08	4,184	5,02
3	1500	1680	3,176	0,98	8,008	5,05
4	2000	2160	3,301	0,88	2,847	5,07
5	2500	2560	3,398	0,80	1,996	5,11
6	3000	2960	3,478	0,78	1,764	5,22
7	3500	3290	3,544	0,66	1,582	5,25
8	4000	3620	3,602	0,60	1,458	5,26
9	4500	3890	3,658	0,54	1,342	5,22
10	5000	4160				

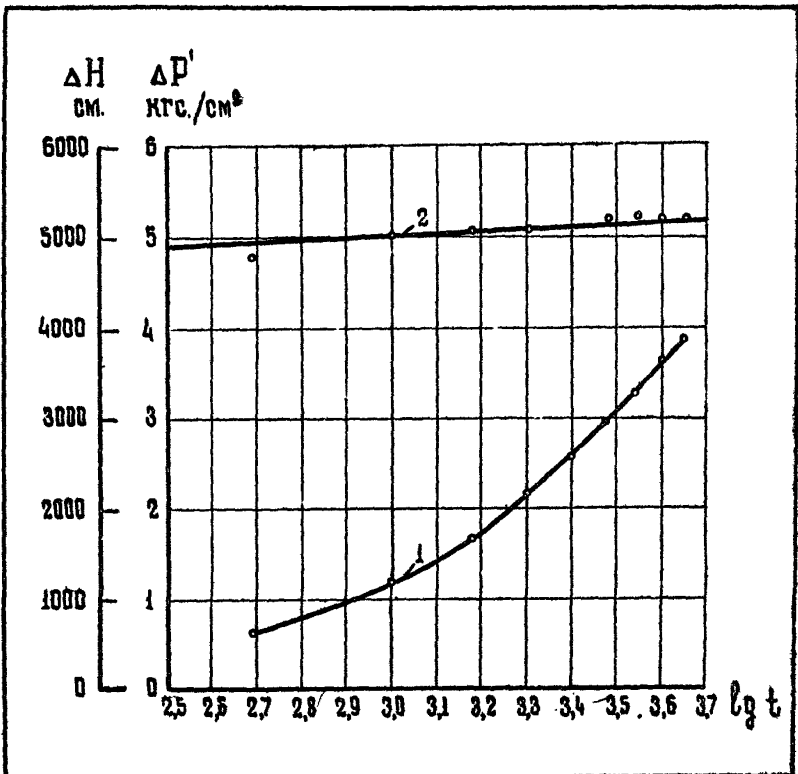


Рис. 10 к примеру обработки результатов
 прослеживания уровня в насосной
 скважине.

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

$$\Delta H'_2 = \frac{\Delta H_2 - \Delta H_1}{2 \cdot \Delta t} = \frac{1680 - 600}{1000} = 1,08 \text{ см/сек.}$$

и т.д.

Результаты записываются в графах 5, 6 и 7 таблицы 7. Значения $\lg t$ записываются в гр. 4. График функции $\Delta P'$ от $\lg t$ приведен на рис. 10. (линия 2). На том же рисунке приведен график зависимости ΔH от $\lg t$ (линия 1).

Для определения уклона i графика 2 выберем точки $\lg t_1 = 2,5$ и $\lg t_2 = 3,5$. На графике им соответствуют величины $\Delta P'_1 = 4,9 \text{ кгс/см}^2$ и $\Delta P'_2 = 5,125 \text{ кгс/см}^2$.

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

$$C = \frac{0,183 \cdot 177,6}{0,225} = 145 \frac{\text{Д.см.}}{\text{сп}}$$

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 неучет 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.В.Чекалюка [7], метод Г.Л.Баренблатя, 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 аппроксимирована 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 аппроксимации 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 - см³/сек. Величина Q_{cp} (см³/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

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

где Q - дебит скважины до ее остановки - см³/сек
 2) Строится график зависимости $y=f(x)$ и аппроксимируется прямой линией (см.рис.11).

3) Определяется отрезок A , отсекаемый аппроксимирующей прямой на оси ординат, и уклон прямой по формуле

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

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 $\frac{\partial}{\partial z_c^2}$ по формулам

$$\epsilon = \frac{1}{4J \cdot i} \quad (5.15.)$$

$$\frac{\partial}{\partial z_c^2} = \frac{10 \frac{A}{z_c^2 t}}{2,25} \quad (5.16.)$$

Дальнейшая обработка производится в соответствии с 5.1.1.

Пример.

Дебит скважины до остановки с целью снятия КВД $Q = 2110$ см³/сек. в пластовых условиях.

Данные об изменении ΔP , $Q_n(t)$ и $Q_{ср}$ приведены в табл.8

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

Так, для $t = 1080$ сек.

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

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

Расчитанные значения X и Y для остальных точек приведены в графах 6 и 7 таблиц 8.

2) Строится график зависимости $\left(\frac{\Delta P}{Q - Q_n(t)} \right)$ от $(\ln t - \frac{2Q_{ср} - Q_n(t)}{Q - Q_n(t)})$

и аппроксимируется 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.

№ скв.	t , сек.	ΔP , кгс/см ²	$Q_n(t)$, см ³ /сек.	$Q_{ср}$, см ³ /сек.	$\frac{\Delta P}{Q - Q_n(t)}$, кгс/см ² х сек	$\ln t - 2 \frac{Q_{ср} - Q_n(t)}{Q - Q_n(t)}$
	1	2	3	4	5	6
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

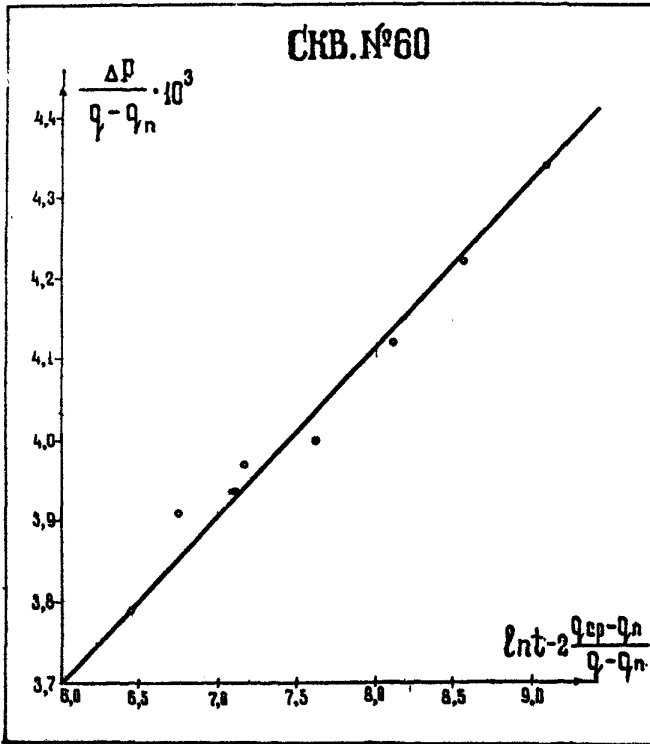


Рис. 11 К примеру обработки кривой восстановления давления с учетом притока методом В.Н.Желкачева- А.С.Кундина.

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)

$$\xi = \frac{1}{4 \pi \cdot 0,000208} = 380 \frac{\mu\text{см}}{\text{сн}}$$

По ф-ле (5.16)

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

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 $\frac{\alpha}{z_c^2}$.

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 ЭМ величин Ψ_x и Ψ_y .

2. Расчет на ЭМ нескольких пар значений Ψ_x и Ψ_y для нескольких моментов времени периода регистрации (код).

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

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

5. Определение параметров δ и $\frac{\partial \delta}{\partial i}$, 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 ЭМ 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 (T), 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 ($P_{затб.}$) и буферного ($P_{буф.}$) давлений, зарегистрированные в период снятия кода, 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 значения $Q = 0$.

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 , заносимые 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 аппроксимации фактического графика изменения дебита за указанный период.

Здесь возможны два основных случая.

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

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

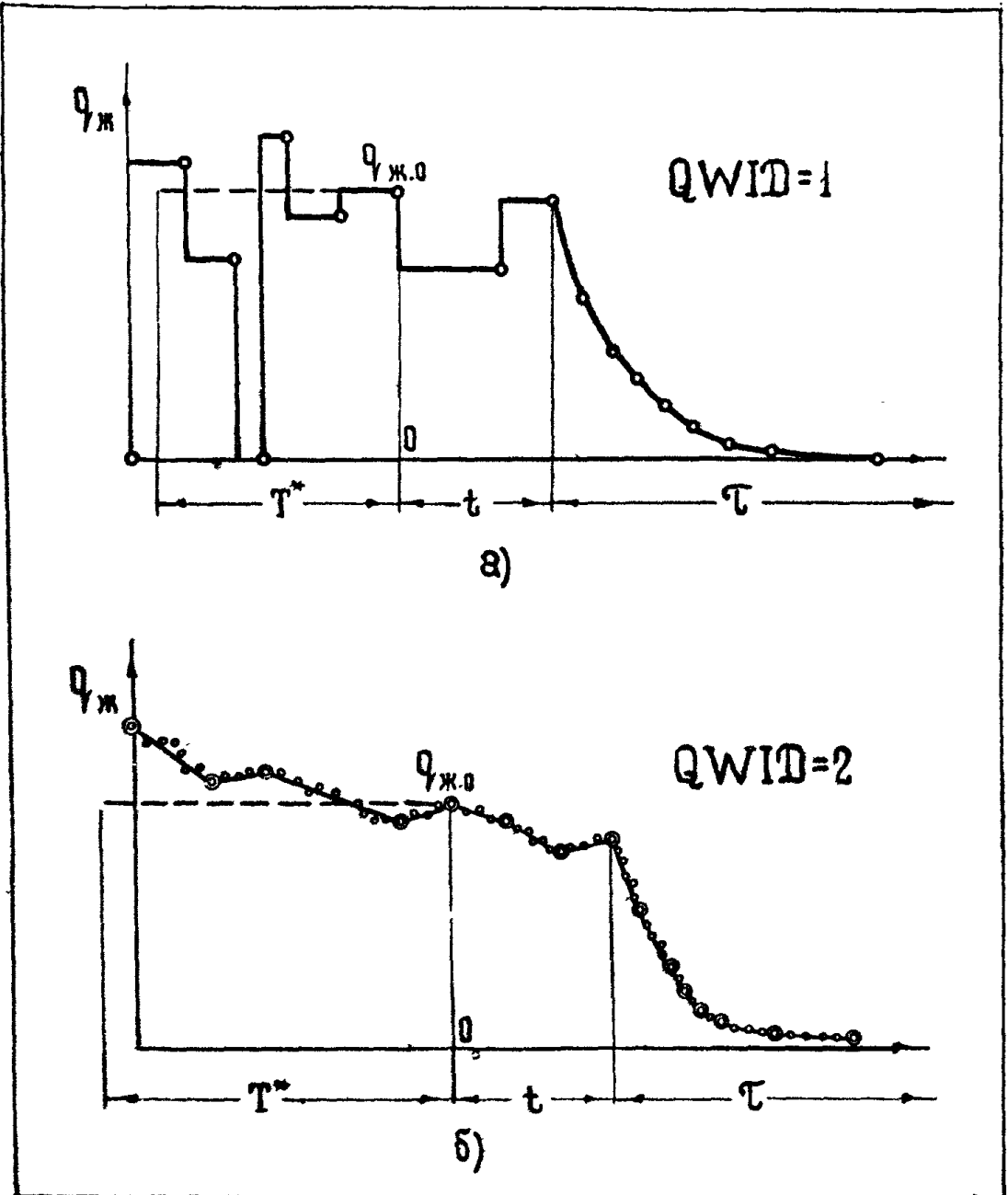


Рис. 12. Способы аппроксимации графиков изменения дебита при обработке КЭД по обобщенному дифференциальному методу.

ваются значения t и $Q_{ж}$, соответствующие абсциссам и ординатам точек излома аппроксимирующей ломанной линии.

2-й случай. Фактический график изменения дебита скважины в указанный период имеет ступенчатую форму (см. рис. 12а). В этом случае он и аппроксимируется 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 ЭМ.

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 аппроксимация графика изменения дебита скважины производится одним из описанных выше способов (ступенчатой или ломанной линией), а аппроксимация 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 $100 T^*$, где T^* продолжительность регистрации КВД.

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

$$T^* = \frac{Q}{q_{ж.в}} \cdot \text{сут.} \quad (5.17)$$

где Q - накопленное количество жидкости, отобранной данной скважиной на выбранный момент - м³ в пластовых условиях,

$q_{ж.в}$ - дебит скважины (на тот же момент), м³/сут. в пластовых условиях.

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

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

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

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

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

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 T 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, CPZ 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 диаграммного бланка и т.д.)
- г) $QWID$ - коэффициент, учитывающий вид задания информации о дебите. Если для аппроксимации графика дебита использовалась ступенчатая линия - то $QWID = 1$; если ломанная -
- то $QWID = 2$.

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

- д) NTU - номер точки, соответствующей моменту остановки скважины для исследования (например для таблицы 9а $NTU=12$). 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 PB - соответственно площади поперечного сечения кольцевого (затрубного пространства) и подъемных труб - $см^2$.

Эти коэффициенты вводятся в вспомогательных таблицах типа 106.

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 КТQ, КТР и КТU).

4) В шапке таблицы в одной строке указывается: 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 функции Ψ_x и Ψ_y на ЭВМ.

Программа расчетов Ψ_x и Ψ_y составлена на языке "Фортран" и может быть непосредственно использована на КИИЦ 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 $\Psi_{x=}$, используемой 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 КИД).

5.1.4.4. Определение уклона (i) графика

$\Psi_y = f(\Psi_x)$ и отрезка A , отсе-
каемого на оси ординат.

Уклон i определяется по ф-ле

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

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

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

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

5.1.4.5. Определение параметров ξ , $\frac{\partial \xi}{\partial i}$ и
пластового давления в скважине.

Параметр ξ определяется по ф-ле

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

Параметр $\frac{\partial \xi}{\partial i}$ определяется по ф-ле

$$\frac{\partial \xi}{\partial i} = 0,445 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{сек}} \quad (5.22.)$$

Пластовое давление в скважине определяется по фор-
муле

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб}} + \rho_{\text{ж}} [(\Psi_y)_1 + i(\Psi_x - \Psi_{x1})] \text{ кгс/см}^2 \quad (5.23.)$$

где $P_{\text{заб}}$ - забойное давление в скважине до ее остановки
на исследовании - кгс/см²

$\rho_{\text{ж}}$ - дебит скважины в момент остановки - см³/сек
в пластовых условиях

Ψ_{x1} и Ψ_{y1} - абсцисса и ордината произвольно выбранной
точки прямой.

Дальнейшая обработка с целью определения Z_0 , 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. (345000 сек.) 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 аппроксимирован 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 КТQ = 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 см³/сек в пластовых условиях); $QWID = 2$ (так как применен способ аппроксимации графика дебита ломанной линией);

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

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

В результате расчетов за ЭМ (с использованием исходных данных таблицы 9а и 9б) получена итоговая таблица 11. График функции $\Psi_y = f(\Psi_x)$ приведен на рис. 14 (линия 1). Аппроксимирующая 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)

$$i = \frac{10^{-3}(4,63 - 3,54)}{2} = 0,545 \cdot 10^{-3}$$

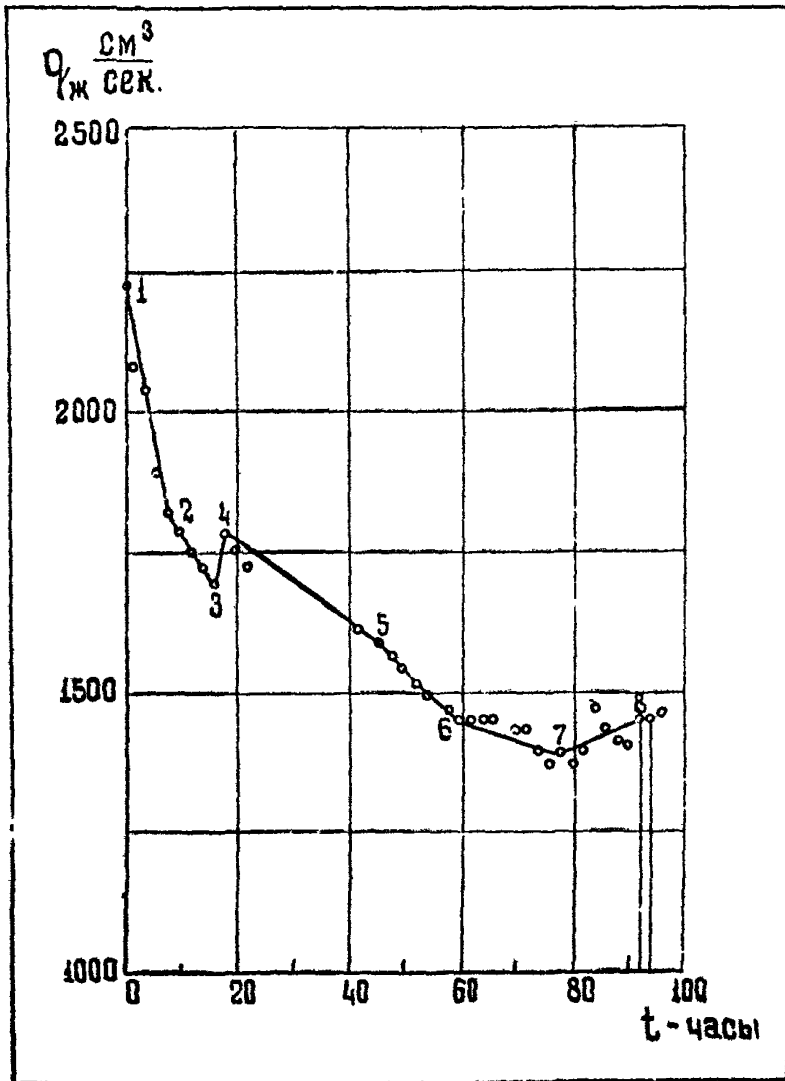


Рис.13. График дебита скважины 4 Акатовской площади.

Таблица 9.

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

Акатовская площадь скв.4 26.07.78

а)			б)		
КТQ		31	КТР		28
N	t	Q _{г.ж}	N	T	P заб.
1	2	3	1	2	3
	0.	2260.		0.	0.
2	28800.	1820.	2	190.	1.037
3	57600.	1695.	3	222.	1.557
4	64800.	1787.	4	255.	2.075
5	151200.	1615.	5	273.	2.305
6	216000.	1450.	6	304.	2.532
7	280800.	1390.	7	337.	2.760
8	338000.	1450.	8	375.	2.990
9	333720.	0.	9	415.	3.218
10	336960.	0.	10	460.	3.450
11	337140.	1470.	11	510.	3.675
12	345000.	1460.	12	574.	3.902
13	345100.	1330.	13	640.	4.060
14	345200.	1110.	14	725.	4.360
15	345250.	820.	15	825.	4.580
16	345300.	690.	16	970.	4.815
17	345400.	520.	17	1135.	5.000
18	345500.	410.	18	1410.	5.260
19	345600.	350.	19	1650.	5.5
20	345700.	290.	20	1950.	5.73
21	345800.	260.	21	2340.	5.95
22	346100.	190.	22	3480.	6.2
23	346400.	150.	23	5640.	6.42
24	347000.	80.	24	6840.	6.5
25	347340.	52.	25	8760.	6.6
26	348480.	28.	26	11340.	6.71
27	350640.	18.	27	13800.	6.82
28	351840.	14.	28	17940.	6.9
29	355000.	9.			
30	360000.	4.			
31	363600.	0.			
	СТ	1.		СТ	1.
	СQ	1.		CP	1.
	QWTD	2.			
	NTQ	12.			

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)			б)				
КТQ 14			КТР 28				
N :	t :	Q _ж	N :	τ :	ΔP _{заб} :	P _{зет.} :	P _{буф.}
1 :	2 :	3	1 :	2 :	3 :	4 :	5
1	0.	195,26	1	0.	0.	31.0	23.0
2	8.	157,25	2	3.17	1.037	33.0	21.8
3	16.	146,45	3	3.70	1.557	55.5	21.7
4	18.	154,40	4	4.25	2.075	56.7	21.5
5	42.	139,54					
6	60.	125,28					
7	78.	120,10					
8	92.5	125,28	15	16.17	4.580	65.9	19.0
9	92.7	0.					
10	93.6	0.					
11	93.65	127,01	26	189.	6.710	70.5	12.0
12	95.833	126,14	27	230.	6.820	71.0	10.5
13	96.	0.	28	299.	6.900	71.4	9.0
14	101.	0.					
СТ	3600		СТ		60.		
СQ	11.574		СР		1.		
QWID	2.		СРZ		0.1		
NTD	12		СРВ		0.6		
			САН		1.037		
			FZ		133.		
			FВ		30.		

Таблица 11

Результаты расчета функций Ψ_x и Ψ_y
на ЭВМ.

КООРДИНАТЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ КРИС СО ОБЪЕМНЫМИ
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ МЕТОДАМИ И.А. НАСНИГОВА

K (°)	T(K) (СЕР)	LOG T(K) (°)	$\Psi_x(K)$ (°)	$\Psi_y(K)$ (°)
1	0	0,000	0,000	0,000000
2	10	2,270	1,809	0,003901
3	22	2,346	1,992	0,003274
4	25	2,407	1,692	0,003187
5	27	2,436	1,813	0,003330
6	31	2,483	1,933	0,003342
7	33	2,528	2,026	0,003365
8	35	2,574	2,102	0,003396
9	41	2,618	2,182	0,003424
10	44	2,663	2,263	0,003429
11	51	2,708	2,356	0,003480
12	57	2,759	2,439	0,003505
13	64	2,806	2,498	0,003508
14	72	2,860	2,578	0,003570
15	82	2,916	2,665	0,003702
16	97	2,987	2,742	0,003804
17	113	3,033	2,848	0,003921
18	141	3,100	2,966	0,004012
19	160	3,217	3,064	0,004187
20	190	3,298	3,121	0,004370
21	230	3,366	3,207	0,004526
22	260	3,362	3,410	0,004707
23	300	3,751	3,533	0,004647
24	320	3,833	3,730	0,004797
25	350	3,943	3,880	0,004900
26	410	4,250	4,020	0,005000
27	430	4,341	4,110	0,005000
28	490	4,380	4,110	0,005000

5,400000

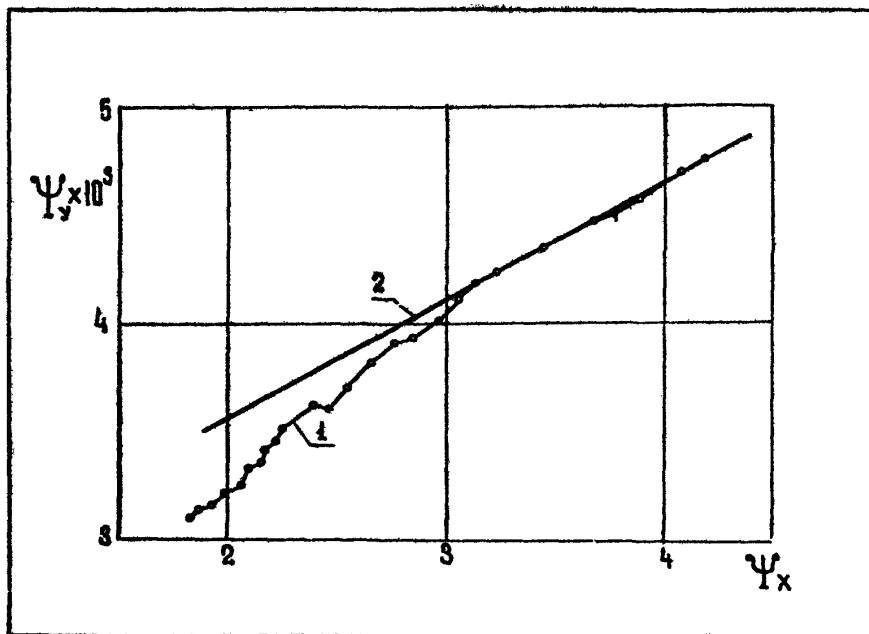


Рис.14. Линейная аппроксимация графика

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

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

$$\text{По ф-ле (5.21) } \xi = 0,1832 / 0,545 \cdot 10^{-3} = 336,1 \frac{\text{Д.СМ}}{\text{СП}}$$

По ф-ле (5.22)

$$\frac{\partial \xi}{\partial t} = \frac{0,445 \cdot 10 \cdot 2,45 \cdot 10^{-3}}{0,545 \cdot 10^{-3}} = 1,392 \cdot 10^4 \text{ сек}^{-1}$$

Определим пластовое давление по ф-ле (5.23)

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

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 объема 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 $KTQ=14$, т.к. количество строк в нем равно 14.

В нижней части табл.10а указано: $CT=3600$ (так как время в графе 2 указано в часах); $CQ = 11,574$ (т.к. дебит в графе 3 указан в м³/сут. в пластовых условиях; $QWID=2$. (т.к. использован способ аппроксимации графика дебита ломаной линией); $NTQ=12$ (точка, соответствующая моменту остановки скважины).

В табл.10б указано: $KTP = 28$ (число строк); $CT=60$ (т.к. время в графе 2 дано в минутах); $CP=1$ (т.к. величина $P_{\text{заб}}$ в графе 3 выражены в кгс/см²); $CPZ=0,1$ т.к. давление $P_{\text{зат}}$ в графе 4 выражено в делениях шкалы манометра на 10кгс/см²

СО 100 делениями); $CPB = 0,6$ (т.к. давление $P_{буф}$ в графе 5 выражено в делениях манометра на 60 кгс/см^2 со 100 делениями); $\text{ВАМ} = 1.037$ (удельный вес жидкости, поступающей из пласта в скважину - T/м^3); $FZ=133$ (площадь сечения кольцевого пространства - см^2); $FВ = 30$ (площадь сечения подъёмных труб - см^2).

Несмотря на то, что программа для ЭВМ осуществляет сглаживание кривых изменения забойного, затрубного и буферного давлений перед расчетом величин 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

$$K_0 = \frac{6\mu}{h} \quad (5.24.)$$

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 7 определяются величины γ_a и γ (γ - показатель формы неустановившегося потока, γ_a - основная координата потока).

2. Для замеренных точек КВД находят значения комплекса $\lg \frac{4ze t}{z_a^2}$, предварительно оценив значение ze по ф-ле

(5.4)

3. По графику рис.15 для каждого значения $\lg \frac{4ze t}{z_a^2}$ при найденном значении γ отыскивают величину $\lg \frac{4ze T}{z_a^2}$

где T - среднее время процесса роста давления.

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

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:

$$\Delta \bar{P}_c(t) = \frac{\exp[\alpha \Delta P_c(t)] - 1}{\alpha} \cdot \exp[-\alpha \Delta P_c] - b q^2 \left[\frac{4ze T}{z_a^2} \right]^{\gamma}$$

(5.25)

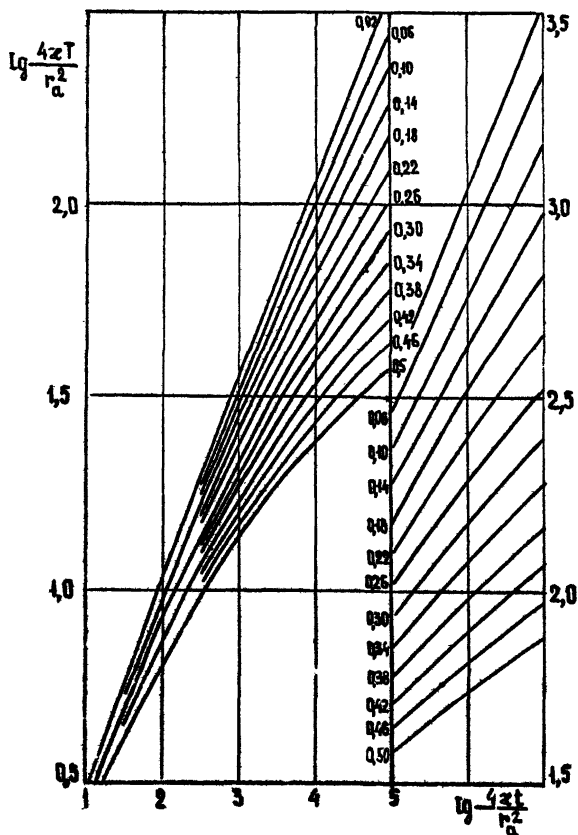


Рис. 15

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

где \mathcal{L} - параметр деформации трещин, определяемый по данным исследования скважин методом установившихся отборов (см. 5.2.6),

\mathcal{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:

$$K_0 = \frac{9,77 \sqrt{q \gamma} \lg \frac{2h}{z_c}}{h \cdot \Gamma(1+\gamma) i_1} \quad (5.26)$$

где q - в м³/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 \mathcal{X} (по формуле 5.4). Если найденное значение \mathcal{X} отличается от первоначально принятого при расчете $\Delta \bar{P}_c(t)$ более, чем в 2 раза, вычисления желательнее повторить, задаваясь новым значением \mathcal{X} .

Пример. Для примера взяты данные гидродинамических исследований скважины №26 верхнемеловой залежи Северный Малгобек методом восстановления давления.

Исходные данные к расчету:

$$\begin{aligned} h &= 6400 \text{ см}; & z_c &= 5,7 \text{ см}; & H &= 30000 \text{ см}; \\ b_1 &= 1,6; & \mu &= 0,478 \text{ сП}; & \gamma_{\text{пл}} &= 0,86 \text{ т/м}^3; \\ \beta^* &= 0,6 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кгс}; & \mathcal{L} &= 0,099 \text{ см}^2/\text{кгс}; \\ \mathcal{B} &= 0,000085 \frac{\text{кгс} \cdot \text{сут}^2}{\text{см}^2}; & q &= 540 \text{ т/сут.} \end{aligned}$$

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

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

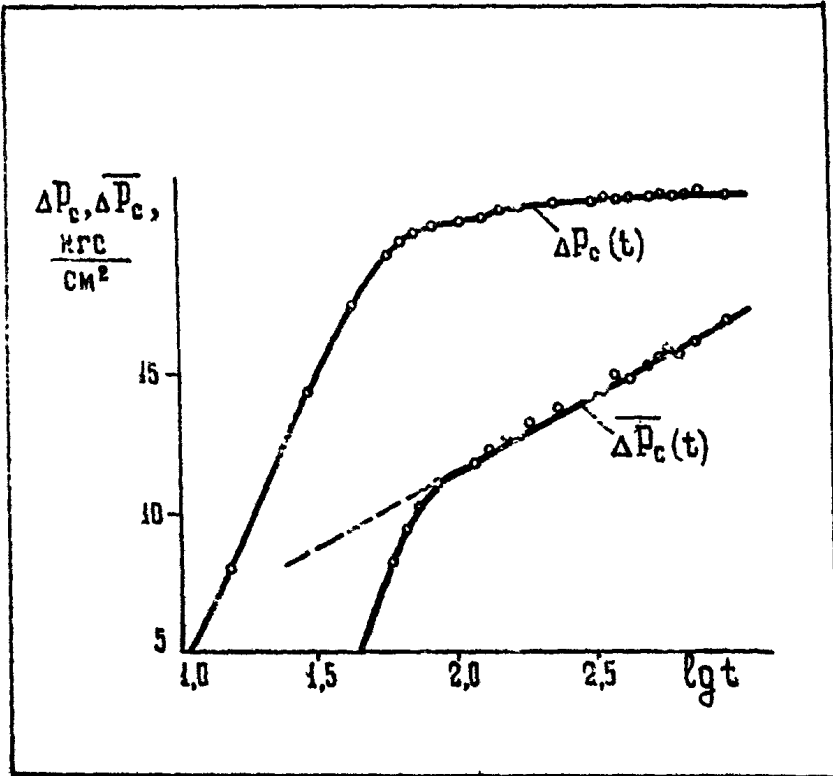


Рис.16. КВД по скважине №926 месторождения Северный Малгобек.

$$K_0 = \frac{2,12 \cdot 1,6 \cdot 540 \cdot 0,478}{0,86 \cdot 6400 \cdot 1,8} = 0,09 \text{ Д:}$$

Соответственно имеем диапазон α :

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

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

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 $h = 64 \text{ м}$; $H = 300 \text{ м}$, и $Z_c = 0,057 \text{ м}$ находим $Z_u = 0,956 \text{ м}$; $\gamma = 0,253$.

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

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

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

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

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

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

$$\Delta \bar{P}_c(t) = \left\{ \frac{\exp[0,039 \Delta \bar{P}_c(t)] - 1}{0,039} \exp(-0,039 \Delta \bar{P}_c) - 0,000035 \cdot 540^3 \right\} \left[\frac{4\alpha T}{Z_u^2} \right]$$

По рассчитанным величинам строится КВД в осях $\Delta \bar{P}_c(t) - \lg t$. Кривая восстановления давления в координатах $\Delta \bar{P}_c(t) - \lg t$ имеет четко выраженный прямой - линейный характер на заключительной стадии процесса. Наклон i_1

конечного прямолинейного участка КВД равен:

$$i_T = 5 \text{ кгс/см}^2.$$

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 проницаемости

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

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 продолжением притоком в скважину и этот участок кривой $(0 < t < t_{min})$ расположен над прямой, а начиная с некоторого момента времени $t_{от}$ кривая отклоняется вниз от прямолинейной зависимости. Определение фильтрационных параметров производят следующим образом.

1) По прямолинейному участку находят уклон i по формуле

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

2) Находят константу C_0 по формуле

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

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

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

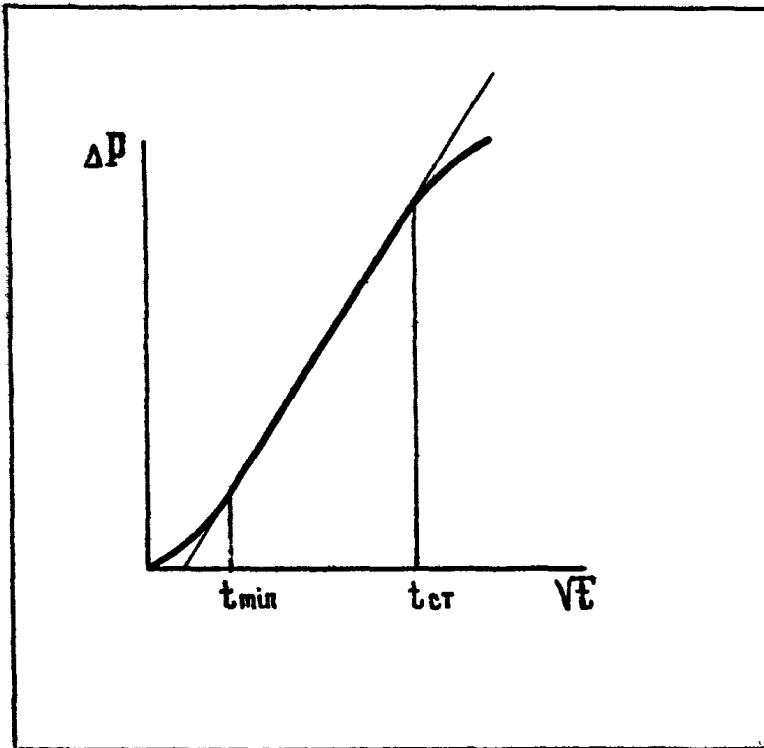


Рис. 17. Кривая восстановления давления в сверхглубокой скважине.

параметр $\frac{\alpha}{z_{np}^2}$

$$\frac{\alpha}{z_{np}^2} = \frac{0,02}{t_{om}} \frac{1}{сек} \quad (5.29.)$$

4) Определяется гидропроводность пласта по формуле

$$G = \frac{1}{\pi^{3/2} \cdot G_0} \sqrt{\frac{\alpha}{z_{np}^2}} \quad (5.30)$$

Пример. Скважина с аномально высоким давлением работала с дебитом $Q_0 = 120 \text{ м}^3/\text{сут.}$ в пластовых условиях. Для получения КВД она была кратковременно остановлена и вновь включена с дебитом $Q_1 = 126 \text{ м}^3/\text{сут.}$ 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_{om} 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.

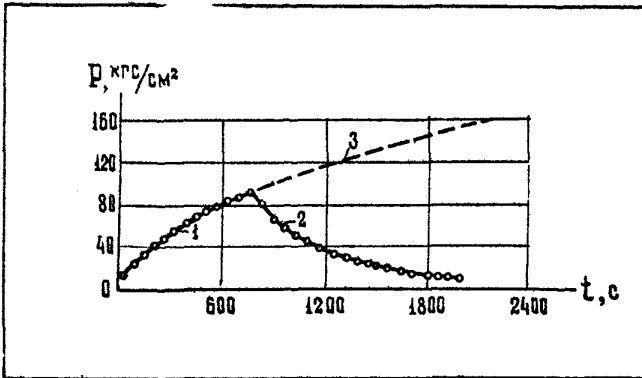


Рис.18. Изменение давления при исследовании скважины.
 1.-Участок восстановления давления,
 2 -участок падения давления во включенной скважине,
 3 -экстраполяция КВД.

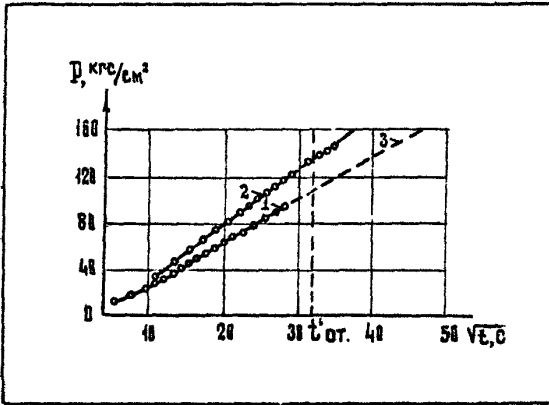


Рис. 19. Обработка результатов исследований
 1 - КВД, 2 - падение давления во включенной скважине, 3 - экстраполированная кривая 1 на большее время исследования.

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

$$Q_1 = 1390 \text{ см}^3/\text{сек.}, \quad Q_2 = 1460 \text{ см}^3/\text{сек.}$$

По формуле (5.28.) определим константы C_{01}, C_{02}

$$C_{01} = \frac{i_1}{Q_1} = \frac{3,87}{810} = \frac{0,387}{1390} = 0,28 \cdot 10^{-3}$$

$$C_{02} = \frac{i_2}{Q_2} = \frac{0,452}{1460} = 0,31 \cdot 10^{-3}$$

Для дальнейших расчетов используем среднее значение $C_0 = 0,295 \cdot 10^{-3} \frac{\text{см} \cdot \text{сек}^{1/2}}{\text{см}^3}$

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 проставивания 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

$$\frac{ze}{z_{np}^2} = \frac{0,02}{1800} = 0,111 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{сек.}}$$

Далее по формуле (5.30.) определяем гидропроводность пласта

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

5.1.7. Использование результатов исследований скважины 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 КЭД 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 исследования, приведены на рис. 28.

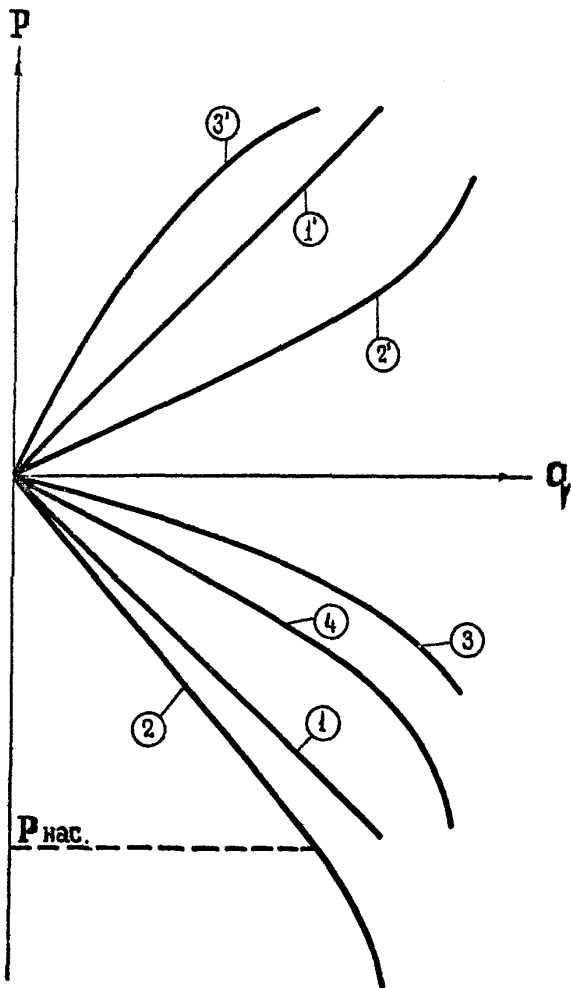


Рис. 20

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 призабойной зоне от давления или скорости фильтрации в диапазоне режимов эксплуатации, реализуемых при исследованиях.

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

Диаграммы с выпуклостью к оси дебитов при $P_{\text{заб.}} > P_{\text{нас.}}$ (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 скорости 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 форм с учетом (при необходимости) имеющейся информации о характере коллекторов.

5.2.2. Оценка гидродинамического совершенства скважин.

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

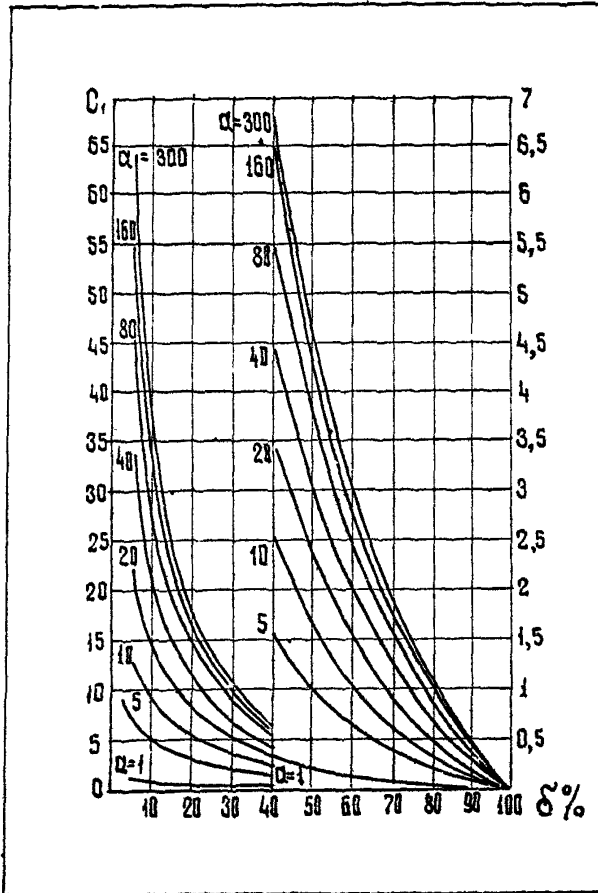


Рис.21.

Поправка на несовершенство скважины по степени вскрытия $\alpha = \frac{1}{2} \frac{D_c}{b}$, $\delta = 100 \frac{b}{h}$, где

h - эффективная толщина пласта

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 $\delta = \frac{b_n}{h} \cdot 100\%$, где h - эффективная толщина пласта, b_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: $n D_c$, $d = \frac{d'}{D_c}$ 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', b_n) выражаются в метрах.

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

$$Q = \frac{2\pi k h \cdot \Delta P}{\mu (\ln R_{\text{н}}/r_c + C_1 + C_2)} = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu \ln R_{\text{н}}/r_{\text{пр}}} \quad (5.31.)$$

где r_c - действительный радиус скважины.

Приведенный радиус $r_{\text{пр}}$ определяется из соотношения

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

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

Подрисовочные 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, $l = \frac{l'}{D}$, где

l' - глубина отверстия в породе.

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

Кривые 1 для $d = 0,02$

-"- 2 " $d = 0,04$

-"- 3 " $d = 0,06$

-"- 4 " $d = 0,08$

-"- 5 " $d = 0,10$

-"- 6 " $d = 0,12$

-"- 7 " $d = 0,14$

-"- 8 " $d = 0,16$

-"- 9 " $d = 0,18$

-"- 10 " $d = 0,20$

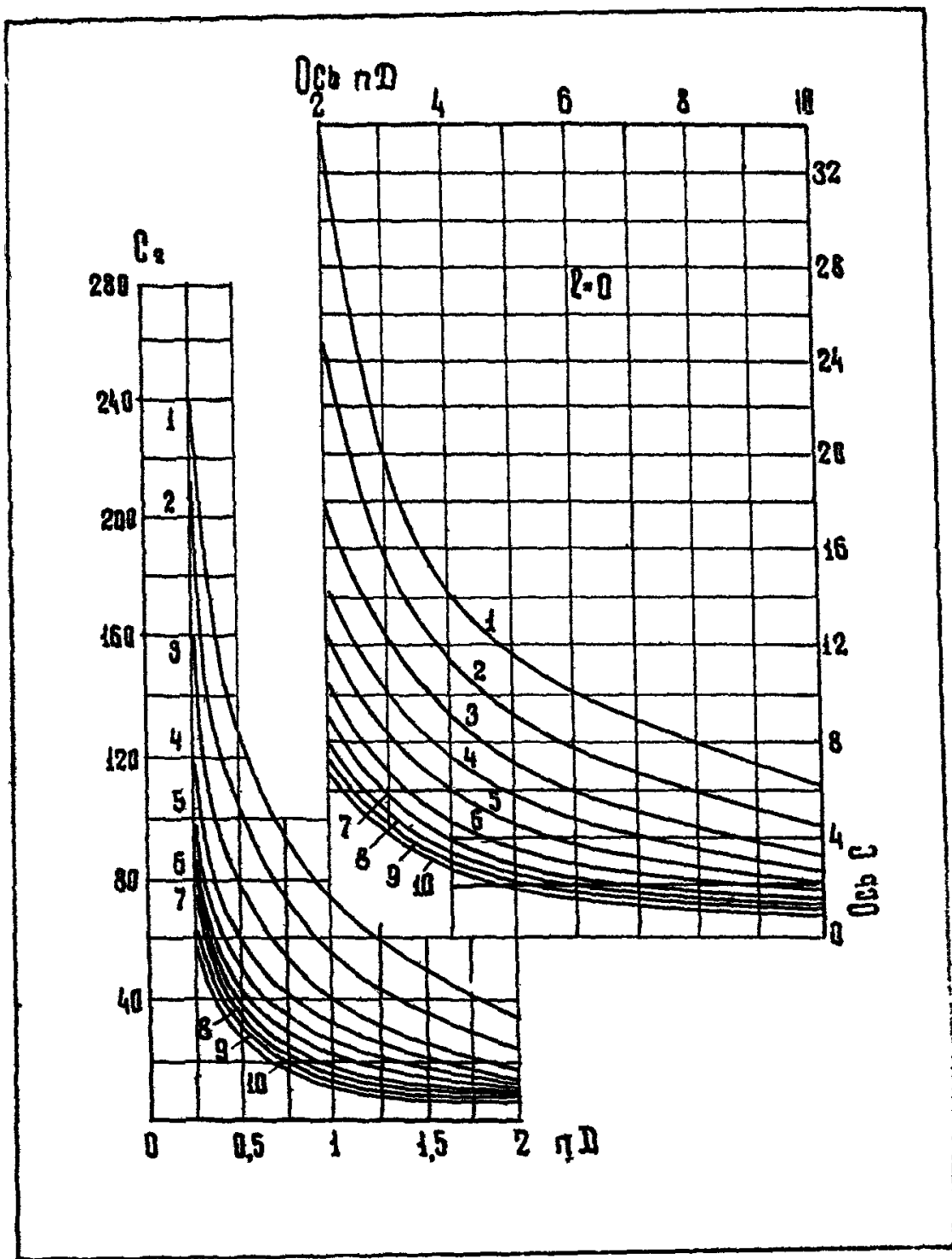


Рис. 22в

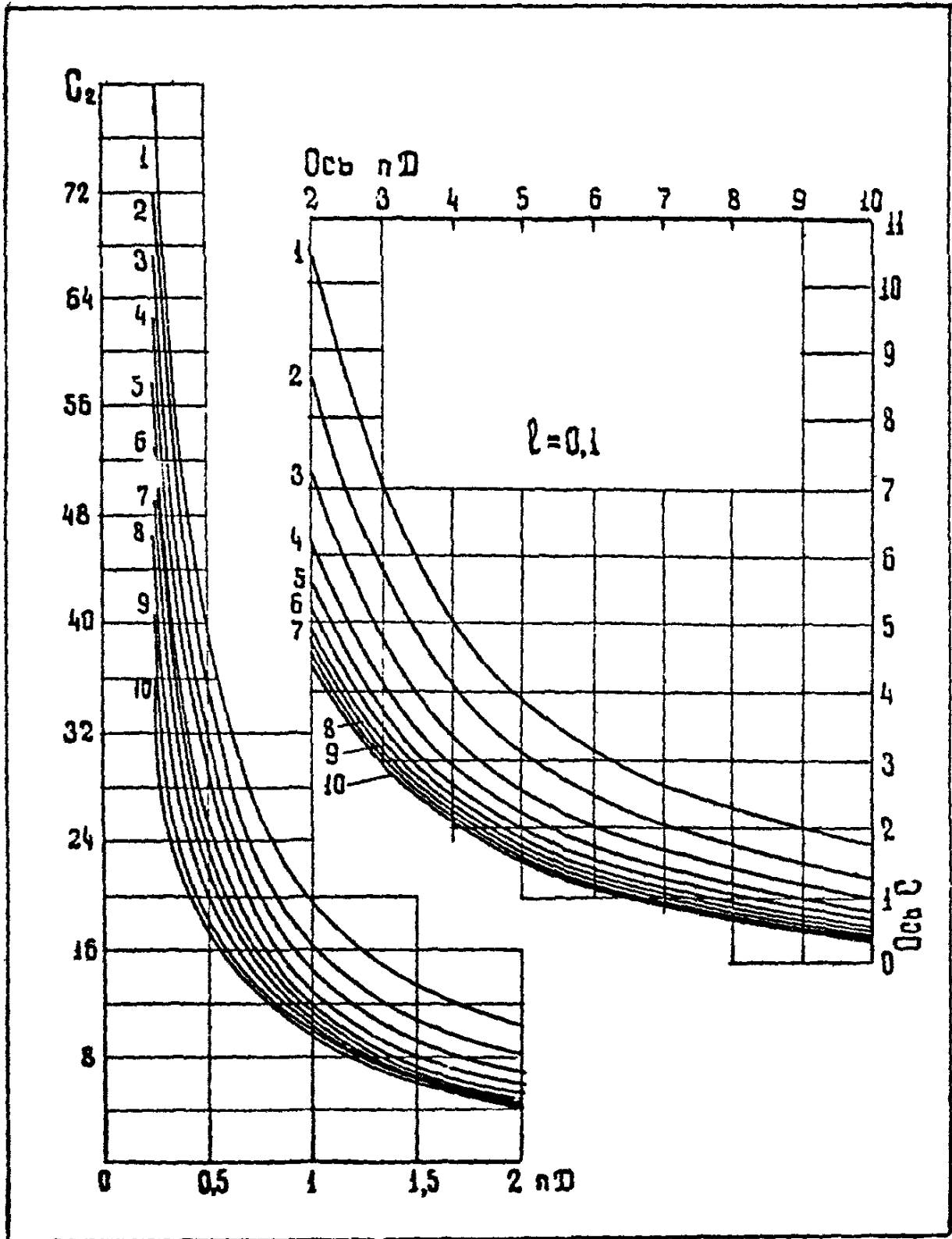


Рис. 22 б.

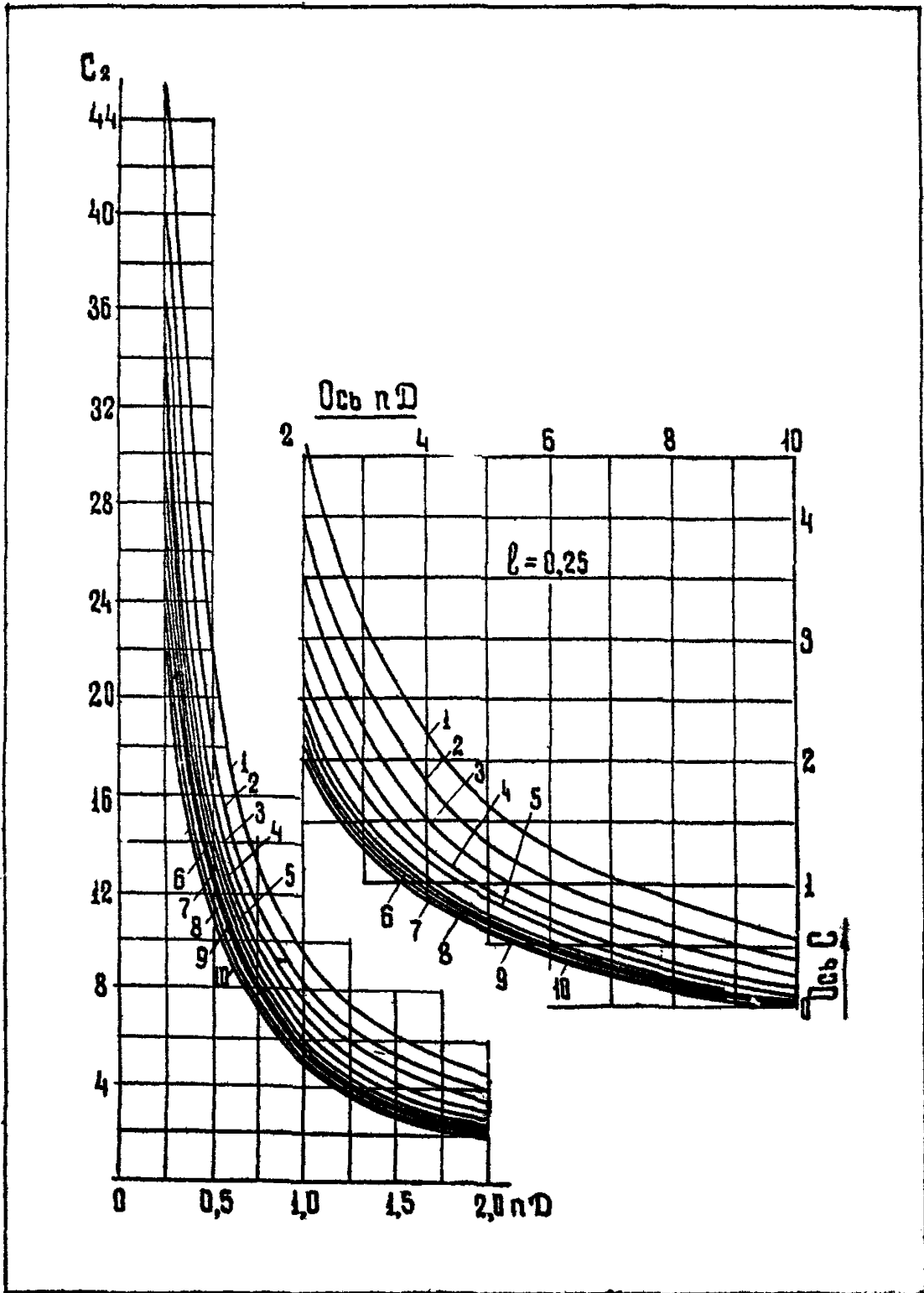


Рис.22 в.

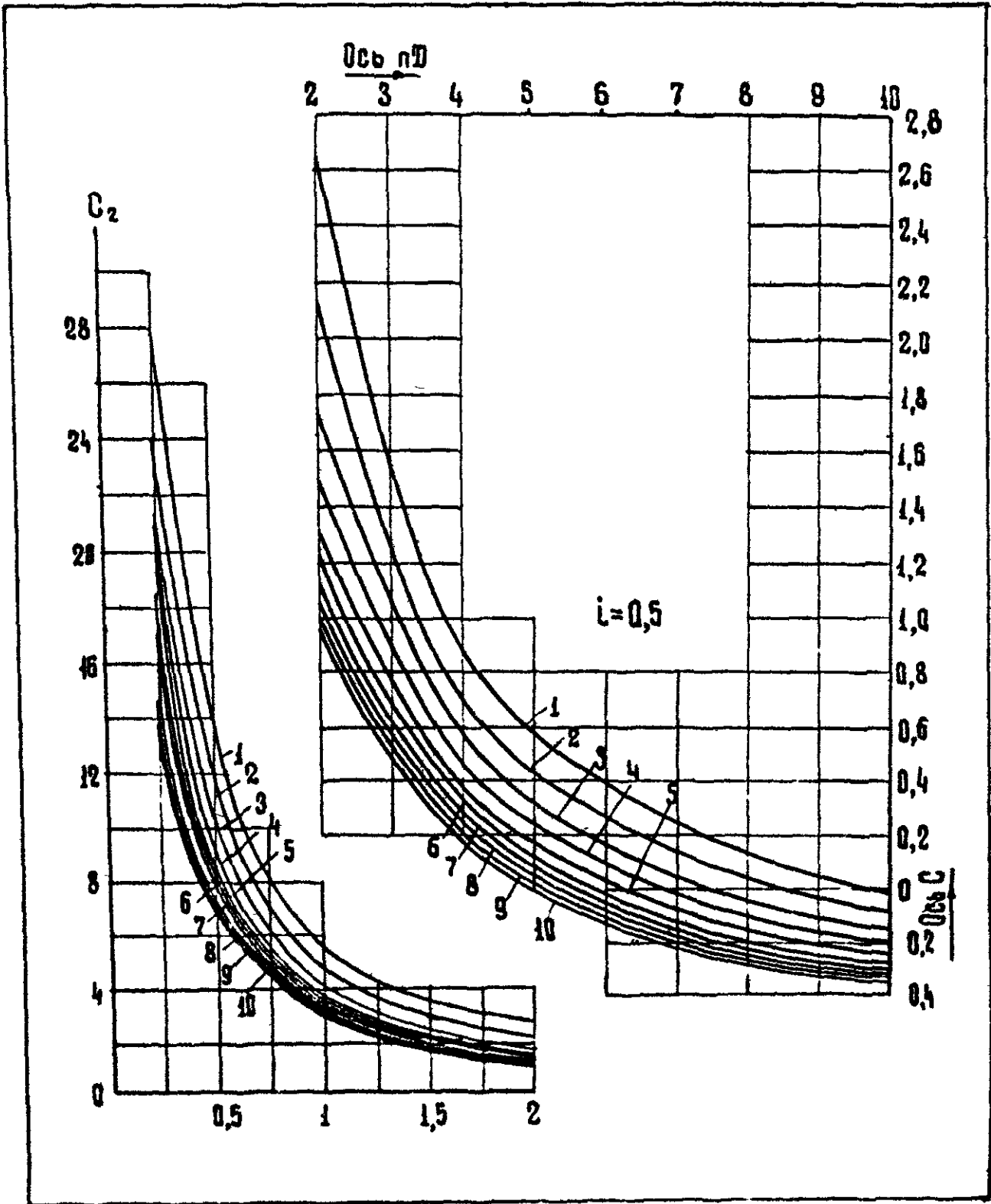


Рис. 22г.

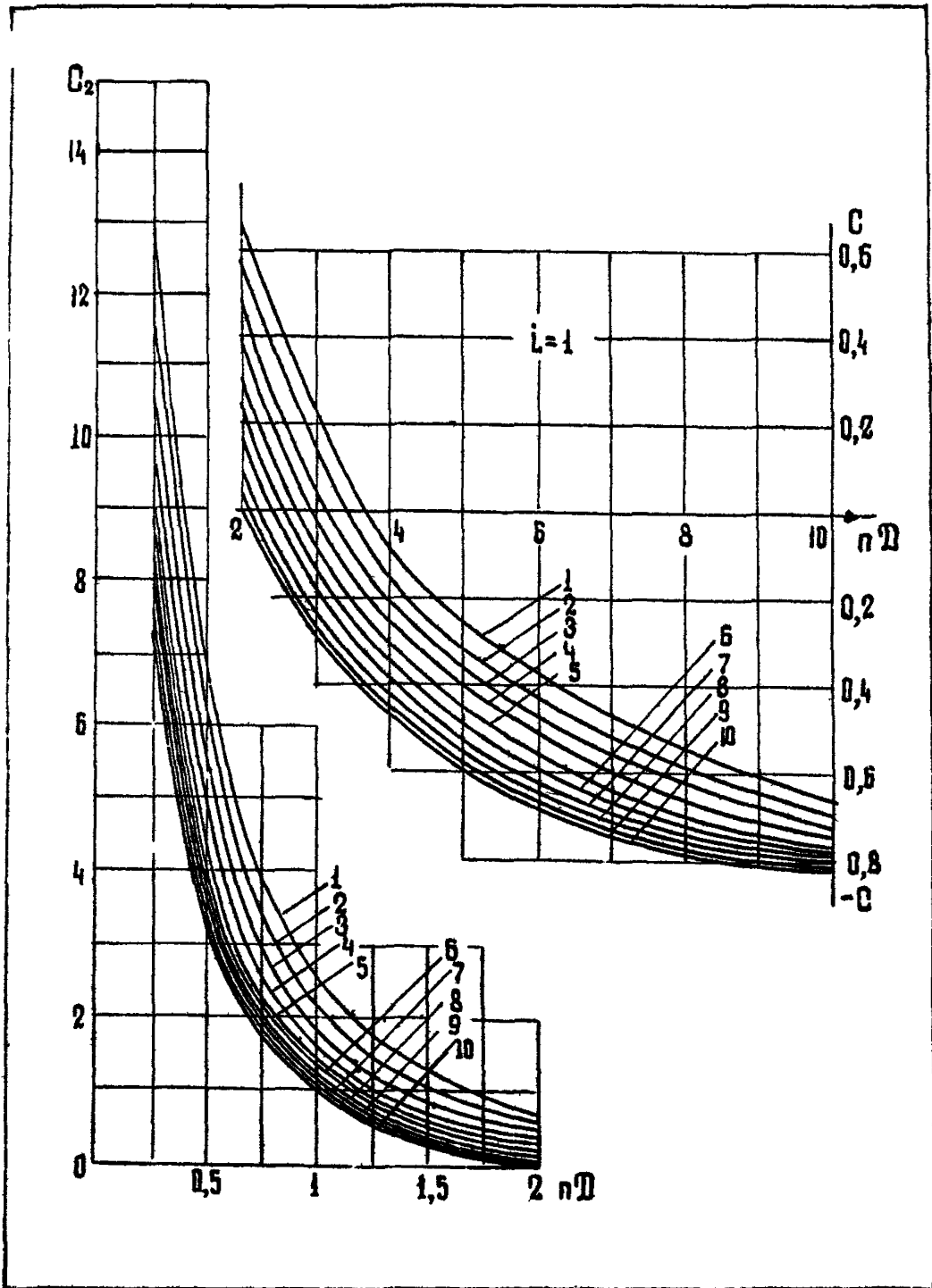


Рис. 22 д.

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.

$$K = \frac{Q}{\Delta P} = \operatorname{tg} \psi \quad (5.33)$$

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

Гидропроводность пласта определяется по формуле

$$\xi = \frac{K_m (\ln \frac{r}{r_c} + C_1 + C_2)}{2 \pi} \frac{\text{д.см.}}{\text{сП}} \quad (5.34.)$$

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

r_c - действительный радиус скважины - см,

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

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

$$K = \operatorname{tg} \psi = 16 \frac{\text{т. см}^2}{\text{сут. кгс}} \quad \text{при}$$

следующих исходных данных:

$$\begin{aligned} \delta &= 250 \text{ м}; & D_c &= 0,3 \text{ м}; & h &= 12 \text{ м}; & \delta &= 50\%; \\ \ell' &= 30 \text{ мм}; & d' &= 12 \text{ мм}; & \mu_n &= 3,8 \text{ сП}; & b &= 1,1; \\ \gamma_n &= 0,86 \text{ т/м}^3. \end{aligned}$$

1. Определим величину $K_{пл.}$

$$\begin{aligned} K_{пл.} &= K \cdot \frac{\delta_n \cdot 10^6}{\gamma_{нов.} \cdot 86400} = \\ &= 16 \cdot \frac{1,1 \cdot 10^6}{0,86 \cdot 86400} = 236,8 \frac{\text{см}^3}{\text{сек}} \cdot \frac{\text{см}^2}{\text{кгс}} \end{aligned}$$

2. Определим поправки C_1 и C_2

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

по графику (рис. 21.) $C_1 = 3$.

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

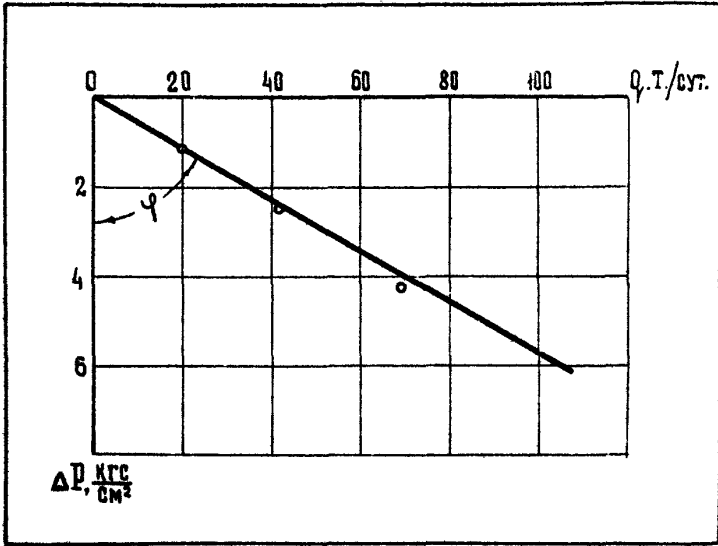


Рис. 23 Индикаторная диаграмма.

$nD_c = 10 \cdot 0,3 = 3$. По графику (рис.225) $C_2 = 5,7$.
 Определим ξ по формуле (5.34.)

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

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 установившихся режимах работы скважины. Данные о забойных давлениях и дебитах пластов приводятся в виде таблицы 12 и графика рис.24.

Таблица 12

№ режима : номер	Забойное : давление : кгс/см ²	дебит, т/сут.			
		пласт I : 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 $P_{пл.} = 185,6$ 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 I (4 т/сут.) и пласта II (13 т/сут.).

Как и в случае однопластового объекта, коэффициент продуктивности K для каждого пласта многослойного объекта численно равен тангенсу угла между индикаторной линией этого пласта и осью ординат. Так, в примере $K_1 = \text{tg } \psi_1 = 6,28$;

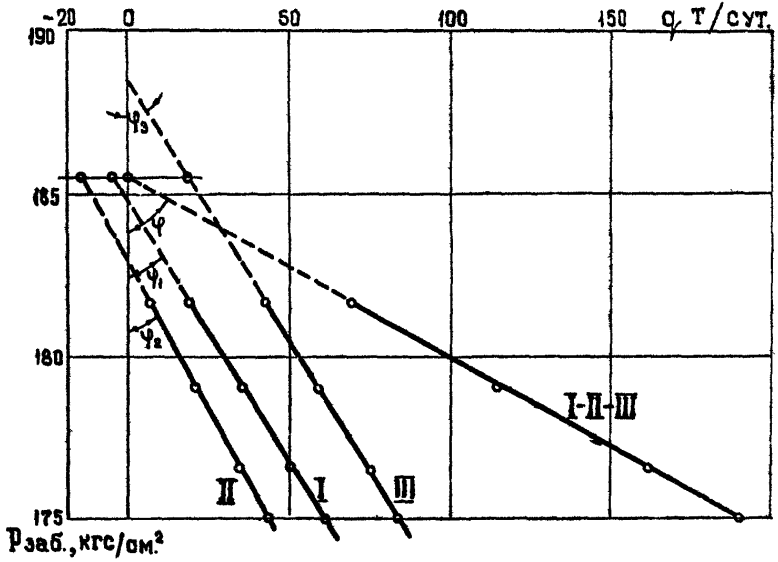


Рис. 24 . Индикаторные диаграммы для трехстапового объекта.

$$K_2 = \operatorname{tg} \psi_2 = 5,37; K_3 = \operatorname{tg} \psi_3 = 6,67; K_{\text{сум.}} = \operatorname{tg} \psi = 13,2$$

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 проницаемости пласта только по результатам гидродинамических исследований (без использования данных, полученных другими методами).

По исследованиям методом ИВД (см. 5.11) известны коэффициент гидропроводности пласта \mathcal{G} ($\frac{\text{д.см}}{\text{сн.см}}$) и параметр В ($\frac{\text{л}}{\text{об.к}}$), по индикаторной диаграмме известен коэффициент продуктивности скважины К ($\frac{\text{м.см}^2}{\text{сут. кгс}}$).

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

$$K = \frac{Q}{P_{\text{пл.}} - P_{\text{в.б.б.}}}$$

где $P_{\text{пл.}}$ - пластовое давление, определяемое при восстановлении давления, кгс/см².

Коэффициент гидродинамического совершенства определяется по формуле

$$\eta = \frac{K}{0,2366} \operatorname{tg} \psi \quad (5.35.)$$

Приведенный радиус скважины оценивается по формуле

$$r_{\text{пр.}} = \frac{\mathcal{G}}{10 \frac{0,2366}{K}} \quad (5.36)$$

Значение проницаемости оценивается по зависимости

$$x = B r_{\text{пр}}^2 \quad (5.37)$$

Пример. Известно, что $\mathcal{G} = 217 \frac{\text{д.см}}{\text{сн.см}}$, $B = 21510 \text{ л/}$

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

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

По формуле (5.37) оцениваем пьезопроводность

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

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,

$$H = \int_p^{P_{\text{нас.}}} \frac{f_n(S_n)}{\mu_n(P) \cdot b(P)} dP \quad (5.38.)$$

где P - текущее давление на забое скважины, кгс/см²,

$P_{\text{нас.}}$ - давление насыщения нефти газом, кгс/см²,

$f_n(S_n)$ - относительная проницаемость для нефти (функция от нефтенасыщенности - S_n),

$\mu_n(P)$ 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 прямой и дальнейшая ее обработка совершенно аналогична изложенной в 5.23.

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 непосред-

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

$$\frac{G - \lambda(P)}{b(P) \cdot b_r(P)} \cdot \frac{M_r(P)}{M_n(P)} = \frac{f_r(S_n)}{f_n(S_n)}, \quad (5.39.)$$

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 $\frac{f_r}{f_n}(S_n)$ - правую часть уравнения (5.39.). Для конкретных величин давлений вычисляют левую часть уравнения (5.39.) по значениям $\lambda(P)$, $M_r(P)$ и другим, а результат расчета принимают за ординату графика $\frac{f_r}{f_n}$, по абсциссе которого находят нефтенасыщенность S_n . Из проведенного таким образом решения уравнения (5.39.) получают зависимость между P и S_n .

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

$$\bar{H}(P) = \int_{\text{нас.}}^M \cdot b_{\text{нас.}} \cdot H(P) \quad (5.40.)$$

Пример. Используются результаты исследования скв. 840 девонского пласта Туймазинского месторождения (см. рис. 25 кривая 1). Давление насыщения пластовой нефти составляет 96 кгс/см².

На диаграмме относительных проницаемостей (рис. 26) строится зависимость отношения проницаемостей по газу и по нефти от нефтенасыщенности S_n (рис. 27), т.е. правая часть уравнения (5.39.). Левая часть вычисляется по свойствам

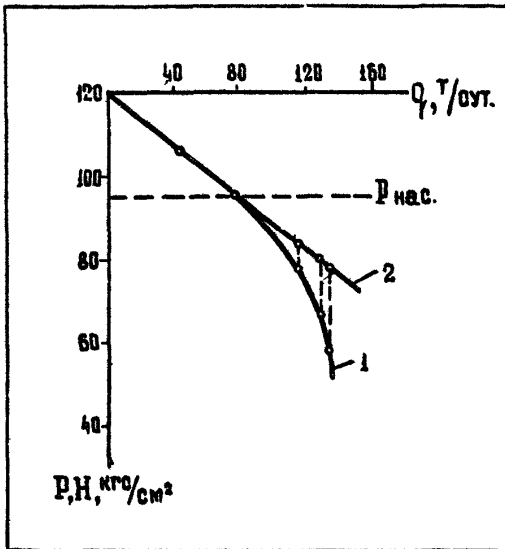


Рис.25.

Индикаторная диаграмма по скв.840
 Туymазинского месторождения:
 1 - в координатах $q - P$,
 2 - в координатах $q - H$.

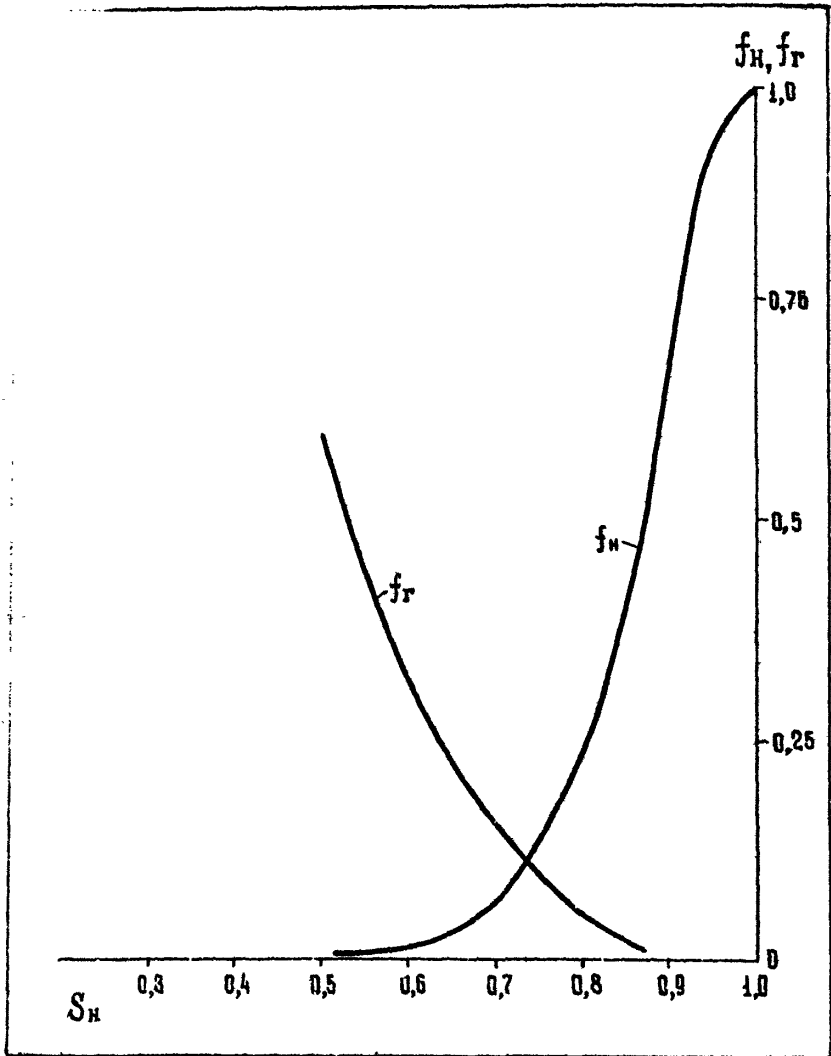


Рис. 26
Диаграмма относительных проницаемостей
(Туймазинское месторождение)

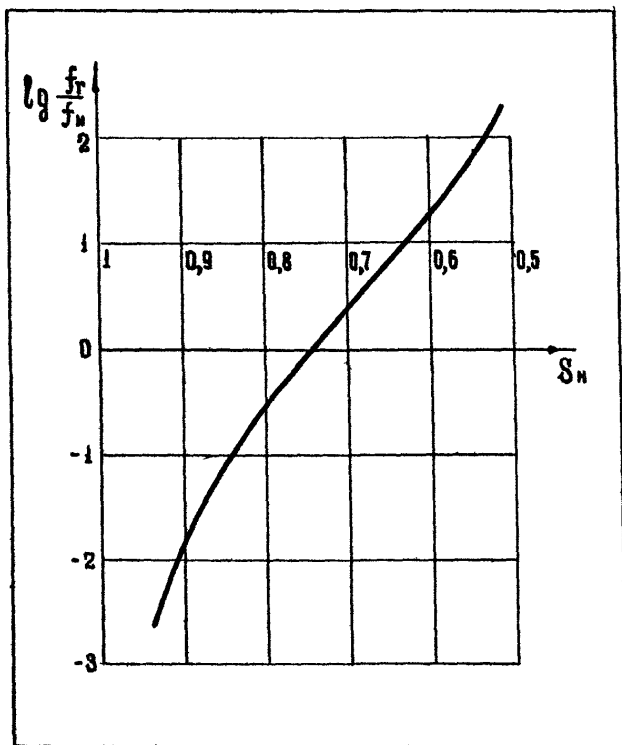


Рис.27. Зависимость отношения фазовых проницаемостей для газа и нефти от нефтенасыщенности.

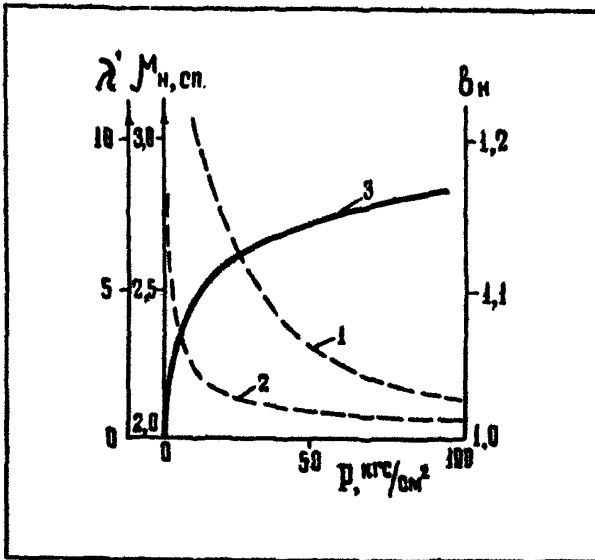


Рис.28.

Опытные зависимости μ_n (1), λ' (2) и B_n (3) от давления.

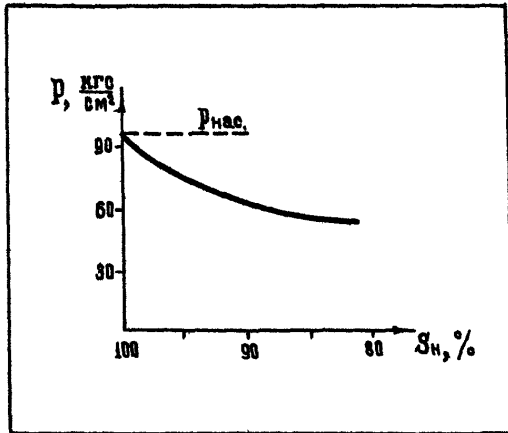


Рис. 29

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

$$\bar{\mu}_n = \frac{\mu_n}{\mu_{\text{н.к.}}}, \quad \bar{b} = \frac{b_n}{b_{\text{н.к.}}}$$

где μ_n , b , $\mu_{\text{нас.}}$, $b_{\text{нас.}}$ – 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

$$\frac{\partial \bar{H}}{\partial P} = \frac{f_n(S_n)}{\bar{\mu}_n \cdot \bar{b}} \quad (\text{столбец 7}).$$

Саму функцию находят численным интегрированием по формуле

$$\Delta \bar{H}_k = \sum_{i=1}^k \frac{\partial \bar{H}_i}{\partial P} \Delta P \quad (5.41.)$$

Для этого перемножают столбцы 2 и 7 и определяют накопленную 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 $P < P_{\text{нас.}}$) на величины $(\Delta P - \Delta \bar{H})$, приведенные

в столбце 9 табл.13,

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

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

Таблица 13

Обработка результатов исследования скважин-методом установившихся отборов при фильтрации газонафтяной смеси.

	P $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	$\Delta P = P_{\text{нас}} - P$ $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	S_H	$f_H(S_H)$	\bar{M}_H	\bar{b}	$\frac{f_H}{\bar{M}_H \bar{b}}$	$\frac{\Delta H}{\text{см}^2}$	$\frac{\Delta P - \Delta H}{\text{см}^2}$
	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 Δ , коэффициент инерционных сопротивлений при переходе от ламинарного течения жидкости к турбулентному - \bar{b} , и начальный коэффициент продуктивности скважин для малых депрессий - $K_{\text{нач}}$. (в начале индикаторной линии при $\Delta P_c = 0$).

Прямой 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 $\frac{\Delta P_k}{Q} - Q$. 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 ($d_s = 0$). По углу наклона прямой и отсекаемому отрезку на оси $\frac{\Delta P}{Q}$ определяют коэффициенты a , в двухчленного (квадратичного) закона фильтрации

$$\Delta P = aQ + bQ^2 \quad (5.42)$$

Начальный ($K_{нач.}$) и текущий (K) коэффициенты продуктивности скважины определяются по формулам

$$K_{нач} = \frac{1}{a} \quad (5.43)$$

$$K = \frac{1}{a + b} \quad (5.44)$$

б. Индикаторная линия (см.рис.31а) в преобразованных координатах $\frac{\Delta P}{Q} - Q$ криволинейна (рис.31б кривая 1). Коэффициент деформации d_s 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 transcendентного уравнения.

$$F(d_s) = B \Delta \Phi_1 - A \Delta \Phi_2 - C \Delta \Phi_3 = 0 \quad (5.45)$$

$$\text{где } A = Q_2 Q_3 (Q_3 - Q_2) \quad (5.45)^1$$

$$B = Q_1 Q_3 (Q_3 - Q_1)$$

$$C = -Q_1 Q_2 (Q_2 - Q_1)$$

$$\Phi = \frac{1}{d_s} e^{-A \Delta P_i} \quad (5.46)$$

Один из методов решения уравнения 5.45 графический, по которому, задаваясь различными величинами d_s , строят график функции $F(d_s)$ (см. рис.32). Искомое значение d_s опре-

делается 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. 316, 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

$$\Delta\Phi = aQ + bQ^2 \quad (5.47).$$

Полученные значения α , a , и b используются для расчета начального и текущего коэффициентов продуктивности скважины.

$$K_{\text{нач.}} \text{ определяется по } \Phi\text{-ле} \quad (5.43)$$

$$K_{\text{тек}} = \frac{-\alpha Q}{\ln [1 - \alpha(\alpha Q + bQ^2)]} \quad (5.44)$$

Пример 1. Добывающая скважина №88 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

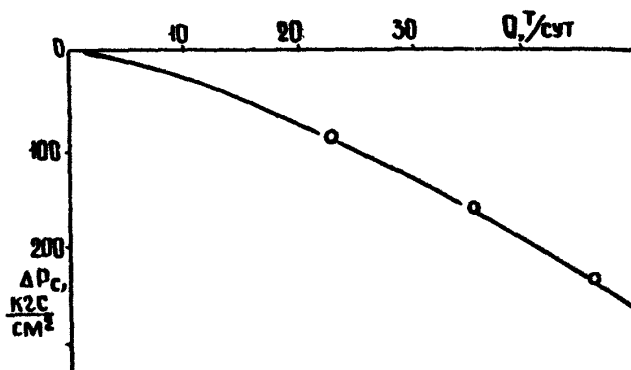
$$b = 0,0045 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \frac{\text{сут}^2}{\text{т}}$$

$$a = 2,25 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \frac{\text{сут}}{\text{т}}$$

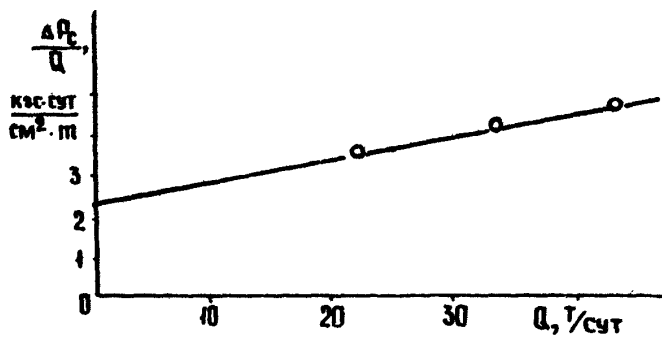
По формулам (5.43) и (5.44) определяем начальный и текущий коэффициенты продуктивности

$$K_{\text{нач}} = \frac{1}{2,25} = 0,45 \frac{\text{т}}{\text{сут}} \frac{\text{см}^2}{\text{кгс}}$$

$$K = \frac{1}{2,25 + 0,0045Q}$$



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 $\frac{\Delta P}{Q} - Q$ не устраняет криволинейности, что указывает на наличие деформации трещин (рис.31б линия 1). Определим коэффициент деформации λ . Для этого выберем на индикаторной кривой три точки с депрессиями 0,64; 4,9; и 33 кгс/см², полученные на режиме исследования скважины с дебитами 80, 292 и 660 т/сут. По формулам (5.45)¹ вычисляем коэффициенты А, В и С.

$$A = 292 \cdot 660(660 - 292) = 70,92 \cdot 10^6 \text{ т}^3/\text{сут}^3$$

$$B = 30,62 \cdot 10^6,$$

$$C = 4,95 \cdot 10^6 \text{ т}^3/\text{сут}^3$$

Для ряда значений Q по формуле (5.45) определяем значения функции $\mathcal{F}(\lambda)$. Строим график зависимости $\mathcal{F}(\lambda)$, рис.32. Точка пересечения кривой с осью абсцисс $\mathcal{F} = 0$ соответствует искомому значению параметра $\lambda_0 = 0,039 \text{ см}^2/\text{кгс}$. Для всех точек индикаторных кривых по величинам депрессии и найденному коэффициенту деформации

Вычисляем по формуле (5.46) функцию $\lambda\psi$. Строим график зависимости $\frac{\Delta\psi}{Q} - Q$ (рис.31б линия 2), который получился прямолинейным. По графику находим: $\alpha = 5,2 \cdot 10^{-3}$ (отрезок отсекаемый на оси ординат). Уклон $\beta = 3,5 \cdot 10^{-5}$. Определяем начальный и текущий коэффициенты продуктивности скважины по формулам (5.43) и (5.48)

$$k_{\text{нач}} = \frac{1}{5,2 \cdot 10^{-3}} = 192 \frac{\text{т}}{\text{сут}} \cdot \frac{\text{см}^2}{\text{кгс}}$$

$$k = \frac{-0,0399}{1 - 0,039(5,2 \cdot 10^{-3} Q + 3,5 \cdot 10^{-5} Q^2)}$$

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 незначительно, для определения коэффициента деформации (λ) может быть использован интегральный метод.

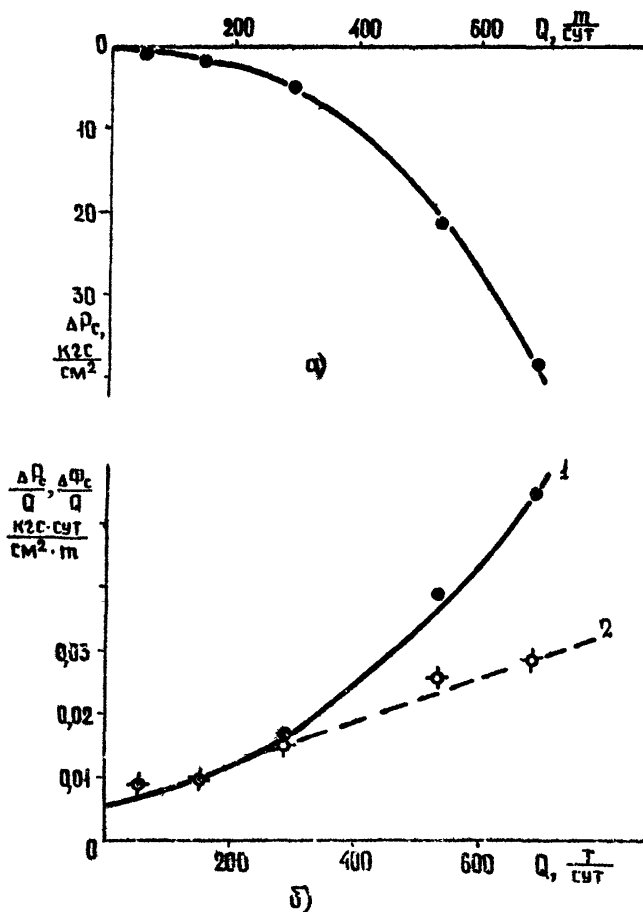


Рис. 31

Обработка индикаторной диаграммы
по скв. № 926 (Северный Малгобек)

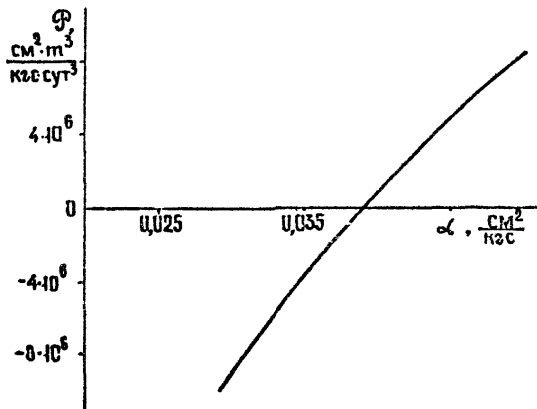


Рис. 32

К методике определения коэффициента деформации

Для обработки индикаторной диаграммы этим методом вычисляют две площади $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2$.

$$\mathcal{F}_1 = \int_0^{p_i} q \, d(\Delta P), \quad \mathcal{F}_2 = q \cdot \Delta P_i \quad (5.49)$$

(площадь \mathcal{F}_1 заштрихована на рис. 53 для точки 3 индикаторной лин. и).

Отношение этих площадей Z зависит от одной безразмерной величины $d \cdot \Delta P$.

$$\frac{\mathcal{F}_1}{\mathcal{F}_2} = Z = \frac{1}{1 - e^{-d \cdot \Delta P}} - \frac{1}{d \cdot \Delta P} \quad (5.50)$$

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 $d \cdot \Delta P$, по которой определяют коэффициент деформации d .

Для разных точек кривой рассчитывают $\Delta \phi$ по ф-ле (5.46) и находят начальный коэффициент продуктивности

$$K_0 = \frac{Q_i}{\Delta \phi_i} \quad (5.51)$$

Результаты определения K_0 по нескольким точкам осредняют.

Пример. Обрабатываемая индикаторная кривая приведена на рис. 53.

Последовательность обработки приведена в табл. 15.

Таблица 14

Табулированная функция коэффициента деформации.

$d \cdot \Delta P$	Z_q	Z_n	$d \cdot \Delta P$	Z_q	Z_n	$d \cdot \Delta P$	Z_q	Z_n
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	0,23

Примечание: Z_q - относится к добывающим скважинам, Z_n - к нагнетательным.

По формулам (5.49) определяем площади $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2$.

Для точки 2
$$\mathcal{F}_1 = \int_0^{p_i} q \, d(\Delta P) \neq 91$$

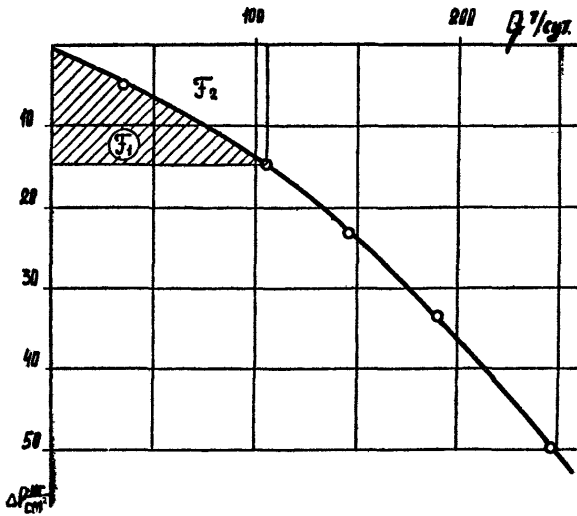


Рис. 33 Индикаторная диаграмма скважины, эксплуатирующей трещинный коллектор.

$$F_2 = 35,6 \cdot 5 = 178$$

Их отношение $Z = 0,512$, которому по табл.14 соответствует $d \cdot \Delta P = 0,12$. Делением на ΔP определяют по 2-й точке значение $d_1 = 0,024$. Та же обработка по остальным точкам дает величины d , по которым находят среднее значение \bar{d} (в рассматриваемом случае $d_{ср} = 0,023 \text{ см}^2/\text{кгс}$).

По найденному значению d 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.)

$$K = \frac{35,6}{3,98} = 9,0 \frac{\text{т} \cdot \text{см}^2}{\text{сут} \cdot \text{кгс}}$$

Результаты расчета по 6-ти точкам даны в табл.15

Таблица 15.

Последовательность обработки индикаторной кривой трещиноватого пласта.

№ п/п	Q	ΔP	F ₂	F ₂	Z	d·P	d	d _{ср}	K	K _{ср}
точка	т/сут	кгс/см ²	т·кгс	т·кгс						
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 низкопроницаемые 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/см², по оси абсцисс – календарное время в часах.

Линия ВА* на графике ("фон") строится как продолжение линии АВ – фактического графика изменения давления в реагирующей скважине до начала исследования.

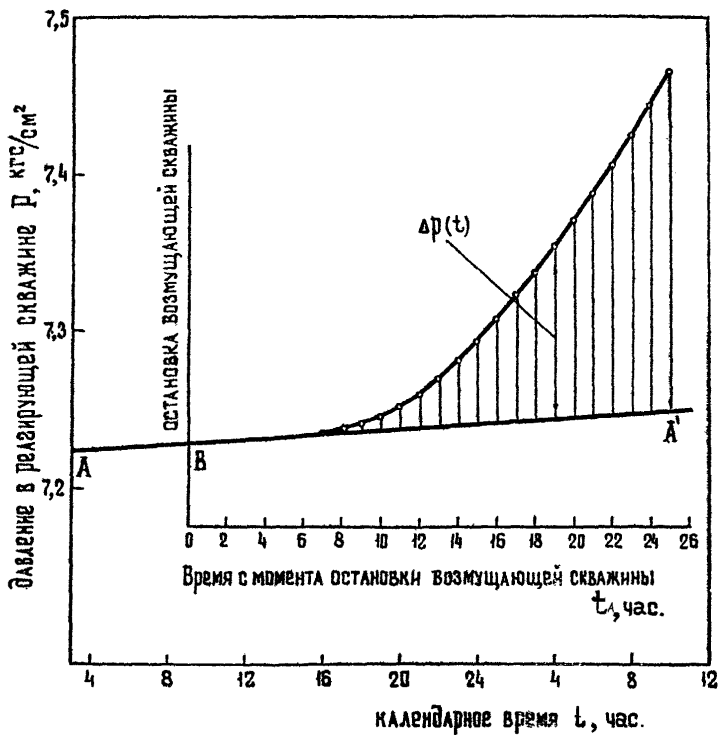


Рис. 34

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 (ΔP^0).

Формула, лежащая в основе метода определения фильтрационных характеристик пласта по данным исследования взаимодействия скважин при изменении дебита реагирующей скважины на постоянную величину, имеет вид

$$\ln \Psi(t) = \ln \frac{\Delta Q \mu \alpha}{\pi k h R^2} - \frac{R^2}{4 \alpha t} \quad (5.52)$$

где R - расстояние между исследуемыми скважинами, см;

t - время с момента начала исследования, сек;

ΔQ - изменение дебита возмущающей скважины, см³/сек.

Функция $\Psi(t)$ в координатах $\ln \Psi(t) \sim \frac{1}{t}$ 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

$$\alpha = - \frac{R^2}{4 tg \alpha}, \frac{cm^2}{сек.} \quad (5.59)$$

$$\frac{k h}{\mu} = - \frac{\Delta Q}{4 \pi tg \alpha e^{\alpha}}, \frac{Д. см}{сп} \quad (5.54)$$

Функция $\Psi(t)$ находится методом численного интегрирования из соотношения

$$\Psi(t) = \sum_{n=1}^n [\Delta P(t_n) - \Delta P(t_{n-1})] \frac{\frac{1}{t_n} + \frac{1}{t_{n-1}}}{2} \quad (5.55)$$

Для вычисления функции $\Psi(t)$ кривая изменения давления в реагирующей скважине разбивается на равные интервалы времени Δt , причем шаг разбивки должен удовлетворять соотношению

$$t_{np} \geq 2 \Delta t$$

где t_{np} - 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 скважины 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	$\frac{(\frac{1}{t})_n + (\frac{1}{t})_{n-1}}{2}$	(5) x (7)	$\Psi = \sum_{n=1}^n$ (8)	$\ln \Psi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	7	25200	0		$8,97 \cdot 10^{-5}$				
2	8	28800	0,008	0,008	$8,47 \cdot 10^{-5}$	$8,72 \cdot 10^{-5}$	$11,2 \cdot 10^{-8}$	$11,2 \cdot 10^{-8}$	-16,00
3	9	32400	0,005	0,002	$8,08 \cdot 10^{-5}$	$8,28 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-8}$	$17,8 \cdot 10^{-8}$	-15,55
4	10	36000	0,010	0,005	$2,78 \cdot 10^{-5}$	$2,98 \cdot 10^{-5}$	$14,6 \cdot 10^{-8}$	$82,4 \cdot 10^{-8}$	-15,00
5	11	39600	0,014	0,004	$2,58 \cdot 10^{-5}$	$2,66 \cdot 10^{-5}$	$10,6 \cdot 10^{-8}$	$48,0 \cdot 10^{-8}$	-14,67
6	12	43200	0,021	0,007	$2,81 \cdot 10^{-5}$	$2,42 \cdot 10^{-5}$	$16,9 \cdot 10^{-8}$	$59,9 \cdot 10^{-8}$	-14,88
7	13	46800	0,032	0,011	$2,14 \cdot 10^{-5}$	$2,22 \cdot 10^{-5}$	$24,5 \cdot 10^{-8}$	$84,4 \cdot 10^{-8}$	-18,99
8	14	50400	0,041	0,009	$1,98 \cdot 10^{-5}$	$2,11 \cdot 10^{-5}$	$19,0 \cdot 10^{-8}$	$108,4 \cdot 10^{-8}$	-18,79
9	15	54000	0,054	0,013	$1,85 \cdot 10^{-5}$	$1,92 \cdot 10^{-5}$	$24,9 \cdot 10^{-8}$	$128,8 \cdot 10^{-8}$	-18,57
10	16	57600	0,066	0,012	$1,74 \cdot 10^{-5}$	$1,80 \cdot 10^{-5}$	$21,5 \cdot 10^{-8}$	$149,8 \cdot 10^{-8}$	-18,41
11	17	61200	0,081	0,015	$1,64 \cdot 10^{-5}$	$1,69 \cdot 10^{-5}$	$25,4 \cdot 10^{-8}$	$175,2 \cdot 10^{-8}$	-18,26
12	18	64800	0,096	0,015	$1,54 \cdot 10^{-5}$	$1,59 \cdot 10^{-5}$	$23,8 \cdot 10^{-8}$	$199,0 \cdot 10^{-8}$	-18,18
13	19	68400	0,111	0,015	$1,46 \cdot 10^{-5}$	$1,50 \cdot 10^{-5}$	$22,5 \cdot 10^{-8}$	$221,5 \cdot 10^{-8}$	-18,02
14	20	72000	0,125	0,014	$1,39 \cdot 10^{-5}$	$1,42 \cdot 10^{-5}$	$20,0 \cdot 10^{-8}$	$241,5 \cdot 10^{-8}$	-12,94
15	21	75600	0,140	0,015	$1,32 \cdot 10^{-5}$	$1,36 \cdot 10^{-5}$	$20,8 \cdot 10^{-8}$	$261,8 \cdot 10^{-8}$	-12,85
16	22	79200	0,158	0,018	$1,26 \cdot 10^{-5}$	$1,29 \cdot 10^{-5}$	$23,2 \cdot 10^{-8}$	$285,0 \cdot 10^{-8}$	-12,77
17	23	82800	0,174	0,016	$1,21 \cdot 10^{-5}$	$1,24 \cdot 10^{-5}$	$19,8 \cdot 10^{-8}$	$304,8 \cdot 10^{-8}$	-12,70
18	24	86400	0,196	0,022	$1,16 \cdot 10^{-5}$	$1,19 \cdot 10^{-5}$	$26,2 \cdot 10^{-8}$	$331,0 \cdot 10^{-8}$	-12,62
19	25	90000	0,217	0,021	$1,11 \cdot 10^{-5}$	$1,14 \cdot 10^{-5}$	$28,8 \cdot 10^{-8}$	$354,8 \cdot 10^{-8}$	-12,55

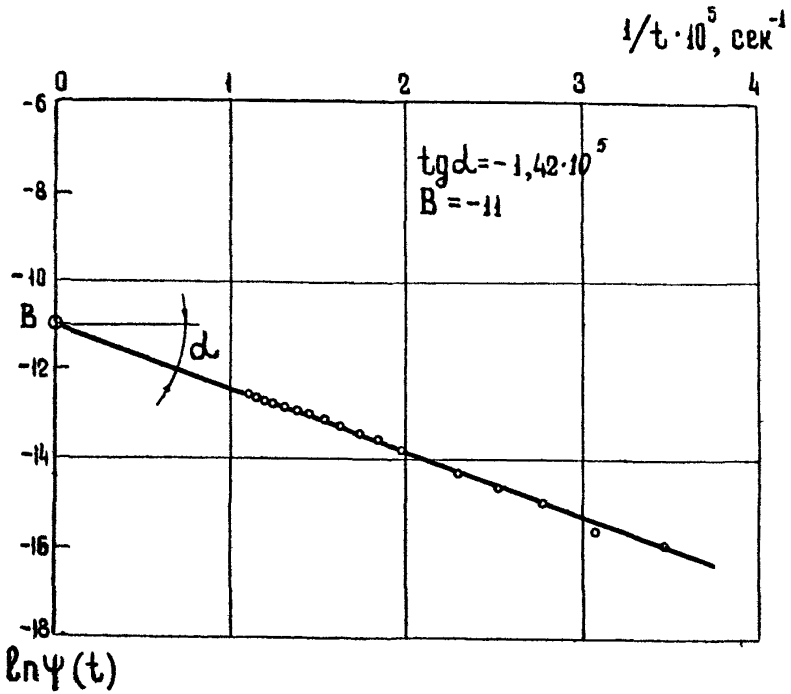


Рис. 35 .

К примеру обработки результатов
 исследований взаимодействия скважин при
 скачкообразном изменении дебита возмуща-
 ющей 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 $t_{g\Delta}$ и B .

Пример. На реагирующей скважине зарегистрирована кривая изменения давления до и после остановки возмущающей скважины (рис.34).

Дебит возмущающей фонтанной скважины до остановки $\Delta Q = 360 \text{ м}^3/\text{сут.}$ нефти в поверхностных условиях; объемный коэффициент пластовой нефти $\delta_n = 1,24$; расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами $R = 570 \text{ м} = 57000 \text{ см.}$

а. На графике (рис.34) проводим прямую линию $3A$ - "фон".

б. Выбираем шаг разбивки кривой изменения давления во времени $\Delta t = \text{час}$; 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 $\ln \Psi(t) - \frac{1}{t_n}$, представленный на рис.35, и находим

$$t_{g\Delta} = -1,42 \cdot 10^5 \text{ и } B = -11.$$

д. По формуле 5.53 и 5.54 определяем параметры пласта, предварительно приведя изменения дебита возмущающей скважины к пластовым условиям.

$$\Delta Q = 360 \cdot 1,24 \cdot 11,57 = 5165 \text{ см}^3/\text{сек};$$

$$\alpha = \frac{57000^2}{4 \cdot 1,42 \cdot 10^5} = 5720 \text{ см}^2/\text{сек};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{5165}{4 \cdot 1,42 \cdot 10^5 \cdot -11} = 173 \frac{\text{д.см.}}{\text{сн}}$$

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

$\Delta P(\Delta_i)$ рассчитываются фильтрационные характеристики пласта.

Величины $\Delta P(\Delta_i)$ 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

$$\alpha = \frac{\pi R^2}{T(\Delta_i - \frac{T}{2})^2} \cdot \frac{\text{см}^2}{\text{сек}} \quad (5.56)$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{\Delta P(\Delta_i)} \left[-\frac{\Delta Q}{8T} \cdot E_1\left(-\frac{R^2}{4\alpha t_i}\right) + \frac{\Delta Q}{T^2} \sqrt{\frac{\pi \alpha T}{8R^2}} \cdot e^{-R\sqrt{\frac{\pi \alpha T}{8R^2}}} \right] \frac{\text{Д см}}{\text{сП}} \quad (5.57)$$

где $\Delta P(\Delta_i)$ — импульс давления, кгс/см²;

Δ_i — сдвиг фаз, радиан;

ΔQ — величина периодического изменения дебита возмущающей скважины, см³/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 $\Delta P(\Delta_3)$ на рис.36, а знак "минус" - значения максимумов давления в т.е. точкам $\Delta P(\Delta_2)$ и $\Delta P(\Delta_4)$.

Сдвиг фаз определяется по формуле

$$\Delta = 2\pi \frac{\Delta t_i}{T}, \quad (5.58)$$

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 $\Delta P(\Delta)$, 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 $Q_p = 870 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Расстояние между реагирующей и возмущающей скважинами $R = 435 \text{ м} = 435000 \text{ см.}$

В момент времени $t = 0$ нагнетательная скважина была остановлена, а в момент времени $t_1 = T/2 = 12 \text{ часов}$ - вновь переведена на прежний режим. При $t = 3/2T$ скважина была вновь остановлена, а затем цикл был повторен.

Т.е. период изменения производительности нагнетательной скважины составил $T = 24 \text{ час.} = 8,64 \cdot 10^4 \text{ сек.}$, а величина импульса дебита $\Delta Q = Q_p = 870 \text{ м}^3/\text{сут.} = 10066 \text{ см}^3/\text{сек.}$

а. Проводим на графике (рис.36) прямую линию "фона", экстраполируем поведение давления до начала исследования.

б. Находим на кривой изменения давления точки минимумов и максимумов и находим соответствующие им значения импульсов давления $\Delta P(\Delta_i)$ и время исследования t_i

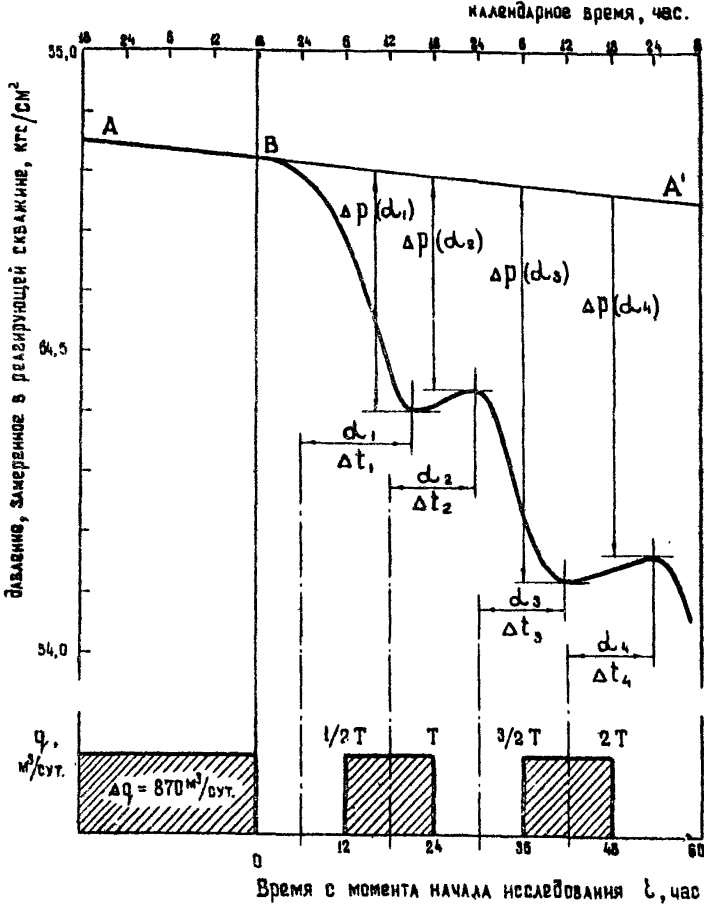


Рис. 36 Изменение давления в реагирующей скважине при периодическом изменении дебита возмущающей скважины.

$$\begin{aligned}
 t_1 &= 21 \text{ час} = 7,55 \cdot 10^4 \text{ сек}; & \Delta P(d_1) &= 0,39 \text{ кгс/см}^2 \\
 t_2 &= 30 \text{ час} = 10,8 \cdot 10^4 \text{ сек}; & \Delta P(d_2) &= 0,34 \text{ кгс/см}^2 \\
 t_3 &= 41,4 \text{ час} = 14,9 \cdot 10^4 \text{ сек}; & \Delta P(d_3) &= 0,65 \text{ кгс/см}^2 \\
 t_4 &= 57 \text{ час} = 20,5 \cdot 10^4 \text{ сек}; & \Delta P(d_4) &= 0,62 \text{ кгс/см}^2
 \end{aligned}$$

в. Находим по графику величины Δt_i и по формуле (5.58) определяем сдвиг d_i для каждого импульса давления

$$\begin{aligned}
 \Delta t_1 &= 15 \text{ час} = 5,4 \cdot 10^4 \text{ сек}; & \Delta t_3 &= 11,5 \text{ час} = 4,14 \cdot 10^4 \text{ сек}; \\
 \Delta t_2 &= 11,5 \text{ час} = 4,14 \cdot 10^4 \text{ сек}; & \Delta t_4 &= 11,5 \text{ час} = 4,14 \cdot 10^4 \text{ сек}.
 \end{aligned}$$

$$d_1 = 2 \sqrt{\frac{5,4 \cdot 10^4}{8,64 \cdot 10^4}} = 1,25 \text{ П рад}$$

$$d_2 = d_3 = d_4 = 2 \sqrt{\frac{4,14 \cdot 10^4}{8,64 \cdot 10^4}} = 0,96$$

г. По формуле (5.56) определяем значения коэффициента пьезопроводности α

$$\alpha_1 = \frac{\pi \cdot 43500^2}{8,64 \cdot 10^4 (1,25 \cdot \pi - \frac{\pi}{8})^2} = 0,55 \cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{сек};$$

$$\alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4 = 1 \cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{сек}.$$

д. По формуле (5.57) определяем значения гидропроводности для каждого значения $\Delta P(d_i)$

$$\begin{aligned}
 \left(\frac{kh}{M} \right)_1 &= \frac{1}{0,39} \left[\frac{-10066}{8\pi} \cdot E_i \left(\frac{43500^2}{4 \cdot 0,55 \cdot 10^4 \cdot 7,55 \cdot 10^4} \right) + \right. \\
 &+ \left. \frac{10066}{\pi^2} \sqrt{\frac{\pi \cdot 0,55 \cdot 10^4 \cdot 8,64 \cdot 10^4}{8 \cdot 43500^2}} \right] \\
 e &= 43500 \sqrt{\frac{\pi}{0,55 \cdot 10^4 \cdot 8,64 \cdot 10^4}} = 222 \frac{\Delta \cdot \text{см}}{\text{сп}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \left(\frac{kh}{M} \right)_2 &= 623 \frac{\Delta \cdot \text{см}}{\text{сп}}; & \left(\frac{kh}{M} \right)_3 &= 610 \frac{\Delta \cdot \text{см}}{\text{сп}} \\
 \left(\frac{kh}{M} \right)_4 &= 613 \frac{\Delta \cdot \text{см}}{\text{сп}}.
 \end{aligned}$$

Измеренные и расчетные величины сводятся в таблицу (17).

Таблица 17

t_i часы:	t_i сек	Δt_i сек.	d_i	$\Delta p(d_i)$ кгс/см ²	α см ² /сек.	$\frac{kh}{\mu}$ $\frac{\text{дарси.см}}{\text{сп}}$
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, м³/сут, см³/сек.
 $P_{\text{заб.}}$ - давление на забое скважины, кгс/см².
 $P_{\text{буф.}}$ - давление на буфере скважины, кгс/см²,
 $P_{\text{зат.}}$ - давление в затрубном пространстве, кгс/см²,
 $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, кгс/см²
 $P_{\text{к.}}$ - давление на контуре, кгс/см²,
 ΔP - изменение давления, кгс/см²,
 \mathcal{E} - коэффициент гидропроводности Д см/сП,
 K - коэффициент проницаемости, Д,
 K - коэффициент продуктивности, (т/сут) · (кгс/см²)⁻¹
 $K_{\text{пл}}$ - коэффициент продуктивности в пластовых условиях (см³/сек.) · (кгс/см²)
 $P_{\text{в. пов.}}$ - обводненность продукции скважины на поверхности, безразм.,
 $\Pi_{\text{пр}}$ - расходная обводненность потока на забое скважины по показаниям притока, безразм.,
 h - эффективная толщина пласта, см,
 \mathcal{E} - коэффициент пьезопроводности, см²/сек,
 μ - вязкость флюида в пластовых условиях, сП;
 $R_{\text{к}}$ - радиус условного контура питания, см,
 \mathcal{B} - половина расстояния между скважинами, см,
 $Z_{\text{с}}$ - радиус скважины по долоту, см,
 $Z_{\text{пр}}$ - приведенный радиус скважины, см,
 m - коэффициент пористости, безразм.,
 $\beta_{\text{ж}}$ - коэффициент сжимаемости жидкости, 1/(кгс/см²),
 $\beta_{\text{с}}$ - коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/(кгс/см²),
 $\gamma_{\text{мл.}}$ - удельный вес нефти в поверхностных условиях т/м³,
 $\gamma_{\text{пл}}$ - удельный вес нефти в пластовых условиях, т/м³,
 $\mathcal{B}_{\text{н}}$ - объемный коэффициент пластовой нефти, безразм.,
 \mathcal{G} - газовый фактор, м³/м³,
 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,
 U - накопленный приток в ствол скважины, м³,
 C, C_1 - поправка на несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия, безразм.,
 S_n - 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-89-9-67-78, утв. 30.5.1978г., 79с).
3. Руководство по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов (Утв. 29. XII. 71) Москва, ВНИИ 1972, 189с.
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 послонном определении характеристик эксплуатируемого разреза для контроля разработки нефтяных месторождений. (РД-39-1-73-78, Утв. 15. V. 1. 1978г.)
6. Руководство по технологии проведения промыслово-геофизических исследований в насосных скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами, ВНИИнефтепромгеофизика, Уфа 1979г. 60с.
7. Чекалки 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 нефтепромышленное 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. XIХ, 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 нефтегазоводонесных пластов. Москва, Недра, 1974, 200с.
14. Степанов В.П., Зайцев С.И. Об исследовании скважин методом установившихся отборов. Тр. ВНИИ, вып. X. Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. Москва, Недра, 1974г. с 182-195.

ПРИНЦИПАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

КАТЕГОРИИ И ВИДЫ СВЯЖИН	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ХАРАК- ТЕРИСТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ			ОПРЕДЕ- ЛЕНИЕ ОБЪЕ- МНОСТИ ПРОДУКЦИИ		ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОГО САНКТОРА		ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (СТАТИЧЕСКОГО УРОВНЯ)	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ (ДИНАМ. УРОВНЯ)	ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОМ ВОССТАНОВ- ЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ (УРОВНЯ)	ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОМ УСТАНОВИВ- ШЕГОСЯ ОТБОРА	ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ И ХАРАК- ТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ, ВСТРЕЧА- ЮЩИХСЯ	ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПОГЛОЩЕНИЯ	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ	КОНТРОЛЬ ПОЛОЖЕНИЯ ЭНГ И ОЦЕНКА КАЧЕСТВЕННАЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ	КОНТРОЛЬ ПОЛОЖЕНИЯ ГИР И ОЦЕНКА КАЧЕСТВЕННАЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ	ОТБОР ПРОБ А ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОЛУТРОИ ВОДЫ	ОТБОР ГИДРОКАРИКОВ ПРОБ НА ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕФТИ И КСП	АНАЛИЗ ЗАРАЖЕНАМОЙ ВОДЫ НА ПРЕД- МЕТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КСН ОКСИД ЖЕЛЕЗА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА БОДОУЧАСТИИХ СООБРАЖЕНИЯ	ОБЕСЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОБСАДНИХ КОЛОДЦ
	НИЗКОДЕБИТНЫЕ СВЯЖИНЫ (ДО 2т/сут)	СРЕДНЕДЕБИТНЫЕ СВЯЖИНЫ (2-25т/сут)	ВЫСОКОДЕБИТНЫЕ СВЯЖИНЫ (более 25т/сут)	НИЗКОДЕБИТНЫЕ СВЯЖИНЫ (ДО 20% СВЯЖИНЫ)	ВЫСОКОДЕБИТНЫЕ СВЯЖИНЫ (более 20% СВЯЖИНЫ)	НОРМАЛЬНЫЙ ГИ ПРОДУКЦИИ	ПОВЫШЕННЫЙ ГИ ПРОДУКЦИИ														
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) ГАЗАКТИВНЫЕ			+	□	□	○	△	○	○	○	○	○	○								
В) ОБОРУДОВАННЫЕ ЭНГ	□	□	+	□	□	○	△	○	○	○	○	○	○								
Г) ОБОРУДОВАННЫЕ ШГН	□	□	+	□	□	○	△	○	○	○	○	○	○								
2. Действующие НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ	□	□	+					○	○	○				○						○	○
3. ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ								○													
4. НАБЛЮДАТЕЛЬНЫЕ И СВЯЖИНЫ ОПОРНОЙ СЕТИ								○							○	○	○			○	
5. ВОДОЗАБОРНЫЕ	□	□	+					○													
6. СВЯЖИНЫ ПО КОТОРЫМ ПРОВОДЯТСЯ ГИМ (РЕМОНТЫ)																					
А) СВЯЗАННЫЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ ИЛИ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДО ГИМ ПОСЛЕ ГИМ																					
Б) СВЯЗАННЫЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ:																					
С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЛИ ПРИ ОВЫШЕНИИ ПЛАСТОВ ДО ГИМ ПОСЛЕ ГИМ																					
БЕЗ ИЗОЛЯЦИИ ИЛИ ПРИ ОВЫШЕНИИ ПЛАСТОВ ДО ГИМ ПОСЛЕ ГИМ																					
7. СВЯЖИНЫ ПЕРЕВОДИЩИЕСЯ ИЗ ДОБЫВАЮЩИХ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ ДО ПЕРЕВОДА ПОСЛЕ ПЕРЕВОДА																					
8. СВЯЖИНЫ ПЕРЕВОДИЩИЕСЯ В ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ ДО ПЕРЕВОДА ПОСЛЕ ПЕРЕВОДА																					

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

+	- исследования 1 раз в 3 дня
□	- " " " в неделю
□ □	- " " " в две недели
△	- " " " в месяц
○	- " " " в квартал
○ ○	- " " " в полугодие
○ ○ ○	- " " " в год
○ ○ ○ ○	- " " " в два года
Г	- разовые исследования
С	- исследования 1 раз в смену

Примечание:

- По вводу вводятся из бурения скважин проводимые все виды исследований, предусмотренные настоящим комплексом.
- Определение пластовой температуры на месторождениях, где применяются тепловые и другие методы повышения нефтеотдачи проводить по специальным программам.
- Шестичленный анализ воды проводить после изменения удельного веса.
- Разведочные скважины, вводимые в опытную эксплуатацию, исследуются по специальному плану.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Отечественные глубинные приборы для гидродинамических исследований пластов и скважин (заводского изготовления), используемые на нефтепромыслах.

Глубинные манометры.

Таблица 1.

Наименование	МГП-ЭМ	МГН-1	МГТХ68/ 250	МГН-2	МГМ-4	МММ-1 (дистанц.)	ДГМ-4М	ДГМ-5
Пределы измерения, кгс/см ²	25+250 40+400	2-40; 8-60; 4-80; 8-160; 100-300; 12-250; 15-300	68, 160, 250	100, 160, 250, 400, 600, 800, 1000	1-50; 5-120; 10-180; 10-250	50+1000	-	-
Максимальное рабочее давление, кгс/см ²	-	-	-	-	-	-	800	400
Максимальная рабочая температура, °С	+130	+100	+100	+160	+60	+100	+80	+160
Приведенная погрешность, %	±1,5	±0,1+0,25	±0,5	±0,4+0,5	±0,5	±1,5		
Порог чувствительности, кгс/см ²	1,2+2,0	0,04+0,8	0,12+0,5	0,1 +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 МГН через межтрубное пространство.		Исследование методом восстановления давления и гидропрослушивания.	

Таблица 2.

Глубинные термометры

Наименование	СИРМУС - I						СИРМУС - 2	
	Фреон 22	Фреон 12	Хлористый метил	Хлористый этил	Ацетон	Дист. вода	Анилин	Толуол
Диапазон измерения, °C	0+60	20+100	40+140	80+180	120+220	150+250	150+300	250+400
Предельное рабочее давление, кгс/см ²	600	600	600	600	800	800	250	25
Абсолютная погрешность,	±0,2	±0,2	±0,2	±0,2	±1	±1	±1,5	±2
Назначение	Температурные исследования скважин.							

162

Таблица 8.

Глубинные расходомеры

Наименование	Пределы измерений, м ³ /сут.	Рабочее давление, кгс/см ²	Рабочая температура, °C	Назначение
РГД-4	500+300	500	150	Исследование профилей проницаемости в нагнетательных скважинах.
РГД-5	5 +1000	500	150	

Таблица 4.

Комплексные глубинные приборы.

I. ПОТОК-5.

а) Назначение: Строить профили проницаемости 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, м³/сут. 2+60; 8+100; 5+150,
 по влажности, % 0+100,
 по давлению, кгс/см² 0+400; 0+250,
 по термометру, °C 20+100.

2. Основная приведенная погрешность, %

по расходу ± 5
 по влажности не нормируется
 по давлению 1,5
 по термометру 1,5.

3. Допустимая температура, °C . . . 100.

II. КБРА 861В.

а) Назначение: мониторинговое измерение объемного расхода (дебита) и процентного содержания воды в продукции сква-

жны в зоне перфорации и построение по результатам измерения профилей притока нефти и воды в эксплуатационных скважинах.

б) Краткая характеристика.

1. Диапазон измерения:

по расходу, м³/сут.

с плетеным пакером 5+100

с пакером без пленки 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, °С 80.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8.

Вспомогательные таблицы и графики.

Таблица I.

Интегральная показательная функция $-E_1(-x)$

x	$-E_1(-x)$	x	$-E_1(-x)$	x	$-E_1(-x)$
0,00	+ ∞	0,50	0,5598	1,0	0,21988
01	4,0879	51	5478	1	18599
02	8,8547	52	5862	2	15841
03	2,9591	53	5250	3	18545
04	2,6818	54	5140	4	11622
0,05	+ 2,4679	0,55	5084	1,5	10002
06	2,2953	56	4980	6	08681
07	2,1508	57	4880	7	07465
08	2,0269	58	4782	8	06471
09	1,9187	59	4686	9	05620
0,10	+ 1,8229	0,60	4544	2,0	04890
11	1,7371	61	4454	1	04261
12	1,6595	62	4366	2	03719
13	1,5889	63	4280	3	03250
14	1,5241	64	4197	4	02844
0,15	+ 1,4645	0,65	4115	2,5	02491
16	1,4092	66	4036	6	02185
17	1,3578	67	3959	7	01918
18	1,3098	68	3888	8	01686
19	1,2649	69	3810	9	01482
0,20	+ 1,2227	0,70	3738	3,0	013048
21	1,1829	71	3668	1	011494
22	1,1454	72	3599	2	010188
23	1,1099	73	3532	3	008989
24	1,0762	74	3467	4	007891
0,25	+ 1,0448	0,75	3408	3,5	006970
26	1,0139	76	3341	6	006160
27	0,9849	77	3280	7	005448

x	$-E_L(-x)$	x	$-E_L(-x)$	x	$-E_L(-x)$
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	IO	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)

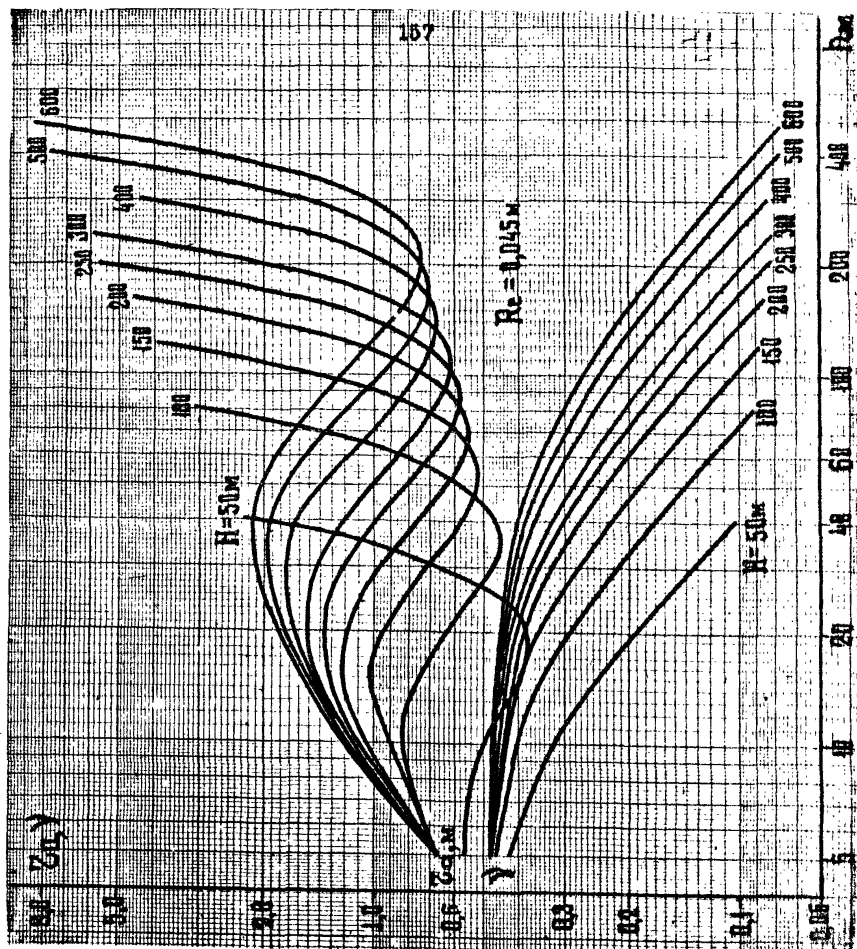


Рис. 1а. Зависимость основной координаты потока (z_0) и показателя формы потока (γ) от работающей толщины (h).

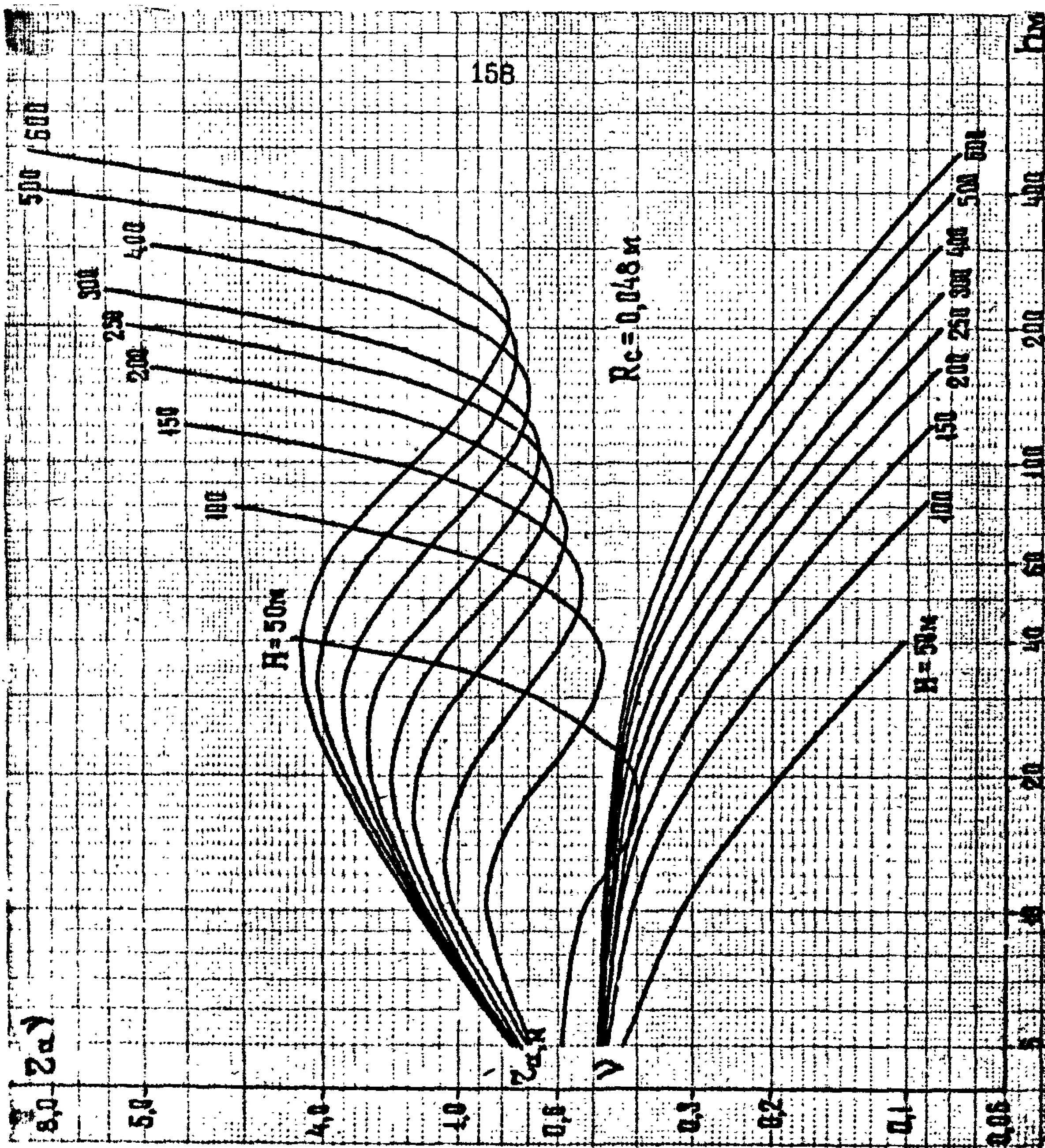


Рис. 16.

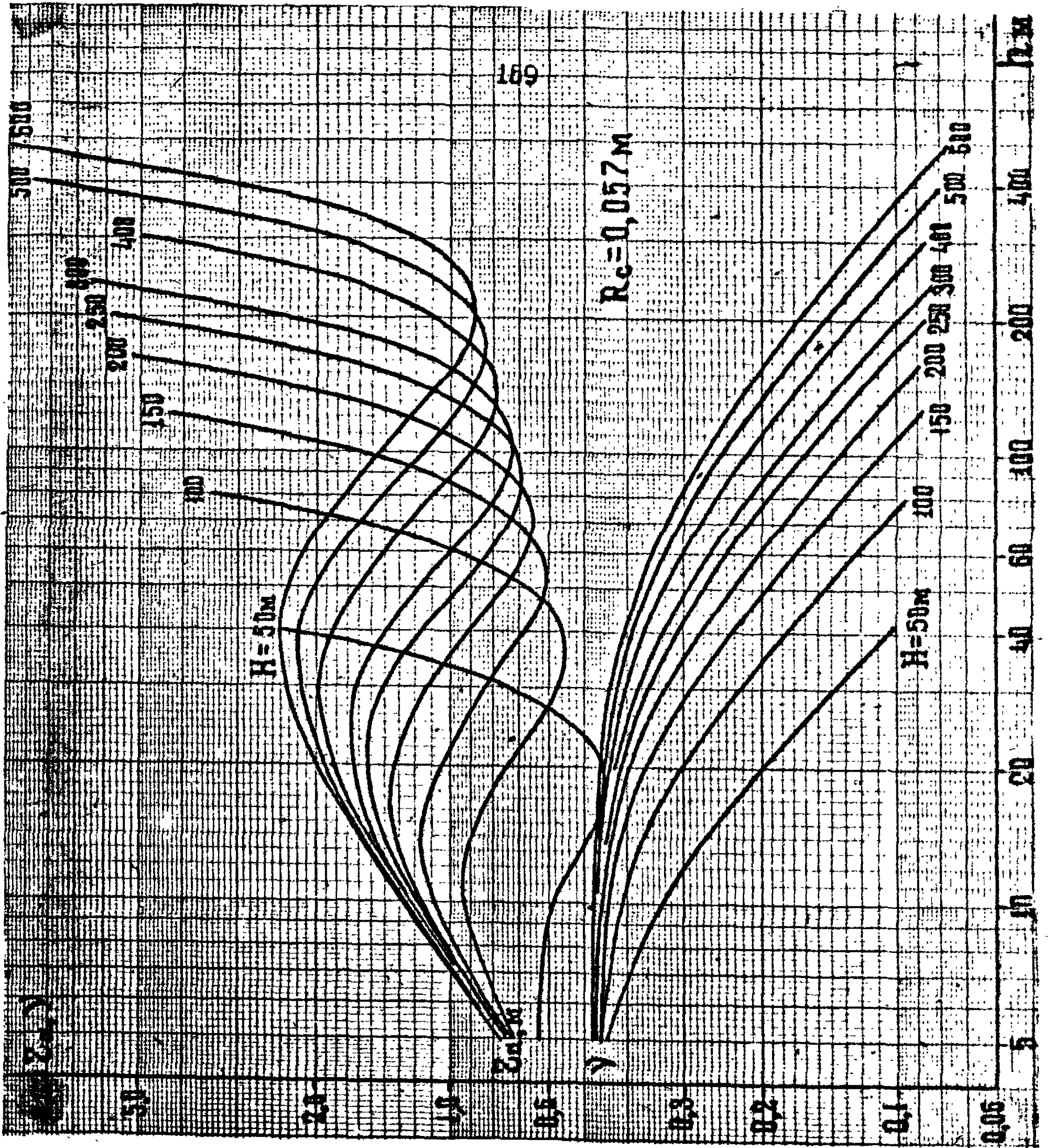


Рис. 1в

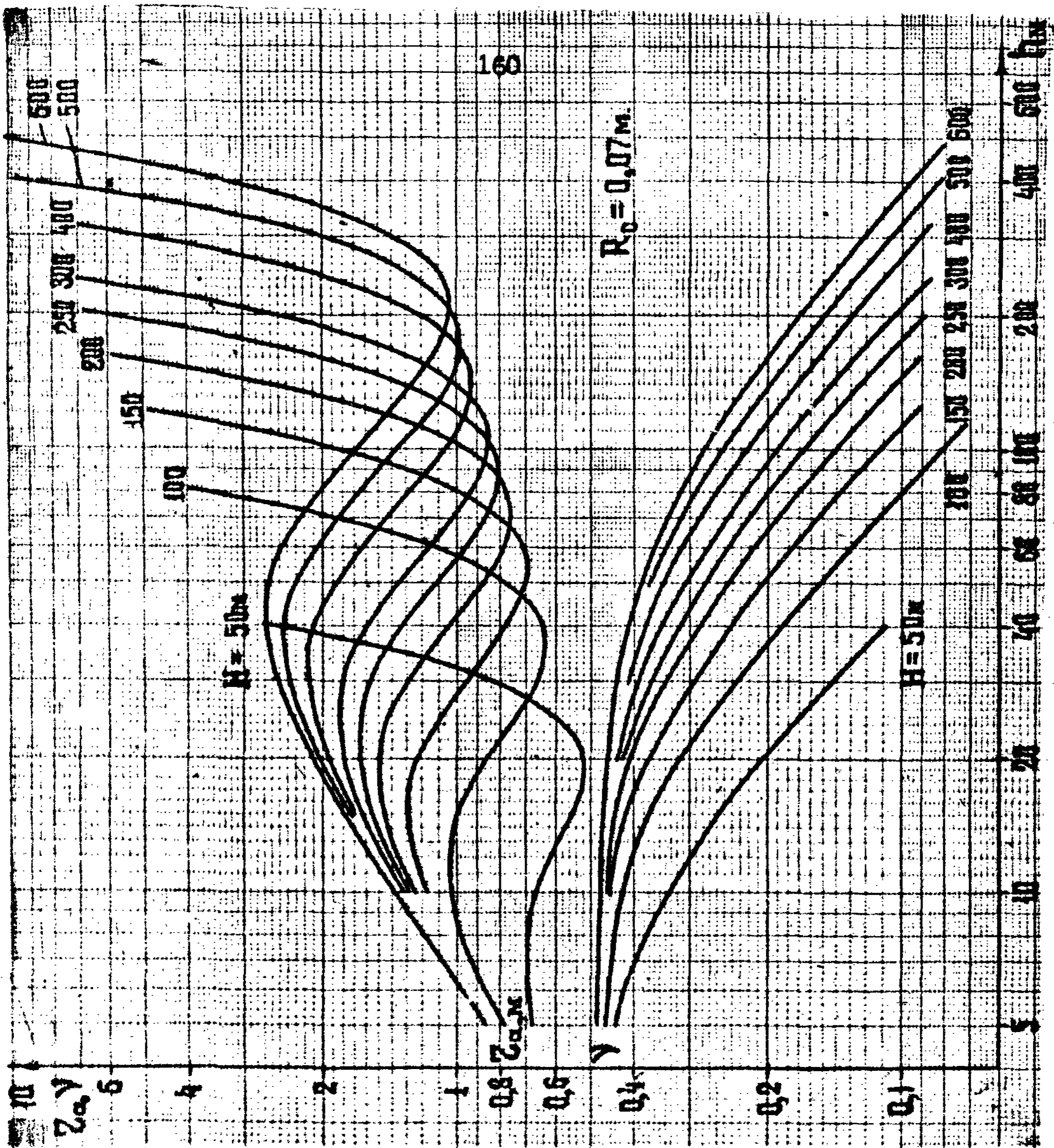


Рис. 1г.

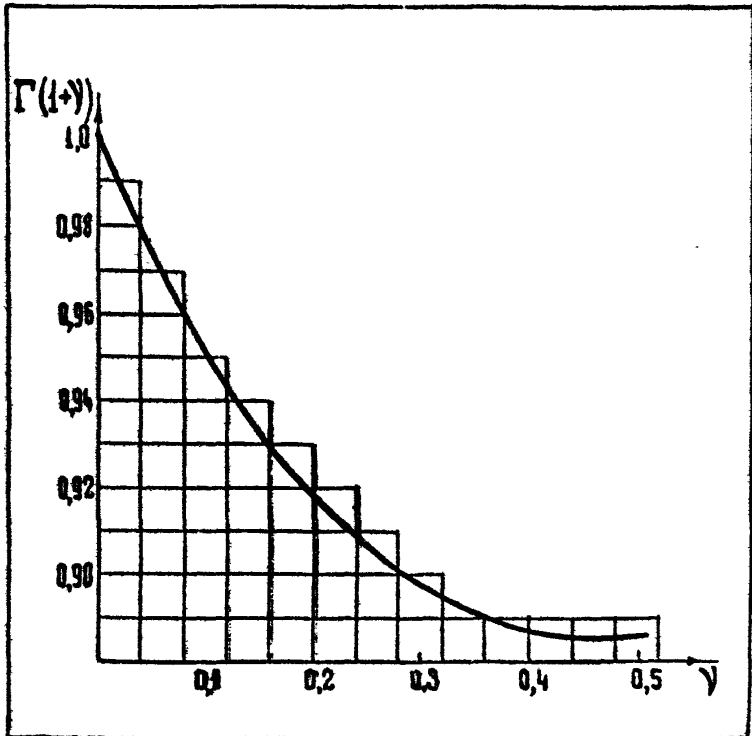


Рис. 2. Гамма - функция

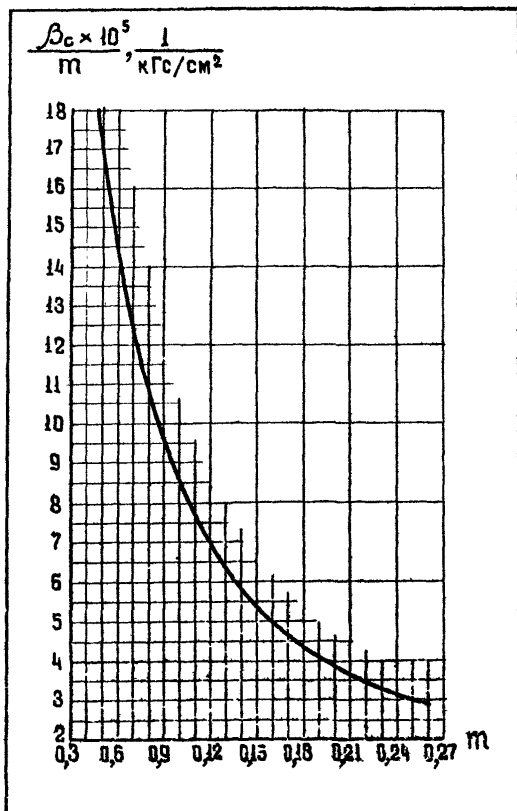


Рис.3. Зависимость коэффициента сжимаемости пористой среды от пористости.

Приложение 4.

Программа обработки КЭД обобщенным
дифференциальным методом.

Для обработки кривой восстановления забойного давления с помощью приведенного ниже комплекта подпрограмм пользователь из головной программы должен последовательно вызывать подпрограммы **ВВОД (IPRTOK)** и **KVD**. Входной параметр **IPRTOK** подпрограммы **ВВОД** 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 W ВВОД(IPRTOK)
CALL W KVD
```

или

```
CALL W ВВОД(1)
CALL W KVD
```

Во втором случае вместо числа 1 должно стоять число 2.

При необходимости получить второй экземпляр результатов расчета, следует повторно вызывать подпрограмму **KVD**, не вызывая **ВВОД**.

2. Подпрограмма **ВВОД** 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 требуются.

Пакет числового материала имеет следующий вид в соответствии с табл. 9 или табл. 10.

Первая перфокарта пакета содержит алфавитно-цифровую информацию: название месторождения (площадки), номер скважины, дату исследования.

NTQ - количество узлов графика дебита, целое.

S(I), DQ - координаты узлов графика дебита, любые единицы измерения.

ET - коэффициент пересчета $S(I)$ в сек.

EQ - коэффициент пересчета $D(I)$ в $\text{см}^3/\text{сек}$.

QWTD - коэффициент, указывающий вид графика дебита.

NTQ - порядковый номер узла графика дебита, совпадающего с моментом остановки скважины, целое.

KTP - количество узлов **KBA**, 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 $\text{кгс}/\text{см}^2$.

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 $\text{кгс}/\text{см}^2$.

CPB - пересчет $PB(K)$ в $\text{кгс}/\text{см}^2$.

FZ - площадь затрубного пространства, см^2 .

PB - площадь внутреннего сечения подъемных труб, см^2 .

GAH - удельный вес отбираемой жидкости, $\text{т}/\text{м}^3$.

Величины **KTQ**, **NTQ** и **KTP** вводятся по спецификации **I 3**, остальные величины - по спецификации **F 12.5** или

F 15.5. Согласно этим спецификациям оператор **FORMAT** требуется набивать каждое число на отдельную перфокарту, при этом для целых констант в **EC GAH** 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 $T(k)$, $P(k)$, $PZ(k)$, $P\Delta(k)$, 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" ЭМ БЭСМ-6, распечатка пакета числового материала, соответствующего табл. 9, и результат работы программы.

```

SUBROUTINE ВРОД(IРТОК)
C
C ПРОГРАММА ВРОД** ОСУЩЕСТВЛЯЕТ ВВОД
C ИСХОДНУЮ ДАННУЮ
C ДЛЯ ОБРАБОТКИ КВА ПО ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМУ МЕТ
C ОДУ Г.А. ИСЧЕНКОВА.
C
C ВЕРСИЯ **МЕТН-1**
C ПОЛИМКАЦИЯ 19.12.79.
C
COMMON /SDTR/J,NT0,TP,CP,S(100),D(100),T(10
0),P(100)
COMMON /W/ PZ(100),PB(100),W(100),CAN,PZ,F
R,KTG,UTP
COMMON /INF/INFORM(20)
READ 555,(INFORM(I),I=1,20)
PRINT 555,(INFORM(I),I=1,20)
READ 500,UTP
KSG = KTG
PRINT 101
3 PRINT 102
DO I2 I=1,KSG
READ 100,S(I),D(I)
26 12 PRINT 103,I,S(I),D(I)
27 READ 100,CT,CQ,QWTD
28 PRINT 109,CT,CQ,QWTD
29 CS=CT
30 DO I0 I=1,KSG
31 S(I)=CS*S(I)
32 D(I)=CQ*D(I)
33 ПРЕПРАЗОВАНИЕ ДЕКТА, ЗАДАННОГО СТУПЕНЧАТО
34 Д
35 ДЛИНЕР К РЯДУ ЛОКАНОЙ ДЛИНН
36 IF(QWTD.EQ.2) GO TO 37
37 T(1)=S(1)
38 P(1)=D(1)
39 N=KSG-1
40 DO 35 I=2,N
41 T(2+I-2)=S(I)
42 P(2+I-2)=D(I)
43 T(2+I-1)=T(I)+10.
44 P(2+I-1)=P(I)+1.
45 KSG=2*KSG-2
46 T(KSG)=S(N+1)
47 P(KSG)=D(N+1)
48 DO 36 I=1,KSG
49 S(I)=T(I)
50 D(I)=P(I)
51 READ 500,NT0
52 IF(QWTD.EQ.1) NT0=2*NT0-2
53 C
54 C
55 READ 500,UTP
56 J=UTP
57 IF(IРТОК .EQ. 2) GO TO 13
58 PRINT 105
59 6 PRINT 106
60 DO 11 K=1,UTP
61 READ 100,T(K),P(K)
62 PRINT 105,K,T(K),P(K)
63 GO TO 16
64 7 PRINT 108
65 DO 14 K=1,UTP
66 READ 200,T(K),P(K),PZ(K),PB(K)
67 PRINT 110,K,T(K),P(K),PZ(K),PB(K)

```

```

61 16 CONTINUE
62 READ 100,CT,CP
63 PRINT 107,CT,CP
64 IF(IPTOK .EQ. 2) READ 100,CP2,CPB,FZ,FB,G
65 IF(IPTOK .EQ. 2) PRINT 114,CP2,CPB,FB,FZ
66 DO 22 I=1,KTP
67 K=KTP-I+1
68 T(K)=CT*T(K)
69 P(K)=CP*(P(K)-P(1))
70 IF(IPTOK .EQ. 1) GO TO 22
71 PZ(K)=CPZ*(PZ(K)-PZ(1))
72 PB(K)=CPB*(PB(K)-PB(1))
73 22 CONTINUE
74 GO TO (19,18),IPTOK
75 18 CALL DEBIT(DANI)
76 19 RETURN
77 100 FORMAT(F12.5)
78 101 FORMAT(//26X,'ТАБЛИЦА 1',//23X,'ЛЕВИТ СКРА
79 УИНА')
80 102 FORMAT(19X,11,7X,T(1),AX,Q(1))
81 103 FORMAT(18X,13,F11.3,F11.3)
82 104 FORMAT(//26X,'ТАБЛИЦА 2',//14X,'ИЗМЕНЕНИЕ
83 ЗАБОРНОГО ДАВЛЕНИЯ')
84 105 FORMAT(19X,7X,7X,T(K),10X,P(K))
85 106 FORMAT(// КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА T(K) В СЕК,
86 CT,12X,F11.3/
87 А* КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА P(K) В АТ, CP,13X,
88 F11.3/)
89 108 FORMAT(//26X,'ТАБЛИЦА 2',//19X,'ИЗМЕНЕНИЕ
90 ЗАБОРНОГО
91 * ЗАТРУБНОГО И ВНЕШНЕГО ДАВЛЕНИЯ')
92 * 11X,P(K),7X,T(K),8X,P(K),5X,PZ(K),5X
93 * PB(K)
94 109 FORMAT(// КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА T(1) В СЕК
95 , CT,12X,F11.3/
96 Q,8X,F11.3/
97 D* КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА Q(1) В СМ*3/СЕК, C
98 Q,8X,F11.3/
99 D* КОЭФФИЦИЕНТ РИДА ЗАДАНИЯ ДЕБИТА, QWID,11
100 AX,F11.3//)
101 110 FORMAT(5X,17,F11.3,3F10.3)
102 114 FORMAT(А* КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА ЗАТРУБНОГО
103 ДАВЛЕНИЯ В АТ, CPZ,FB,3
104 А* КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА ВНЕШНЕГО ДАВЛЕНИЯ
105 В АТ, CPB,FB,3/
106 В* ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ В СТАНДА.УСЛ. В КГ/СМ*3
107 3,8X,F11.3/
108 С* ПЛОЩАДЬ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СМ*2, F
109 2,5X,F10.1/
110 D* ПЛОЩАДЬ РИЧТРИНУТ СМ*2, FB,18X,F10.1/
111 //)
112 700 FORMAT(F15.5)
113 700 FORMAT(I3)
114 349 FORMAT(7DA6)
115 END
116 SUBROUTINE KUD
117 *
118 * ПОДПРОГРАММА ** ВЫЧИСЛЕНИЕ ПЕРИМЕТРА
119 * ОБЪЕМА И УРОВНЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЗАБОРНОГО
120 * ДАВЛЕНИЯ
121 * ПО ОБЪЕДИНЕННУЮ ЛИНЕЙНО-РАДИАЛЬНУЮ ПРОДУКТ
122 * **
123 *
124 *
125 *

```



```

104 C DEBITA ПОИТОКА ДОМАНОА ДИМНЕА
105 COMMON/SNTP/J,NT0,TP,CP,S(100),D(100),T(10
      0),P(100)
106 DIMENSION TL(100),ASUM(100),Y(100),X(100),
      DOUBLE PRECISION ZN,Z,U,G,DE,SUM
107 GO TO 26,K=1,J
108 A=S(NT0)+T(K)
109 I=2
110 SUM=0.
111 18 DE=0.
      ASSIGN 29 TO L2
112 J=121
113 ZN=Z(I)-Z(I-1)
114 Z=Z(I)-D(I-1)/ZN
115 U=Z-A+S(I)/ZN*D(I-1)-S(I-1)/ZN*D(I)
116 G=A-S(I)
117 OM=1.
118 26 IF(G)22,32,27
119 DE=DE+OM*(U-DLOG(G)-Z*G)
120 GO TO L2,(29,32)
121 G=A-S(I)
122 ASSIGN 32 TO L2
123 OM=-1.
124 GO TO 26
125 32 SUM=SUM+DE
126 IF(G)35,35,3A
127 35 IF(K.NE.1) GO TO 40
128 36 AM=0
      AM=SUM
129 TL(I)=1.E10
130 ASUM(I)=1.F10
131 X(I)=1.F10
132 Y(I)=1.F10
133 GO TO 40
134 40 OM=AM-U
      TL(K)=ZLOG10(T(K))
135 ASUM(K)=SUM/OM/2.302585
136 X(K)=(AM-SUM)/OM/2.302585
137 Y(K)=P(K)/OM
138 46 CONTINUE
139 AM=AM/AM/2.302585
140 PRINT 121
141 PRINT 122,(K,T(K),TL(K),X(K),Y(K);K=1,J)
142 PRINT 118,AM
143 RETURN
144 116 FORMAT(//24X,F13.5//)
145 121 FORMAT(//7X,'КООРДИНАТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЕА К
      ВД ПО ОБЪЕМНОМУ,
146 //12X,'КРИТЕРИЦИАЛЬНОМУ МЕТОДУ Д.А.ИВАНЧИКО
      ВА'//
147 // 7X,'T(K);4X,'LOG T(K);7X,'X(K);10X,
      //Y(K)')
148 // 13X,'(DEK);4X,'G);10X,'(S);11X,'
      //G)')
149 122 FORMAT(I3,F11.0,F10.3,F13.5,F10.6)
150 END
151 SUBROUTINE DEBIT(GAM)
152 EXTERNAL FUNCTN
153 DOUBLE PRECISION X(50,3),P(100),G(100),
      PCH(50),PCCH(50),
154 PGCH(50),WCH(50),TA
      ,PCB,CHSUM2
155 COMMON /NT/ N,T1,T2
156 COMMON/SNTP/J,NT0,TP,CP,S(100),D(100),T(10
      0),P(100)
157 COMMON/W/PZ(100),PR(100),W(100),PRD,D1,D2,D3

```

```

167      NF=3
168      NPL=90
169      NPLMAX=NPL
170      N2=2*NPL
171      N=J
172      T1=T(J)-T(1)
173      T2=T(J)+T(1)
174      CALL CHEBV(NF,NPL,NPLMAX,N2,FUNCTN,X,FXJ,G
          C)

175      DO 32 I=1,NPL
176      PCH(I)=X(I,1)
177      PZCH(I)=Y(I,2)
178      PGCH(I)=X(I,3)
179      WCH(I)=1000.0*(PCH(I)-PZCH(I))*D1+(PCH(I)-
          PGCH(I))*D2/GAM

180 32  CONTINUE
181 3  W(1)=0.
182      DO 13 K=2,J
183      TA=(2.071K)-T2)/T1
184      PZ(K)=CHSUM2(TA,PZCH,NPL)
185      P(K)=CHSUM2(TA,PGCH,NPL)
186      PG(K)=CHSUM2(TA,PGCH,NPL)
187      CALL EDCHFR(TA,WCH,NPL,DEB)
188      DEB=2.0*DEB/T1
189      PRINT 100,K,P(K),PZ(K),PG(K),W(K),DEB
190 300  FORMAT(I3,4F14.5,D14.3)
191      S(MT0+K-1)=S(MT0)+T(K)
192      D(MT0+K-1)=DEB
193 13  CONTINUE
194      PRINT 122
195      N=NT0+J=1
196      DO 14 I=1,N
197 14  PRINT 123,I,S(I),D(I)
198 100  FORMAT(F13.5)
199 122  FORMAT(18X,'ТАБЛИЦА ДАННЫХ СВЯЗАННЫХ//
200 119X/ДО И ПОСЛЕ ОСТАНОВКИ//
201 119X/1,7X,'S(1),X,P(1)//
202 118X/1,1,6X,P(2),4X,T(CM=2/DEK)//)
203 123  FORMAT(18X,I3/F11.2/F11.2)
204      RETURN
205      END
206      SUBROUTINE FUNCTN(A,VAL)
207      COMMON /NT/ N,T1,T2
208      COMMON /SDTP/ J,NT0,T1,C1,S(100),D(100),T(10
          0),P(100)
209      COMMON,W/PZ(100),PG(100),W(100),DEB,DE1,DE2,
          03
210      DOUBLE PRECISION A,VAL(3)
211      C=T2/2.0+T1/2.0A
212      CALL ALINT(T1,P,N,C,R)
213      VAL(1)=R
214      CALL ALINT(T1,PZ,N,C,R)
215      VAL(2)=R
216      CALL ALINT(T1,PG,N,C,R)
217      VAL(3)=R
218      RETURN
219      END
220      DOUBLE PRECISION FUNCTION CHSUM2(X,Z,N)
221      DOUBLE PRECISION X,Z(N),A,B,C
222      A = 1.00
223      B = X
224 2  CHSUM2 = 0.5000Z(1) + 2.21X
225      DO 3 I=3,N
226      C = 2.00 * X * B - A
227      A = B

```



```

291      XJPL = XJPL
292      XJPL = XJ
293      XJPL = XJPL
294      XJPL = XJ
295  10  CONTINUE
296      FX = .500*(XJ-BF)
297      RETURN
298      END
299      SUBROUTINE ALINT(XE,VE,NE,X)
300      DIMENSION XF(100),VF(100)
301  0 LINEAR INTERPOLATION
302      X1=XE(1)
303      X2=XE(NE)
304      P=(X-X1)/(X2-X1)
305      IF(P,GT,0.) GO TO 0
306      NE1=NE-1
307      DO 1 N=1,NE1
308      P=(X-XF(N))/(X-XE(N+1))
309      IF(P)2,2+1
310      2 N1=N
311      GO TO 0
312      1 CONTINUE
313      0 CONTINUE
314      IF(X,LT,X1) N1=1
315      IF(X,GT,X2) N1=NE-1
316      3 TA=XE(N1)
317      TB=XE(N1+1)
318      VA=VE(N1)
319      VB=VE(N1+1)
320      V=VA+(VB-VA)/(TB-TA)*(X-TA)
321      RETURN
322      END

```

323 EXECUTE

АКАКОПСКАЯ ПЛОЩАДЬ

```

324 3
325 0
326 2260.
327 78800.
328 1820.
329 57600.
330 1695.
331 64800.
332 1747.
333 151200.
334 1615.
335 214000.
336 1470.
337 280800.
338 1300.
339 333000.
340 1470.
341 333720.
342 0.
343 330760.
344 0.
345 337140.
346 1470.
347 344000.
348 1440.
349 349200.
350 1350.
351 344200.
352 1175.
353 345250.
354 227.
355 344300.

```

357 710.
 358 745400.
 359 770.
 361 747500.
 361 410.
 363 744600.
 363 740.
 364 747700.
 367 200.
 368 749800.
 367 249.
 368 740100.
 360 100.
 370 748600.
 371 10.
 372 747000.
 374 80.
 374 747740.
 374 2.
 374 748480.
 377 0.
 378 750647.
 379 10.
 381 741843.
 381 14.
 381 745000.
 387 0.
 388 740000.
 388 4.
 388 783600.
 387 0.
 388 1.
 389 1.
 39 7.
 391 12
 392 00
 397 0.
 398 0.
 398 100.
 398 1.037
 399 722.
 399 1.0339
 399 249.
 400 2.027
 401 273.
 402 2.302
 403 304.
 404 2.432
 404 137.
 404 2.78
 407 173.
 408 2.00
 409 410.
 410 3.710
 411 407.
 412 9.40
 414 01.
 414 1.409
 417 04.
 418 1.000
 419 40.
 419 4.44
 419 77.
 419 4.34.
 419 07.
 419 1.44

423 970.
 424 4.819
 425 1173.
 426 9.
 427 1410.
 428 4.26
 429 1690.
 430 4.90
 431 1990.
 432 9.73.
 433 2340.
 434 4.05
 435 3480.
 436 4.7
 437 4640.
 438 8.42
 439 6640.
 440 6.50
 441 8760.
 442 4.60
 443 11340.
 444 2.710.
 445 13400.
 446 4.420.
 447 17040.
 448 6.900
 449 1.
 450 1.

АКАТОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ

ТАБЛИЦА 1

АРБИТ СРЯДЖИИ

I	T (I)	Q (I)
1	0.00	2200.00
2	20800.00	1820.00
3	57600.00	1693.00
4	64800.00	1787.00
5	151200.00	1615.00
6	216000.00	1470.00
7	270800.00	1390.00
8	373000.00	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	1350.00
14	345200.00	1185.00
15	345250.00	820.00
16	345300.00	710.00
17	345400.00	520.00
18	345500.00	410.00
19	345600.00	350.00
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	346400.00	38.00
27	388640.00	18.00
28	331840.00	14.00
29	335000.00	9.00
30	360000.00	4.00
31	363600.00	0.00

КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРЕВОДА T (I) В СЕК, СТ

1.000

КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРИОДА $q(t)$ В СМ³/СЕК, СР
 КОЭФФИЦИЕНТ ВНАЯ ЗАДАНИЯ ДАВЛЕНИЯ, q_{10}

1.000
 2.000

ТАБЛИЦА 2

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАВОЯНОГО ДАВЛЕНИЯ

K	T(K)	P(K)
1	0.00	0.00
2	190.00	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	417.00	3.22
10	460.00	3.45
11	510.00	3.68
12	574.00	3.90
13	648.00	4.06
14	720.00	4.26
15	823.00	4.50
16	970.00	4.81
17	1135.00	5.00
18	1410.00	5.26
19	1650.00	5.50
20	1950.00	5.73
21	2340.00	5.95
22	2480.00	6.20
23	2640.00	6.42
24	4840.00	6.50
25	8760.00	6.60
26	11340.00	6.71
27	13800.00	6.82
28	17940.00	6.90

КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРИОДА T(K) В СЕК, СР
 КОЭФФИЦИЕНТ ПЕРИОДА P(K) В АТ, СР

1.000
 1.000

КООРДИНАТЫ ПРЕОБРАЗОВАННОЙ КВА ПО ОБЫВНЕННОМУ
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМУ МЕТОДУ И.А. МЯСНИКОВА

K (°)	Y(K) (СЕК)	LOG Y(K) (°)	X(K) (°)	V(K) (°)
1		0.000000	0.0000000000	0.000000
2	190	2.279	1.009	0.003981
3	252	2.346	1.392	0.003974
4	255	2.407	1.692	0.003187
5	275	2.436	1.813	0.003338
6	304	2.483	1.933	0.003367
7	337	2.528	2.026	0.003369
8	375	2.574	2.102	0.003350
9	415	2.618	2.182	0.003364
10	460	2.663	2.253	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	2.668	0.003798
16	970	2.987	2.762	0.003884
17	1135	3.059	2.848	0.003925
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	2680	3.442	3.288	0.004330
23	3040	3.521	3.363	0.004452
24	3440	3.605	3.474	0.004495
25	3740	3.643	3.528	0.004555
26	4140	4.055	3.624	0.004620
27	4380	4.140	4.002	0.004680
28	4740	4.234	4.104	0.004728

0.0410

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 НЕФТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	8
3.1. Стадия промышленной разведки месторождения	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	13
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 воднагнетательных 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 криво́ восстановления давления	42
4.6.	Исследование скважин методом восстановления давления	43
4.6.1.	Необходимые технологические условия проведения исследования	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
4.6.1.	Исследование нагнетательных скважин методом восстановления давления по данным прослеживания изменения устьевого давления	45

	стр.
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 скважинообразном 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.И. Медкачев, 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 Y_x и Y_y на Δz	80
5.1.4.3. Построение графика $Y_y = f(Y_x)$	80
5.1.4.4. Определение угла наклона \angle графика $Y_y = f(Y_x)$ и отрезка (А), отсекаемого на оси ординат	81
5.1.4.5. Определение параметров ℓ , $\frac{\pi}{\ell}$ и пластового давления в скважине	81
5.1.5. Особенности обработки результатов исследований методом восстановления давления 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
Дополнение	1. Принципиальный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений	150

	стр.
Приложение 2. Глубинные приборы для гидро- динамических исследований пластов и скважин	151
Приложение 3. Вспомогательные таблицы и графики	155
Приложение 4. Программа обработки КЭД на ЭСМ	163

СЭТИ-АНТИ. Зак. 184. Тир. 300. Д-76206
Позволено к печати 25/Х-82