

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Введение	2
2. Методы исследования скважин	3
3. Вызов притока и очистка скважин.	4
4. Исследование нефтяных фонтанирующих объектов.	9
5. Исследование нефтяных нефонтанирующих объектов	22
6. Исследование пластов с притоком нефти с водой	23
7. Исследование газовых и газоконденсатных объектов	24
8. Исследование газоводяных пластов.	32
9. Термистрические исследования продуктивных скважин	32
10. Испытание водоносных объектов	34
11. Исследование фонтанирующих водоносных скважин	36
12. Исследование нефонтанирующих высокодебитных водоносных скважин	36
13. Исследование нефонтанирующих низкодебитных водоносных скважин ($Q = 3-10 \text{ м}^3/\text{сут}$)	40
14. Исследование практически сухих скважин ($Q < 3 \text{ м}^3/\text{сут}$)	42
15. Отбор проб пластовых вод и растворенного в них газа	43
16. Литература	48
17. Приложение 1. Некоторые расчеты, проводимые в процессе исследования газовых скважин.	50
18. Приложение 2. Оценка гидродинамического несовершенства скважин по методу Щурова	94

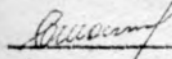
Министерство геологии РСФСР
Объединение "Енисейнефтегазгеология"

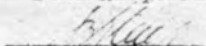
СОГЛАСОВАНО:

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер объединения
"Енисейнефтегазгеология"

Генеральный директор
объединения
"Енисейнефтегазгеология"

 Б.М. Столяров

 В.Д. Накаряков

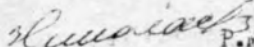
" 25 " января 1980 г.

" 22 " января 1980 г.

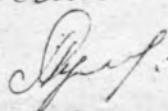
РУКОВОДСТВО

по газогидродинамическим исследованиям и
обработке результатов испытания скважин

Начальник отдела
испытания

 Р.М. Николаев

Начальник партии
подсчета запасов

 Л.Л. Кузнецов

г. Красноярск
1979 год

1. ВВЕДЕНИЕ

Для повышения геолого-экономической эффективности работ по испытанию скважин необходимо придерживаться определенных методик исследования, учитывающих физико-геологические характеристики продуктивных пластов и физико-химические свойства жидкостей и газов. Внедрение определенных методик, предусматривающих рациональный комплекс работ при исследовании различных типов объектов, позволит получать наиболее полную и качественную информацию о пласте при минимальных затратах времени, что особенно важно на стадии параметрического и поискового бурения в условиях Крайнего Севера.

Настоящее руководство составлено в соответствии с существующими инструкциями и методическими разработками по исследованию скважин с учетом опыта работ на Сибирской платформе и Енисей-Хатангском прогибе. Руководство охватывает основные методы исследования различных типов объектов, последовательность операций, необходимый комплекс работ, обработку результатов испытания и предназначено для практического использования работниками геологических служб нефтегазовых экспедиций.

Руководство составлено сотрудниками технологической партии КрасСМЗ: Николаевым Р.М., Рыковым В.Н., Старчковым П.П.

2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Разнейшим источником получения информации о продуктивном пласте являются геогидродинамические исследования пластов и скважин, включающие большой и сложный комплекс взаимно увязанных и согласованных методов, различных по теоретической основе, технологическому и техническому исполнению.

Исходя из принятой в настоящее время классификации, гидродинамические методы исследования скважин и пластов подразделяются на следующие:

2.1. метод установившихся отборов. Наиболее распространенный метод. Сущность его состоит в определении зависимости между дебитом скважины и величиной депрессии на пласт (при установившемся режиме фильтрации). На базе этой зависимости определяются важнейшие параметры пласта.

2.2. метод восстановления (падений) давления. Также широко распространенный метод исследования (в условиях неустановившегося режима фильтрации). Основан на изучении процессов изменения забойного давления после остановки скважины или при переходе от одного установившегося режима к другому. Характер кривой восстановления забойного давления во времени зависит от дебита скважины с которым она эксплуатировалась до остановки, гидропроводности и преегпроводности пласта и величины приведенного радиуса скважины. Влияние каждого из этих факторов на форму кривой теоретически изучено и это позволяет на основании анализа полученной кривой определять некоторые гидродинамические характеристики скважины и пласта в её районе.

2.2. метод гидропрослушивания. Основан на прослеживании влияния изменения режима работы скважины на характер изменения давления

в удаленных от этой скважины точках пласта. Технология, комплекс работ и обработка результатов исследования по данному методу не рассматриваются ввиду сложности применения его на стадии параметрического и поисково-разведочного бурения.

2.4. Термометрические исследования (замеры температуры по стволу скважины). В обязательном порядке проводятся на одной из первых скважин на площади для определения геотермического градиента и построения геотерм. В исследуемых скважинах проводятся с целью определения работающей мощности пласта.

Обычно первые два метода применяются в комплексе, что позволяет получить наиболее достоверные гидродинамические характеристики пластов: коэффициент продуктивности и предельные рабочие дебиты газа, нефти, конденсата; величины пластовых и забойных давлений и температур, коллекторские свойства, давление насыщения, давление начала выпадения конденсата, газовый фактор, условия образования кристаллогидратов и т.п.

Для получения исчерпывающих данных о пласте гидродинамические методы необходимо сочетать с лабораторными и геофизическими исследованиями: определение эффективной мощности пласта, плотности и вязкости жидкостей в пластовых и поверхностных условиях, коэффициентов усадки и сжимаемости жидкостей.

3. Вызов притока и очистка скважин

Вызов притока из пласта является начальной стадией освоения скважин и осуществляется путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт.

При испытании объектов с хорошими коллекторскими свойствами, с незначительно загрязненной призабойной зоной пласт возбуждается сразу после создания на него депрессии. Затем скважину очищают и исследуют.

В случае испытания слабопроницаемых пластов или пластов, загрязненных в процессе вскрытия их бурением, после получения незначительного притока или полного его отсутствия, для установления истинной продуктивности пласта необходимо применять при вызове притока методы физико-химического воздействия на пласт.

Рекомендуется следующая методика воздействия на слабопроницаемые карбонатные пласты с целью вызова притока:

- определяется приемистость пласта путем закачки в него водных растворов ПАВ или хлористого кальция;
- при наличии приемистости не менее $60 \text{ м}^3/\text{сут}$ производится соляно-кислотная обработка пласта;
- в случае отсутствия приемистости производится воздействие на пласт более простыми по технологическому исполнению методами: термогазохимическим (АДС), повторной перфорацией, торпедированием, пороховыми генераторами давлений (ПГД-БК);
- определяется эффективность применяемого метода. При получении признаков нефти или газа, повышения продуктивности или приемистости скважины производится соляно-кислотная обработка пласта.

Рекомендуемая методика применима и для терригенных пластов, представленных песчаниками и алевролитами с известковым цементом. В терригенных породах с цементом иного типа достаточно ограничиться применением ПГД-БК, АДС, обработкой водными растворами ПАВ в сочетании с методом переменных давлений.

После получения притока из пласта производится очистка скважины. Цель очистки - восстановление естественных фильтрационных свойств пласта или максимальное приближение к ним для получения основных параметров пласта, определения его истинного насыщения.

Продолжительность и методика очистки призабойной зоны пласта во многом зависит от характера насыщения пласта (нефть, вода и т.д.) и его продуктивности.

3.1. Очистка нефтяных фонтанирующих объектов.

При получении фонтанирующего притока нефти, после очистки скважины от технической воды, скважина пускается в работу через штуцер, минуя трапную установку с целью очистки призабойной зоны пласта от технической воды, бурового раствора и его фильтрата, а также от частиц твердой фазы, проникших в пласт в процессе его вскрытия.

Продолжительность очистки и величина создаваемой депрессии (диаметр штуцера) определяются исходя из производительности скважины и факторов геолого-технического характера с таким расчетом, чтобы предотвратить возможность осложнений, связанных с образованием конусов обводнения, разрушением цементного кольца и стенок ствола скважины.

По возможности надо стремиться к тому, чтобы величина забойного давления была не ниже давления насыщения нефти газом. В противном случае возможно снижение продуктивности скважины вследствие образования двухфазной фильтрации в призабойной зоне пласта.

При освоении трещинных коллекторов величина депрессии должна составлять не свыше 70% от пластового давления, т.к. при создании больших депрессий возможно смыкание трещин и, как следствие, снижение продуктивности пласта.

Стабилизация дебитов, устьевых давлений, отсутствие технической воды, фильтрата бурового раствора в пробах нефти, отобранных на устье и на забое скважины, свидетельствуют о достаточной очистке скважины и призабойной зоны пласта.

3.2. Очистка нефтяных нефонтанирующих объектов.

При получении нефонтанного притока нефти очистку ствола скважины осуществляют промывкой нефтью, после чего путем снижения

уровня устанавливает наличие фильтра в призабойной зоне пласта. Если техническая жидкость ^{из} пласта не поступает, скважину исследуют. При поступлении фильтра, технической воды призабойную зону очищают путем 2-3х снижений уровня, после чего скважину вновь промывают нефтью, а затем исследуют.

При невозможности завоза нефти, путем ряда последовательных снижений уровня производится накопление нефти в объеме, равном полутора-двум объемам скважины, после чего скважину промывают накопленной нефтью, а затем исследуют.

3.3. Очистка пластов, насыщенных нефтью с водой.

При получении фонтанирующего притока нефти с водой скважину обрабатывают по верхней струне фонтанной арматуры через штуцеры, диаметры которых определены планом испытания, до полной очистки. Контроль за очисткой ведется по минерализации поступающей пластовой воды, отбираемой на устье и пробоборборниками с забоя скважины. При достижении постоянства минерализации пластовой воды приступают к исследованию скважины.

При получении нефонтанирующего притока нефти с водой очистка производится по методу очистки нефонтанирующих водоносных объектов (см. пункт 3.6.).

3.4. Очистка газовых и газоконденсатных объектов

Вызов притока газа (газоконденсата) производится также, как и в нефтяных скважинах, исключая промывку скважин нефтью.

Учитывая невысокие пластовые температуры продуктивных и перспективных горизонтов осадочного чехла Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба основной задачей при освоении газовых скважин является предотвращение гидратообразования в стволе скважины и в призабойной зоне пласта.

Поэтому перед вызовом притока скважину необходимо промыть водным раствором хлористого кальция удельного веса 1,22-1,28 г/см³ или технической водой, нагретыми до температуры 50-60°C. По окончании промывки скважины в призабойную зону пласта и в затрубное пространство (в случае промывки технической водой) закачивается пачка раствора хлористого кальция в объеме 10-15 м³.

При получении притока скважину продувают через насосно-компрессорные трубы в течение 2-3 часов для удаления жидкости, находящейся в стволе скважины. В процессе продувки в скважину периодически небольшими порциями по 100-200 л подается 30% водный раствор CaCl₂. Если ингибитор закачивается в затрубное пространство, продувку следует вести через НКТ и наоборот. Процессы промывки, вызова притока и очистки (продувки) скважины должны производиться непрерывно до полной очистки скважины от воды и фильтрата бурового раствора. В процессе вызова притока и продувки скважины максимальная депрессия на пласт создается из расчета недопущения разрушения призабойной зоны пласта, цементного кольца и эксплуатационной колонны.

Свидетельством очистки скважины является резкое уменьшение выноса воды и глинистого раствора при продувках, выравнивание буферного и затрубного давлений (при получении безводного притока), переход цвета горящего газа от оранжево-красного к голубоватому.

После очистки скважины на забой через трубное и затрубное пространство закачивается по 0,5 м³ 30% водного раствора CaCl₂ и оставляется в таком состоянии до начала исследования.

3.5. Очистка фонтанирующих водоносных объектов

Ствол скважины промывается технической водой и при получении фонтанного притока пластовой воды скважина отработывается через трубное и затрубное пространство минуя мерную емкость с целью

удаления остатков бурового раствора и шлама из ствола скважины. Контроль за очисткой производится путем отбора проб пластовой воды на устье и с забоя скважины. После достижения постоянства минерализации пластовой воды по стволу скважины проводится комплекс исследовательских работ.

3.6. Очистка нефонтанирующих водоносных объектов

Вызов притока и очистка скважины при освоении нефонтанирующего водоносного объекта производится промывкой технической водой с последующим периодическим снижением уровня компрессором. Скважина считается очищенной при достижении постоянства минерализации жидкости по стволу.

4. Исследование нефтяных фонтанирующих объектов

4.1. Технология исследования. Для скважин, работающих с высокими и устойчивыми дебитами, исследовательские работы начинаются сразу после очистки скважины с замера начального пластового давления, пластовой температуры, отбора глубинных проб на анализ и для замера газового фактора.

Обработка скважины производится на 4-5 режимах прямым ходом (с минимального штуцера) и на одном оптимальном-обратном ходом, с которого снимается кривая нарастания забойного давления. Показатели отбора жидкости и депрессии на пласт на разных режимах должны отличаться на 10-20%. Необходимость обработки скважины на 4-5 режимах обуславливается получением качественной индикаторной кривой.

Скважина считается вышедшей на режим, если не менее трех последующих замеров устьевых давлений образцовыми манометрами, дебитов и забойных давлений практически одинаковы - в пределах погрешности приборов. Исходя из требований инструкций ГКС продолжительность каждого из режимов исследования должна составлять не менее 1 суток. Границы погрешности приборов, применяемых при гидродина-

- 01

СХЕМА МОНТАЖА

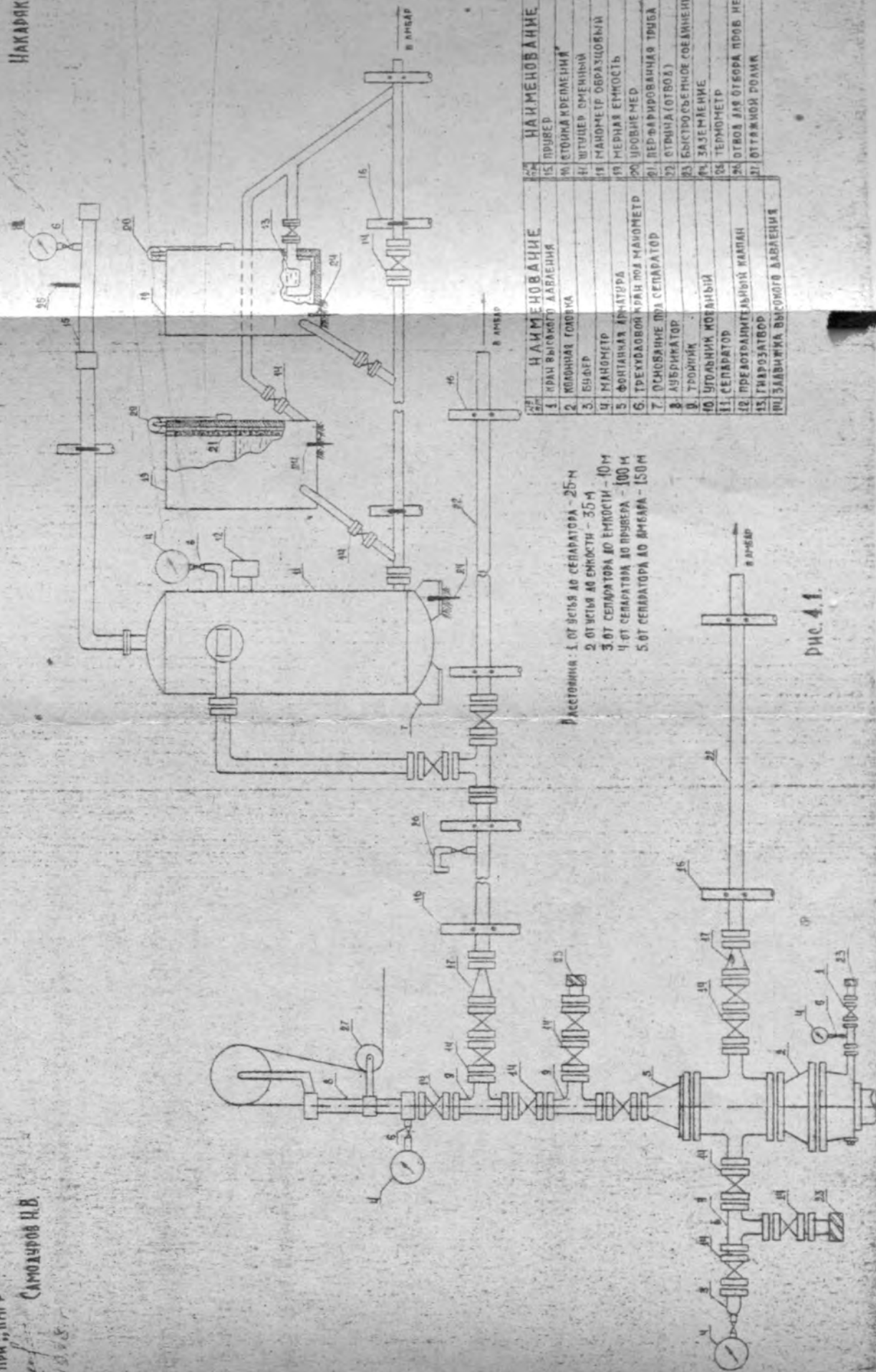
УСТЕВЕРОВА ОБРУДОВАНИЯ ПРИ ИСПЫТАНИИ И ПРОБНОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФЯНЫХ СКВАЖИЦ

СМОХУРОВА И.В.

УТВЕРЖАЮ:

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ТРЕСТА „КНГР“
С.А. Стояров БМ
ГЛАВНЫЙ ТЕХНОЛОГ ТРЕСТА „КНГР“

Чакряков В.Д.



Doc. 4.1.

1	НАИМЕНОВАНИЕ	1	НАИМЕНОВАНИЕ
2	ПРАВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ	10	УРОВЕНЬ КОЛЫШ
3	КОЛЫШ ГОЛОВЫ	11	СЕПАРАТОР
4	БЕЛЕР	12	ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ НАПРАВ
5	МАНОМЕТР	13	ГИДРОЗАТОР
6	ФОНТАНКА КИТАРА	14	ЗАДАВНИК ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ
7	ТРЕХКОСОВОЙ КРАН ПОД МАНОМЕТР		
8	ОСНОВАНИЕ ПРА СЕПАРАТОР		
9	АУБРИКАТОР		
10	ТРОИНИК		
11	УРОВЕНЬ КОЛЫШ		
12	СЕПАРАТОР		
13	ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ НАПРАВ		
14	ГИДРОЗАТОР		
15	ЗАДАВНИК ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ		

мических исследованиях:

- для измерения давлений $0,1-0,2\%$;
- для измерения приращений давлений $0,6-1,0\%$;
- для измерения расходов жидкости $2,5\%$;
- для измерения температуры максимальными термометрами $0,2^\circ\text{C}$.

Замеры забойного давления должны производиться не реже одного-двух раз в сутки. Периодичность замеров устьевых давлений устанавливается в зависимости от характера работы скважины ($0,5-1$ час). Замеры дебита жидкости производятся круглосуточно, с взятием отсчетов через 1 час. В процессе отработки скважины замеряются также загрязнение нефти, температура ее на устье, газовый фактор, содержание воды в нефти, плотность нефти и воды, пластовая температура. На минимальном штуцере отбираются глубинные пробы нефти на анализ и проба газа в контейнер с факельной линии.

Для определения газового фактора в процессе исследования на режимах постоянно производятся замеры дебита попутного газа на факельной линии с помощью забойного измерителя или трубки Пито (в зависимости от дебита). Замеры давлений производятся образцовыми или U-образными манометрами (водяными).

Физические свойства жидкостей в пластовых условиях определяются на специальных установках УИПН-2, АСМ-600 по глубинным пробам в лабораториях. Количество отбираемых глубинных проб нефти или воды из объекта должно быть не менее трех. Пробы считаются качественными, если физико-химические характеристики не менее, чем по двум пробам окажутся идентичными.

В случае упруго-водонапорного режима работы пласта, когда забойное и пластовое давления выше давления насыщения ($P_{пл} > P_{нас} < P_{заб}$), отбор глубинных проб наиболее простой и надежный. При таких соотношениях давлений пробы отбираются качественные и совпадающие анализ одновременно отобранных проб достаточно удовлетворитель-

ное. Если же давление насыщения больше забойного давления ($P_{пл} > P_{нас} > P_{заб}$), то на забой поступает нефть с газом в свободном состоянии. В этом случае отобрать качественные глубинные пробы нефти, отвечающие первоначальному состоянию в пласте, невозможно, поэтому пробы необходимо отбирать в закрытой скважине или составлять рекомбинированные пробы нефти и газа, отобранные из трапа.

С оптимального режима снимается кривая нарастания забойного давления. Для этого после подъема глубинного манометра и установления стационарности режима манометр спускается в скважину вновь, выдерживается на забое до 30 минут, после чего скважину закрывают. Одновременно снимается кривая нарастания устьевых давлений. Снятие кривых считается законченным, если одинаковы не менее двух показаний устьевых и забойных давлений. Замеры забойного давления глубинными манометрами проводятся непрерывно (за исключением ночного времени) с выдержкой на забое не менее 2-4 ч. Для медленно восстанавливающихся забойных давлений интервалы между замерами увеличиваются до 1 суток. После снятия кривой восстановления давления, через 24 часа в скважине производится повторный замер пластового давления. На основании данных исследования на режимах строятся регулирующие и индикаторные диаграммы, по которым устанавливается оптимальный режим работы скважины и определяется её продуктивность, гидропроводность удаленной и призабойной зон, коэффициент призабойной закупорки, решается вопрос о необходимости применения методов воздействия на пласт с целью восстановления естественной проницаемости призабойной зоны.

Регулирующая диаграмма показывает изменение основных промышленных показателей (дебита нефти, газа, и воды, газового фактора, забойного, буферного давлений, выноса песка и др.) в зависимости от диаметра штуцера.

Для осуществления контроля за качеством и достоверностью поступающей в процессе исследования информации, необходимо производить первичную обработку материалов непосредственно на скважине.

4.2. Обработка результатов исследования методом восстановления давления (без учета дополнительного притока жидкости)

4.2.1. На основании данных строим кривую восстановления давления в полулогарифмических координатах $\Delta P, \lg t$ (где $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$) /рис. 4.2./.

4.2.2. На прямолинейном участке кривой произвольно выбираем две точки с координатами $\Delta P_1, \lg t_1$ и $\Delta P_2, \lg t_2$ и определяем тангенс угла наклона этого участка по формуле $i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1}$.

4.2.3. Измеряем отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси продолжением прямолинейного участка -А, ат.

4.2.4. Определяем гидропроводность пласта в районе исследуемой скважины по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,126 \cdot \Delta q}{i \cdot \gamma_{жид}} \cdot \frac{d \cdot \text{см}}{\text{СПЗ}}$$

где Δq - т/сутки в поверхностных условиях

γ - объемный коэффициент; $\gamma_{жид}$ - плотность жидкости в поверхностных условиях в т/м³.

4.2.5. Определяем комплекс параметров $\frac{\lambda}{z_0}$ по формуле

$$\frac{\lambda}{z_0} = \frac{10 \cdot \frac{A}{C}}{2,5}$$

4.2.6. Так как этот комплекс мало удобен для характеристики пласта и скважины, то его необходимо расчленить:

- определяем коэффициент проницаемости и по формуле :

$$\lambda = \frac{k}{\mu (m \beta_{ж} + \beta_e)} \quad \text{см}^2/\text{сек. в которой}$$

$$\frac{k}{\mu} = \frac{\frac{kh}{\mu}}{h}$$

где h — эффективная мощность пласта в см,

m — коэффициент пористости;

$\rho_{ж}$ и $\rho_{с}$ — коэффициенты сжимаемости жидкостей и породы в $1/\text{ат}$.

— Определяем приведенный радиус скважины по формуле

$$r_0 = \sqrt{\frac{2,25}{10 \cdot \frac{1}{h}}}$$

— Определяем стометровый коэффициент продуктивности скважины по формуле

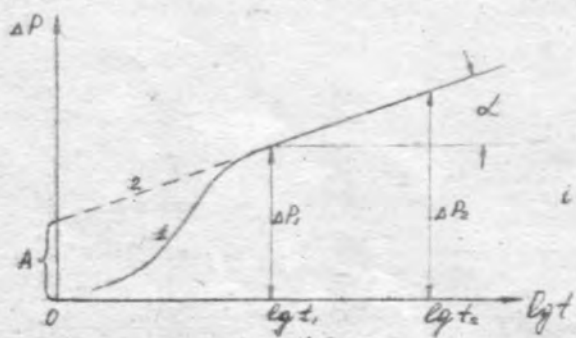
$$K_{100} = \frac{0,236 \cdot \gamma_{пл} \left(\frac{kh}{\mu} \right)}{b \cdot (4 - \lg r_0)}$$

Если определяется коэффициент продуктивности для участка с радиусом, равным примерно половине расстояния между данной скважиной и соседними, её окружающими, то вместо цифры в скобке знаменателя подставляется величина десятичного логарифма принятого радиуса $\lg r_{\text{ср}}$.

— Приближенно определяем коэффициент гидродинамического несовершенства скважины по формуле

$$\eta = \frac{q_{\text{н.с.}}}{q_{\text{с}}} = \frac{\lg \frac{b}{r_0}}{\lg \frac{b}{r_0}}$$

где: $q_{\text{н.с.}}$ — дебит действительной скважины; $q_{\text{с}}$ — дебит совершенной скважины; b — половина среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними, в см; r_0 — действительный радиус скважины, в см; r_0 — приведенный радиус скважины в см.



$$i = \tan \alpha = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1}$$

Рис. 4.2.

4.3. Обработка результатов исследования методом

установившихся отборов

4.3.1. Построив индикаторную диаграмму, определяем коэффициент продуктивности -К. Численно он равен уклону прямолинейного участка индикаторной линии к оси давлений ($K = \frac{Q}{\Delta P}$).

4.3.2. Определяем гидропроводность пласта по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = 1,84 \frac{B}{\gamma_{пл}} \cdot (2,3 \lg \frac{R_e}{r_w} + C),$$

где С - дополнительное фильтрационное сопротивление, обусловленное гидродинамическим несовершенством скважины. Метод определения параметра С по графикам Щурова В.И. описан в приложении №2.

4.3.3. Для определения коэффициента проницаемости призабойной зоны пласта - К по гидропроводности, необходимо определить h по геофизическим и μ по лабораторным данным.

4.4. Исследование нефтяных фонтанирующих объектов

в условиях, когда $P_{заб} < P_{нас}$

Если нефть поступает в скважину при $P_{заб} > P_{нас}$, то скважина работает на режиме с устойчивым дебитом. Если же, кроме нефти, из пласта поступает и свободный газ (а это возможно, когда $P_{заб} < P_{нас}$) и если не принимать специальных мер, то возникает явление пульсации - периодических выбросов свободного газа. Происходит это следующим образом. Свободный газ, выходя из пласта, попадает не только в фонтанные трубы, но и в затрубное пространство, постепенно заполняя его. В этот период наблюдается рост затрубного давления $P_{затр}$. Уровень нефти в затрубном пространстве оттесняется вниз до тех пор, пока не достигнет нижнего обреза фонтанных труб. Газ из затрубного пространства прорывается в фонтанные трубы, что приводит к резкому газированию столба жидкости внутри них и, следовательно, к интенсивному выбросу жидкости, а затем и свободного газа. Забойное давление в этот момент

падает, вследствие чего происходит кратковременный интенсивный приток нефти из пласта. Часть её снова попадает в затрубное пространство, выброс прекращается, а затем процесс повторится. Пульсации скважины отрицательно сказывается на работе поверхностного оборудования (траппа), может способствовать разрушению породы пласта в призабойной зоне.

Для предотвращения пульсации применяется ряд методов, из которых наиболее распространены следующие [3,4] :

- Отбор газа из затрубного пространства.
 - Изоляция затрубного пространства у башмака фонтанных труб путем установки специального пакера.
 - Оборудование нижней части фонтанных труб башмачной воронкой.
- Диаметр башмачной воронки несколько меньше внутреннего диаметра обсадных труб, что затрудняет прохождение свободного газа в затрубное пространство. При установке башмачной воронки скважина работает более устойчиво, но полностью пульсация не исключается. Обычно установку воронки сочетают с отбором газа из затрубного пространства.

Появление в пласте непосредственно вокруг скважины зоны "Газирования" и наличие в этой зоне свободного газа даже в количестве 70% сильно снижает фазовую проницаемость для нефти. Это уменьшение наблюдается при переходе от режимов с малыми дебитами к режимам с высокими дебитами.

Индикаторные диаграммы при исследовании в условиях фильтрации газированной жидкости криволинейны с выпуклостью, обращенной к оси дебитов, и, как правило, не совпадают при прямых и обратных ходах. Коэффициент продуктивности таких скважин уменьшается с увеличением депрессии. Гидропроводность пласта по криволинейным индикаторным диаграммам определяется по тем же формулам. При этом, если начальный участок диаграммы прямолинейный, в формулу

должна подставляться величина $\tan \varphi$ этого участка; если вся диаграмма криволинейна, то приближенное значение гидропроводности получают при подстановке в формулу величины тангенса угла между осью давлений и касательной, проведенной к индикаторной линии в точке её пересечения с осью давлений (рис. 4.3.)

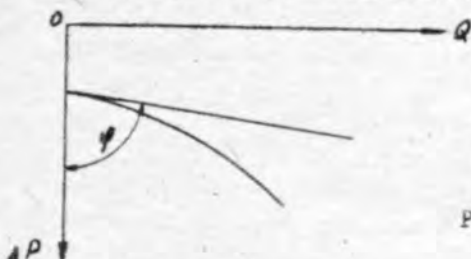


Рис. 4.3.

Криволинейные формы индикаторных кривых с выпуклостью, обращенной к оси дебитов, получаются так же при исследовании трещинных коллекторов. Гидропроводность пласта в этом случае является величиной переменной. Она, как и коэффициент продуктивности, будет являться функцией забойного давления. Её можно определять в разных значениях забойного давления по той же формуле.

Кривая восстановления давления, снятая в условиях двухфазного потока, по виду принципиально не отличается от кривых, полученных для однофазного потока: в первом случае отмечается лишь более длительный переходный период кривой $P_{\text{заб}} = f(qt)$ в область установившихся $P_{\text{пл}}$. при длительном исследовании в условиях $P_{\text{нас}} > P_{\text{заб}}$ пластовое давление после остановки скважины не восстанавливается до начального. Вопрос об использовании кривой восстановления давления в условиях режима растворенного газа ещё в достаточной степени не изучен. Ряд исследователей на основании приближений теоретически показали, что при анализе кривых восстановления, снятых в условиях фильтрации двухфазного потока

можно пользоваться всеми формулами, которые получены для однофазной фильтрации. Однако с этим трудно согласиться, так как при двухфазном потоке в пласте снижается фазовая проницаемость нефти и гидропроводность пласта будет зависеть от величины депрессии на пласт. Исследования последних лет показывают, что без большой погрешности методом восстановления давления в том виде, в каком он применяется при однофазном потоке, можно пользоваться в случае, когда $P_{\text{заб}}$ ниже $P_{\text{нас}}$ на 15%, но в процессе восстановления становится выше $P_{\text{нас}}$. Это условие соблюдалось при испытании скважины № 9 КП. Поэтому расчеты велись по формулам однофазного потока.

4.5. Определение давления насыщения по КВД

Как уже говорилось выше, методика исследования нефтяных фонтанирующих объектов зависит от величины давления насыщения нефти газом, т.е. величина $P_{\text{нас}}$ является необходимым параметром при выборе методики и интерпретации результатов исследования.

В настоящее время определение величины давления насыщения представляет собой довольно сложный и трудоемкий процесс, носящий довольно затяжной характер. Это связано с необходимостью отбора качественных глубинных проб нефти, переводом их в контейнеры, транспортировкой в лабораторию, оснащенную сложной аппаратурой по исследованию пластовых нефтей. Правда, с появлением пробосторников ВПП-300, имеющих в комплекте три контейнера и не требующих перевода проб, этот процесс несколько упростился. Однако, экспедиции треста имеют такие пробосторники пока в единичных экземплярах, а установок для перевода проб не имеет вообще.

Поэтому заслуживают рассмотрения методы определения приближенных значений $P_{\text{нас}}$ промысловыми методами [1,2]. Одним из таких методов является определение $P_{\text{нас}}$ по кривой восстановле-

ния давления, снятой при $P_{заб} < P_{нас} < P_{пл}$ (кроме случая $P_{заб} < P_{нас} > P_{пл}$).

Метод основан на получении резкого излома кривой восстановления давления, построенной в координатах $P_{заб}, \lg t$, в зоне перехода двухфазной фильтрации жидкости в однофазную (точка "захлопывания" пузырьков газа в растворе газонефтяной смеси). Для снятия кривой восстановления давления глубинный манометр спускается в вероятную зону начала выделения газа из газонефтяной смеси, выдерживается в течение ~ 45 минут для прогресса максимального термометра, после чего скважина закрывается. Время записи КВД контролируется по устьевым манометрам. В случаях исследования нефтяных объектов, приуроченных к поровым коллекторам, давление насыщения можно определять так же и по индикаторным диаграммам. Искривление индикаторной кривой свидетельствует о начале выделения газа вблизи призабойной зоны по мере уменьшения забойного давления (рис. 4.3.). Искривление индикаторных диаграмм выпуклостью к оси дебитов при исследовании трещинных коллекторов связывается многими исследователями [3] со смыканием трещин при снижении $P_{заб}$. Другой, более трудоемкий способ определения давления насыщения в промышленных условиях - метод Зерчанинова. Основан на отборе проб и определении газонасыщенности по стволу скважин. Более подробно описан ниже.

Для пульсирующих низкодебитных скважин производятся возможные замеры только на одном режиме с последующим снятием кривой нарастания забойного давления. Перед снятием кривой нарастания забойного давления замеряется распределение давлений и температур по стволу скважины через 250 м. Снятие кривой нарастания забойного давления, в случае его медленного восстановления после записи начального участка, можно ограничить выходом кривой $\Delta P - \lg t$ на прямолинейный участок 4-5 точками, снятыми через 1 час.

Кривая восстановления давления
по скважине №9 Кумдинской площади,
манометр МГП-3М-250 ат №3037 на глубине 2220 м
интервал испытания 2232-2242 м
8-11.2.77г

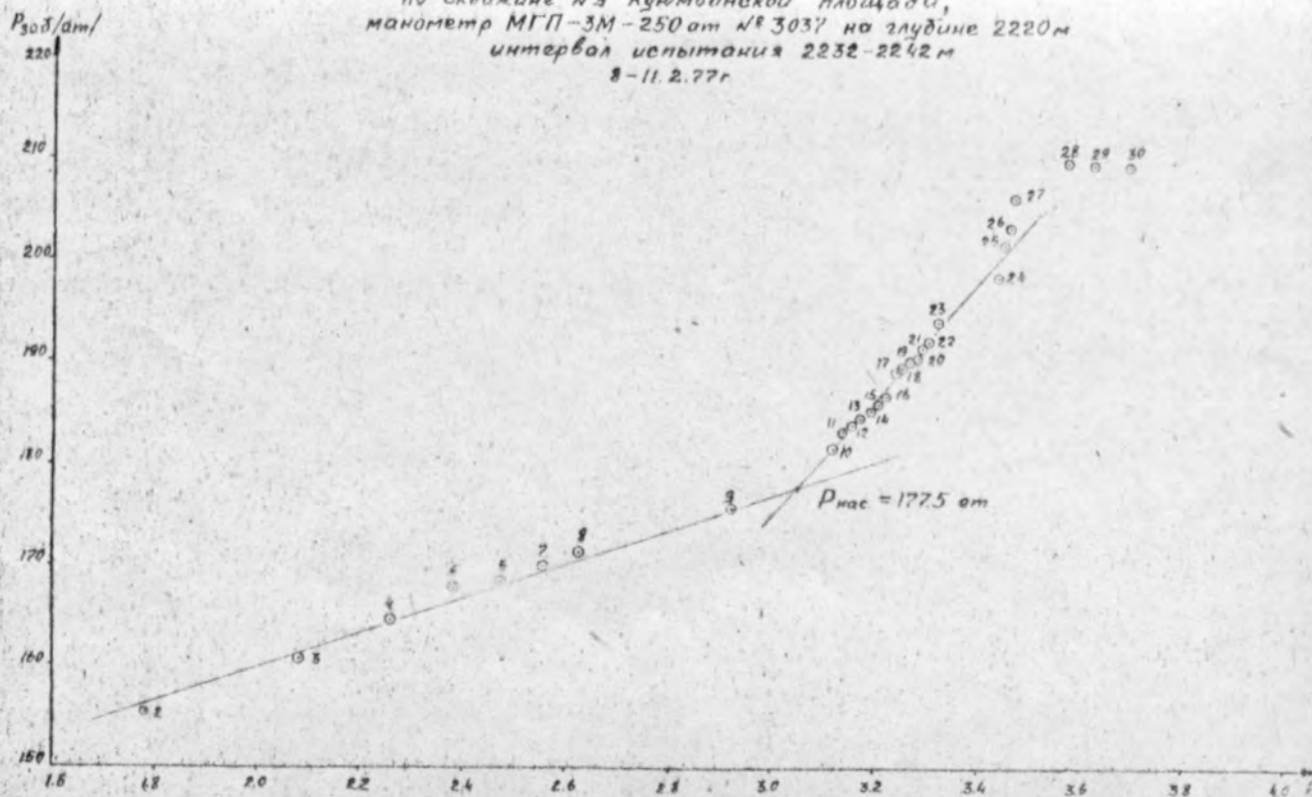


Рис. 4.4.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПО СКВ. № 9 КУЮМБИНСКОЙ ПЛО-
ЩАДИ (ИНТ. ИСП. 2232-2242 м).

СНЯТИЕ КВД ПРОИЗВОДИЛАСЬ 4-5 ИЮНЯ 1977 ГОДА МАНОМЕТРОМ МГП-3М-250 № 7334
ПОСЛЕ СКО. $P_{пл.} = 213$ ат.

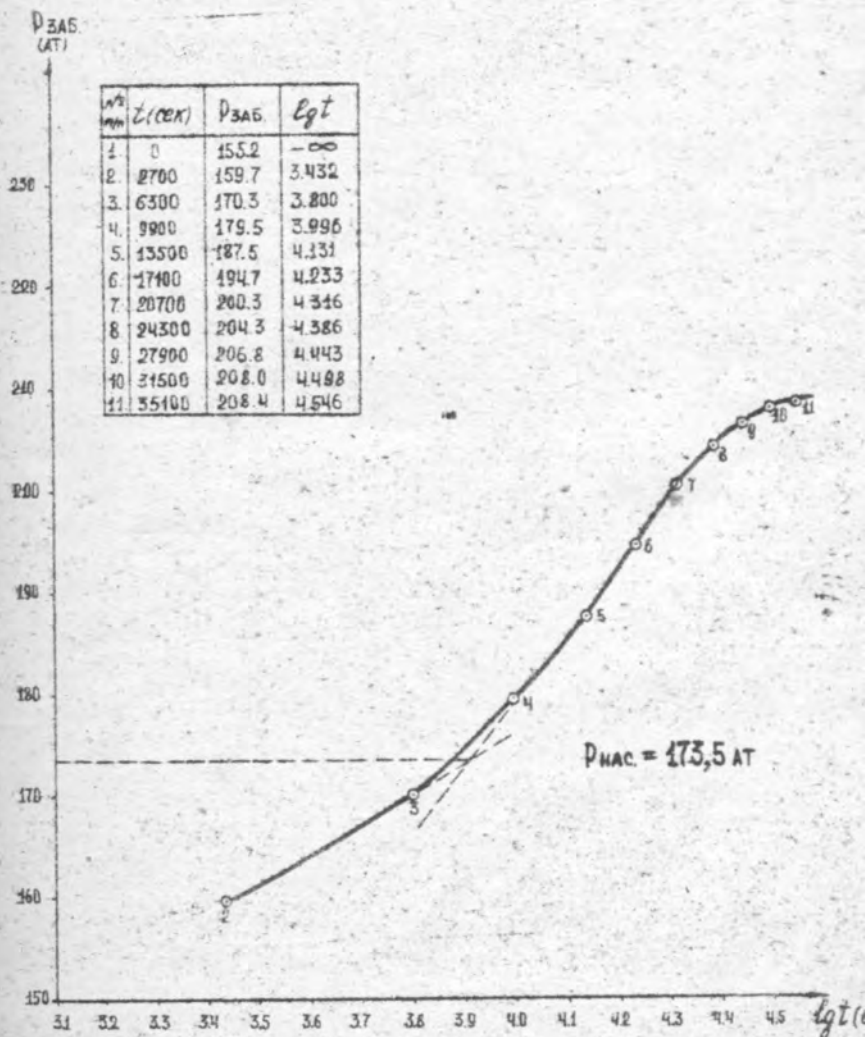


Рис. 4.5.

5. Исследование нефонтанирующих нефтяных объектов

Нефонтанирующие высокодебитные нефтяные объекты исследуются методом прослеживания уровня. Порядок работы изложен ниже в разделе 10.

Следует отметить, что закачка в нефтяную скважину воздуха, образующего взрывчатую смесь с нефтяными газами, создает опасность внутрискважинного взрыва. Поэтому необходимо соблюдать особую осторожность при работе на устье и с глубинными приборами. Спуски-подъемы приборов производить на небольших скоростях, применять алюминиевые поплавки.

В малodeбитных скважинах, где накопление необходимого количества нефти займет достаточно большое время, применяется модификация метода прослеживания уровня — метод прослеживания уровня и водонефтераздела. Суть метода заключается в том, что через определенные промежутки времени (3-4 часа), сразу же после отбивки уровня, производится спуск желонки на границу раздела нефть — вода в скважине. Если в течение всего времени исследования уровень воды остается постоянным (находится на одной и той же глубине в стволе скважины), то это означает, что приток в скважину из пласта осуществляется за счет чистой безводной нефти. Обработка полученных данных производится так же, как и в методе прослеживания уровня, с той лишь разницей, что в расчетах учитывается высота столба технической жидкости в скважине.

Естественно, что наличие столба технической жидкости в стволе скважины приносит ряд погрешностей и трудностей в исследовании:

- вместо желонки-поплавка для исследования приходится применять обычную желонку, что снижает точность отбивки уровня.

- Невозможно отбить уровень нефти и водонефтераздел в один и тот же момент времени. Это сказывается на точности замера дебита нефти.

- Наличие воды в стволе скважины препятствует поступлению нефти из пласта, что частично снижает значение фактического дебита нефти.

- Наличие воды препятствует отбору глубинных проб непосредственно с глубины интервала перфорации, поэтому приходится отбирать глубинные пробы выше водораздела, что вносит погрешности в определение газового фактора и давления насыщения.

Однако, несмотря на указанные недостатки, данный метод позволяет достаточно точно исследовать скважину в случае невозможности применения других методов исследования.

6. Исследование пластов с притоком нефти с водой

После очистки скважину переводят на оптимальный штуцер и отработывают через трапную установку до постоянства дебитов нефти и воды. В процессе отработки производятся такие же замеры, как и для нефтяных фонтанирующих скважин.

По результатам отработки решается вопрос о дальнейших работах по освоению и исследованию данного объекта: отработка на штуцерах, прекращение испытания, проведение изоляционных работ и т.д.

В случае получения непереливающего притока нефти с водой объект осваивается и исследуется как водоносный с аналогичным притоком. Отбор глубинных проб и замер пластового давления обязательны для любых притоков.

При получении фонтанирующего притока воды с малым содержанием нефти пласт считается продуктивным, если дебит нефти более $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ для объектов глубиной до 3000 м и более $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ для объектов глубиной более 3000 м. Такие освоенные объекты исследуются как нефтяные фонтанирующие. Объекты с меньшими дебитами нефти исследуются как водоносные.

7. Исследования газовых и газоконденсатных объектов

Исследуются методами установившихся отборов и восстановления давления. После очистки скважина закрывается на восстановление забойного давления до пластового. В процессе нарастания забойного давления проводятся наблюдения за ростом устьевых давлений (по образцовым манометрам). Пластовое давление определяется, как правило, глубинным манометром, и, в исключительных случаях, расчетом. После замера пластового давления газовую скважину отрабатывают на 5-6 режимах прямым ходом и 2-3 режимах обратным ходом. Газоконденсатную скважину отрабатывают на 5-6 режимах прямым ходом, и на 2-3 режимах обратным ходом.

Свидетельством отработки скважины на каждом режиме является стабилизация устьевых и забойных давлений. На каждом режиме определяются: забойное давление (глубинным манометром или расчетом), устьевое давление (образцовыми манометрами), дебиты газа и стабильного и нестабильного конденсата, количество и состав выносимой воды и твердых примесей при различных дебитах газа, забойная и устьевая температура. Средние величины вышеназванных параметров рассчитываются по замерам, произведенным в период установившегося режима работы.

При обратном ходе с последнего режима после производства всех замеров снимается кривая нарастания забойного и устьевого давлений (метод восстановления давления). Снятие кривой нарастания забойного давления считается законченным после получения двух одинаковых замеров глубинными манометрами. Избыточные устьевые давления также должны быть стабилизированными.

Отбираются поверхностные пробы газа и конденсата для определения их химического состава, а также определения наличия коррозионных компонентов (сероводорода, уголекислоты - в газе, органических кислот - в жидкой фазе). Практика работ показывает, что

СОГЛАСОВАНО:
ШЕЙ РАЙОННЫЙ ИНЖЕНЕР
ТСКОЙ ВОЕНИЗИРОВАННОЙ
ПРИ "КНГР"

Н. СМОДУЛОВ

СХЕМА МОНТАЖА

УСТЕВОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ИСПЫТАНИИ И ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СВАЖИН

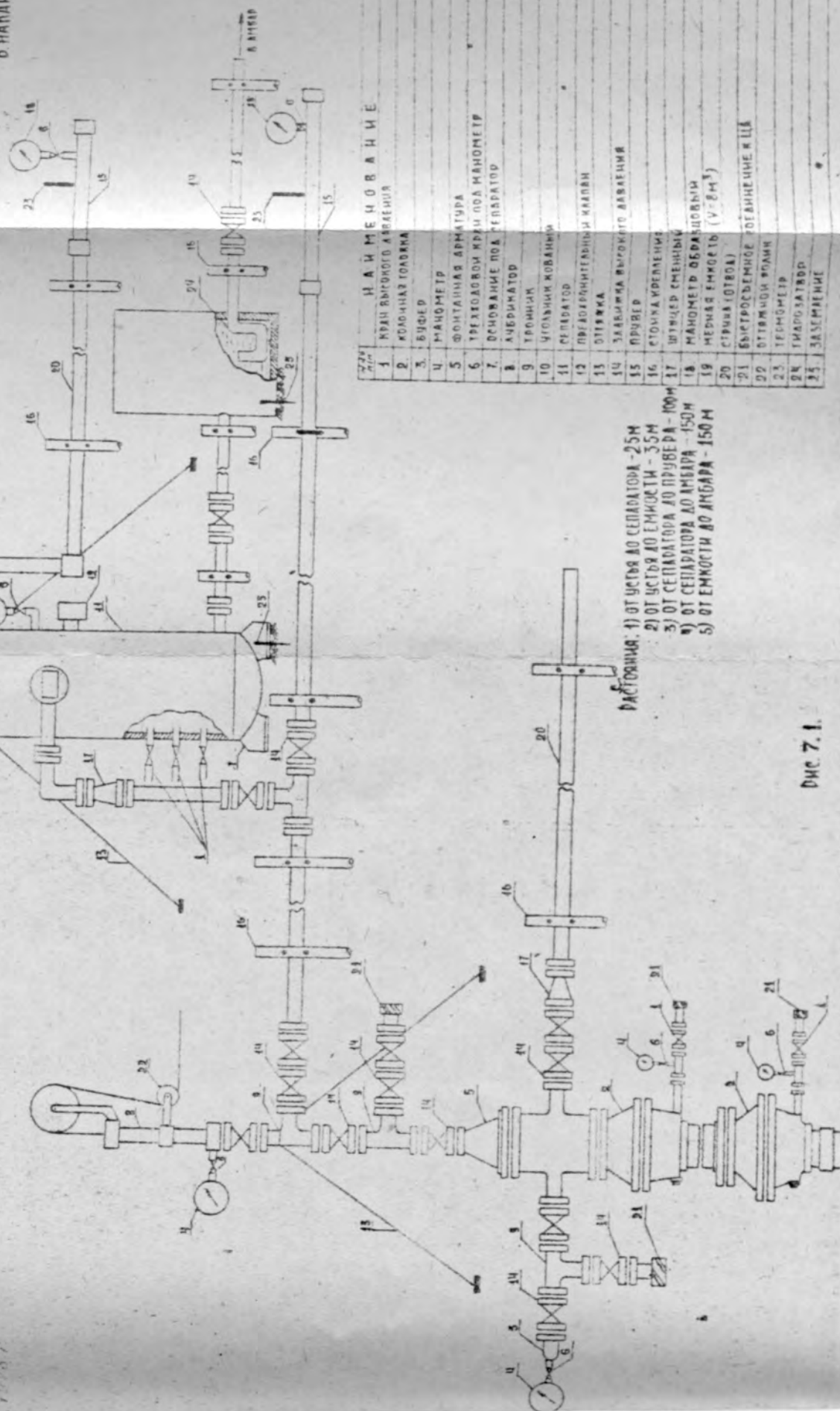
УТВЕРЖДАЮ:

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ТРЕСТА "КНГР"

Б. СТОЛЯРОВ

ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГ ТРЕСТА "КНГР"

В. НАКАРЯКОВ



Дис 7.1.

отбор проб на химический анализ проводится не в идентичных условиях, поэтому результаты анализов зачастую противоречивы и не служат надежным источником при производстве необходимых расчетов.

Поэтому отбор газа на химический анализ необходимо проводить при восстановленном давлении на устье через кран на головке в контейнер высокого давления.

Исследования на газоконденсатность проводятся в обязательном порядке в двух-трех продуктивных скважинах на площади с помощью промысловых сепарационных установок и должны включать следующие определения [3,13]:

- количество выделяющегося в сепараторах конденсата в $\text{см}^3/\text{м}^3$ при различных давлениях и температурах и его состав;
- количество пропана, бутанов и жидких углеводородов ($\text{C}_5 + \text{выш.}$), остающихся в растворенном состоянии в газе, выходящем из сепаратора, в зависимости от температуры - давления в сепараторе;
- изотермы конденсации пластового газа;
- давление максимальной конденсации;
- фазовое состояние газоконденсатной системы в пласте;
- давление начала конденсации в пласте;
- количество выделяющегося конденсата в пласте при движении газа от забоя к устью.

Исследования проводятся по методике одноступенчатого разгазирования с предварительным определением минимально допустимого дебита (МДД). МДД - это дебит газа, обеспечивающий наиболее полный вынос с забоя и ствола скважины выделяющегося конденсата, что достигается, в основном, при скорости газа в башмаке фонтанных труб более 4 м/сек. Для скважины глубиной 2500 м этот дебит достигает примерно 150-200 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$. Практически МДД определяется по стабильности фракционного состава конденсата. Подачу газа следует осуществлять по фонтанным трубам, т.к. в этом случае при меньшем дебите достигается лучшая очистка забоя от жидкости.

На рис. 7.2. приведена принципиальная схема обустройства исследовательской аппаратуры и скважины. Продукция скважины из устья 1 направляется по фонтанным трубам 2 через штуцер 4 в сепаратор 3, где производится отделение конденсата от газа. Газ из сепаратора

поступает на замерное устройство 5 / дикт, шайбный измеритель и т.д. / и далее, на факел.

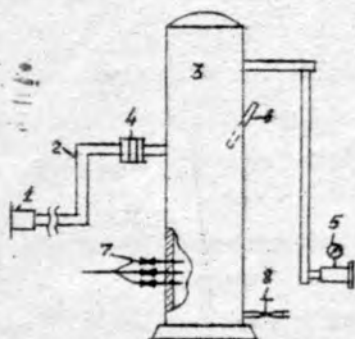


Рис. 7.2. Принципиальная схема обвязки сепаратора со скважиной при одноступенчатой сепарации газа

1 - устье скважины;

2 - соединительная линия;

3 - сепаратор;

4 - штуцер; 5 - замерное устройство

6 - катман под термометр; 7 - кран

8 - вентиль.

Конденсат замеряется либо в отдельной емкости, соединенной вентилем 8 с сепаратором, либо в самом сепараторе при помощи кранов 7 /в м³/сут/.

Перед исследованием сепаратор продувают / очищают от скопившегося конденсата/. Периодически открывая нижний кран, определяют момент появления конденсата. Как только уровень конденсата достигнет нижнего крана, кран перекрывается и включается секундомер. При достижении уровня конденсата верхнего крана секундомер останавливается. Определяют суточный дебит сырого конденсата при заданном режиме. Разделив значение дебита сырого конденсата в см³/сут на дебит газа в м³/сут определяют конденсатогазовый фактор /КТГ/, измеряемый в см³/м³. Отбор проб газа и конденсата для определения КТГ и рекомбинации этих проб в лабораторных условиях с целью изучения конденсатности проводят следующим образом:

1. Отработавают скважину в течение 24 часов на режиме, обеспечивающем полный вынос жидкости с забоя.

2. Отбирает газ в газовые баллоны объемом 40 л, рассчитанные на рабочее давление 250 ат. Можно использовать метановые и азотные баллоны. Использование кислородных баллонов запрещается. До отбора пробы баллоны несколько раз заполняются газом для удаления воздушной подушки. Пробу отбирают на выходе сепаратора или через специальный кран. Признаком заполнения баллона газом является обмерзание капилляра высокого давления, соединяющего баллон с сепаратором. Оттаивание капилляров /при положительных температурах воздуха/ является признаком окончания заполнения баллона.

Для отбора проб сырого конденсата контейнер высокого давления предварительно продувается и заполняется газом. Затем контейнер подсоединяется к нижнему крану сепаратора. После установления уровня конденсата выше нижнего крана, открывают нижний кран и нижний вентиль контейнера, а через верхний вентиль контейнера с очень малой скоростью выпускают газовую фазу. При поступлении через верхний вентиль контейнера жидкой фазы верхний и нижний вентили контейнера закрываются, контейнер отсоединяется.

В задачу исследовательских работ при испытаниях газовых и газоконденсатных скважин входит также изучение условий выделения конденсационной воды и гидратообразования в стволе и призабойной зоне, эффективности применения методов интенсификации притока в скважину, выяснение наилучших условий вскрытия пласта, определение содержания сероводорода и углекислого газа [10,18].

Определение сероводорода и углекислого газа является одним из ответственных анализов в комплексе исследования природного газа. Сероводород и углекислый газ оказывают коррозирующее

действие на трубы и оборудования, а при повышенной влажности способствуют образованию кристаллогидратов.

Определение обоих компонентов желательнее проводить непосредственно на скважине по следующим причинам:

1. Сероводород легко окисляется, особенно если проба отбирается мокрым способом.

2. Сероводород и углекислый газ обладают чрезвычайно большой растворимостью в воде, поэтому при отборе и хранении пробы может произойти частичное или полное растворение этих компонентов в воде.

3. Содержание обоих компонентов в смеси газов бывает очень незначительным, а определение их должно быть очень точным /до 0,001% H_2S и 0,01% CO_2 /, для такого анализа требуется большой объем исследуемого газа /до 400 л/. Транспортировка таких объемов газа в лабораторию нецелесообразна. Поэтому, при наличии в газе испытываемого объекта сероводорода, на скважину необходимо вызвать газоаналитика.

Заключение о присутствии в природном газе сероводорода может быть сделано геологом непосредственно на скважине.

1. По запаху: запах сероводорода чувствуется при очень малых концентрациях.

2. По почернению фильтровальной бумаги, смоченной бесцветным раствором уксуснокислого свинца.

3. По выпадению желтого осадка при пропускании газа через 1%-ный раствор уксуснокислого кадмия, подкисленного 1%-ным раствором уксусной кислоты. Это наиболее надежный качественный метод определения содержания H_2S в газе. Для производства анализа склянку с раствором соединяют через шланг с трубным пространством работающей на оптимальном режиме скважины и пропускают через неё газ со скоростью не более 2 л/мин. Если после трехчасового

барботирования газа поглотительный раствор не изменит структуру, то H_2S в газе отсутствует.

На основании результатов исследования газовых и газоконденсатных объектов строятся индикаторные и регулировочные кривые, определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления "а", "в", абсолютно-свободный дебит скважины, коэффициенты гидропроводности призабойных и удаленных зон по методикам, изложенным в "Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин" [12].

Для контроля за качеством получаемых данных необходимо в процессе испытания проводить первичную обработку непосредственно на скважине. При значительном разбросе точек или аномальном виде индикаторной кривой испытание необходимо повторить. С целью упрощения и ускорения расчетов по определению дебитов и забойных давлений в полевых условиях рекомендуем использовать таблицы В.П.Картаева /Приложение I/.

Относительная плотность газа по воздуху, определяется по таблице, в которой приведены доли относительной плотности для каждого компонента при различном процентном их содержании. Приведем пример использования таблицы: Состав газа следующий /в %/: CH_4 - 93; C_2H_6 - 2; C_3H_8 - 1; N_2 - 2; CO_2 - 1,4; H_2S - 0,6. По табл.1 находим для CH_4 долю плотности: для 90% - 0,499 и для 3% - 0,017. Сумма найденных долей составляет величину для 93% 0,516. Аналогичным образом находим: для C_2H_6 - 0,021; C_3H_8 - 0,015 и N_2 - 0,019. Доля CO_2 для 1% - 0,015; для 0,4% - 0,0061. Получаем для CO_2 0,021, аналогично для H_2S - 0,0072. Таким образом, относительная плотность смеси $\rho_{см} = 0,516 + 0,021 + 0,015 + 0,019 + 0,021 + 0,0072 = 0,599$.

Доли относительной плотности компонентов при
различном процентном содержании

содержание, % об-ем	метан CH_4	этан C_2H_6	пропан C_3H_8	бутан C_4H_{10}	пентан C_5H_{12}	гексан C_6H_{14}	авот H_2	угл. газ CO_2	серо-водород H_2S
100	0,554	1,038	1,523	2,007	2,491	2,972	0,967	1,529	1,191
95	0,526	0,886	1,447	1,907	2,366	2,823	0,919	1,453	1,131
90	0,499	0,934	1,371	1,806	2,242	2,675	0,870	1,376	1,072
85	0,471	0,882	1,295	1,706	2,117	2,526	0,822	1,300	1,012
80	0,443	0,830	1,218	1,606	1,993	2,378	0,774	1,223	0,953
75	0,416	0,779	1,142	1,505	1,868	2,229	0,725	1,147	0,893
70	0,388	0,727	1,066	1,405	1,744	2,080	0,677	1,070	0,834
65	0,360	0,675	0,990	1,304	1,619	1,932	0,629	0,994	0,774
60	0,332	0,623	0,914	1,204	1,495	1,783	0,580	0,917	0,715
55	0,305	0,571	0,838	1,104	1,370	1,635	0,532	0,841	0,655
50	0,277	0,519	0,762	1,004	1,246	1,486	0,484	0,764	0,596
45	0,249	0,467	0,685	0,903	1,121	1,337	0,435	0,688	0,536
40	0,222	0,415	0,609	0,803	0,996	1,189	0,387	0,612	0,476
35	0,194	0,364	0,533	0,702	0,872	1,040	0,338	0,535	0,417
30	0,166	0,311	0,457	0,602	0,747	0,892	0,290	0,459	0,357
25	0,139	0,259	0,381	0,502	0,623	0,743	0,242	0,382	0,298
20	0,111	0,208	0,305	0,401	0,498	0,594	0,193	0,306	0,238
15	0,083	0,156	0,238	0,301	0,374	0,446	0,145	0,229	0,179
10	0,055	0,104	0,152	0,201	0,249	0,297	0,097	0,153	0,119
9	0,050	0,093	0,137	0,181	0,224	0,268	0,087	0,138	0,107
8	0,044	0,083	0,122	0,161	0,199	0,238	0,077	0,122	0,095
7	0,039	0,073	0,107	0,141	0,174	0,208	0,068	0,107	0,083
6	0,033	0,062	0,091	0,120	0,150	0,178	0,058	0,092	0,072
5	0,028	0,052	0,076	0,100	0,125	0,149	0,048	0,076	0,060
4	0,022	0,042	0,061	0,080	0,100	0,119	0,039	0,061	0,048
3	0,017	0,031	0,046	0,060	0,075	0,089	0,029	0,046	0,036
2	0,011	0,021	0,031	0,040	0,050	0,059	0,019	0,031	0,024
1	0,006	0,010	0,015	0,020	0,025	0,030	0,010	0,015	0,012

8. Исследование газоводяных пластов

Скважины, переливающие пластовой водой с интенсивным выделением газа на устье, исследуются как водоносные. Газ должен отводиться от скважины и сжигаться. Кроме отбора глубинных проб, с устья скважины отбираются на химический анализ пробы воды и выделяющегося газа.

При получении притока газа с водой освоение скважины проводится как для газового объекта. После очистки забоя от глинистого раствора скважину отработывают на 4-6 мм штуцера, в зависимости от дебитов воды и газа, на замерную емкость в течение суток. Во время отработки скважины ориентировочно замеряется забойное давление /так как в большинстве случаев постоянный режим работы не устанавливается/ с выдержкой глубинного манометра на забое 4-6 час. Фиксируется дебит воды и газа, отбираются устьевые пробы воды и газа на химический анализ. По результатам проведенных исследований решается вопрос о дальнейших работах на скважине.

9. Термометрические исследования продуктивных скважин

Пластовая температура наряду с пластовым давлением определяет физические свойства пластовых флюидов. Температурные исследования являются одним из средств изучения гидродинамического состояния залежи.

Кривая начальных температур, замеренная по стволу скважины до её пуска в работу, дает представление о естественном тепловом поле Земли. Температура в стволе действующей скважины зависит от температуры потока движущихся в скважине жидкостей и газов.

Движение жидкости вверх по стволу вследствие повышенной температуры потока приводит к заметному увеличению температуры в скважине выше продуктивного пласта. При замере температуры в работающей скважине подошва работающего пласта четко отбивается по расхождению



Рис. 9.1.

температурной кривой работающей скважины с первоначальной термограммой /рис.9 /. 1- начальная геотерма ; 2- термограмма в работающей скважине.

После остановки скважины начинается процесс восстановления температур в стволе, при этом в продуктивном пласте первоначальная температура восстанавливается быстрее, чем температура вышележащих пород. Поэтому при замере в интервале продуктивного пласта образуется "отрицательная аномалия".

Сопоставляя термограмму действующей скважины с термограммой начальных пластовых температур, так называемой геотермой, можно выделить работающие и поглощающие интервалы, определить их мощности и производительность, выявить состояние призабойной зоны.

Базисной температурной кривой, являющейся основной при анализе данных геотермических исследований, является геотерма. Их следует получать в скважинах, выходящих из бурения, перед освоением продуктивного пласта точными глубинными электротермометрами. С целью создания установившегося теплового режима для замера геотермы скважину необходимо тщательно проработать в необсаженной части, промыть, заполнить до устья раствором хорошего качества и оставить в покое для восстановления температуры. Промывка и заполнение скважины водой допускается лишь при отсутствии глинистого раствора. Замер геотермического градиента в скважинах, не заполненных раствором или водой, не проводится во избежание значительных искажений в результате переноса тепла воздушно-газовыми потоками.

Минимальное время выдержки скважины в покое для замера геотермы при точности определения естественных температур $t = 0,5^{\circ}\text{C}$ может быть определено из табл.2

Время выдержки, приведенное в таблице 2, следует рассматривать как первое приближение. При наличии намерн. зоны проникновения

фильтрата глинистого раствора в породы и большой продолжительности процесса бурения и промывки скважины время выдержки следует увеличить.

Геотермические исследования после цементации скважины нельзя производить ранее, чем через 15 суток после окончания тампонажных работ.

Перед записью геотермы в бурящихся и эксплуатационных скважинах не должны производиться работы, связанные со спуско-подъемными операциями.

Таблица 2

Начальная разность температур раствора и пород °С	Диаметр скважины					
	4"	6"	7 ³ / ₄ "	9 ³ / ₄ "	11 ³ / ₄ "	13 ³ / ₄ "
	Время, сутки					
5	0,5	1,2	1,6	3,0	4,5	6,5
10	1,0	2,3	4,0	6,0	9,0	12,0
20	2,1	5,0	8,0	12,0	16,0	26,0
50	5,5	12,0	20,0	30,0	43,0	64,0
100	10,5	22,0	36,0	56,0	86,0	125,0

Температура замеряется при спуске прибора вниз. При последующем подъеме установившееся тепловое поле в скважине нарушается перемешиванием раствора при спуске, поэтому проверить надежность замера и, вместе с тем, степень восстановления теплового поля в скважине можно только через некоторое время после первого замера, например, через сутки.

10. Испытание водоносных объектов

В условиях параметрического и поискового бурения в пределах западной части Сибирской платформы большое значение имеет изучение гидрогеологических параметров продуктивных комплексов. Наибольшую ценность при исследовании водонасыщенных пластов представляют сведения гидрогеохимического и пьезометрического характера /химсостав вод, минерализация, газонасыщенность, пластовое

данных/.

Отсутствие этих данных делает невозможным проведение качественной гидрогеологической оценки нефтегазоносности района. Достоверность выводов и рекомендаций по гидрогеологическим параметрам зависит главным образом от качества фактического материала, получаемого при исследовании, и, в первую очередь, от методики исследования этих скважин.

На стадии нефтегазопонсковых работ основными задачами исследования водонасыщенной части продуктивных пластов являются:

1. Выявление характерных гидродинамических закономерностей водонапорной системы и водоносных комплексов.

2. Установление гидрохимических закономерностей водоносных комплексов.

3. Изучение температурного режима водоносных комплексов.

4. Изучение характера взаимосвязи залежей нефти и газа с законными водоносными областями.

На основе выявленных закономерностей устанавливаются поисковые гидрогеологические критерии.

Обязательный комплекс исследований водоносных объектов предусматривает получение следующих гидрогеологических параметров:

- достижение постоянства минерализации вод ;
- определение статических уровней, закономерности изменения их по разрезу и по площади ;
- величины пластовых давлений и темп. для изучения температурных условий и пластовой энергии продуктивного пласта ;
- отбор проб пластовых вод для определения их химсостава, степени газонасыщенности, состава и упругости растворенного газа ;
- установление фильтрационной характеристики продуктивных пластов на основе гидродинамических расчетов.

II. Исследование фонтанирующих водоносных скважин

По окончании аэризации или компрессирования и выхода воздуха скважина отработывается с целью очистки через трубное и затрубное пространства.

После очистки скважину переводят на работу через штуцер. В процессе отработки на штуцере производятся такие же замеры, как и при исследовании нефтяных фонтанирующих скважин. Дебит замеряется объемным методом с использованием мерной емкости. Величины пластового и забойных давлений, забойных температур, кривая восстановления давления снимаются на забое глубинными манометрами; избыточные давления на устье — образцовыми манометрами. При замере устьевых давлений необходимо стравливать газовую шапку с устья закрытой скважины, чтобы исключить искажающее влияние газа. Отбор глубинных проб может производиться в работающей скважине, если $P_{заб} > P_{нас}$. Для определения гидродинамических параметров на 1-2 скважинах по площади производятся исследования методом установившихся отборов на 2-3 режимах.

По окончании исследования отбираются глубинные и поверхностные пробы воды. Определяется газонасыщенность и упругость растворенного газа методом И.Н.Зерганинова [11].

Полученные результаты исследования используются для расчетов гидродинамических параметров пласта путем построения и обработки индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления в полулогарифмических координатах. $1/sP, q + 1$.

12. Исследование нефонтанирующих высокодебитных водоносных /свыше 10 м³/сут/ скважин

Непереливающие скважины целесообразно исследовать методом отслеживания уровня.

В результате исследования должны быть получены следующие данные

- сведения о постоянстве химсостава пластовой воды;
- данные о росте уровня во времени и статическом уровне;
- замеренные пластовые давления и температура;
- сведения о газонасыщенности пластовых вод;
- качественные пробы пластовых вод;
- дебит скважины.

После достижения постоянного состава пластовой жидкости по отводу отбирают п-робы в необходимом объеме, замеряют глубину снижения уровня. С помощью желонки - поплавка прослеживают рост уровня. Интервалы времени между замерами выбираются в зависимости от интенсивности роста уровня. Замеры уровня производятся до выхода его на статический, т.е. до получения не менее трех одинаковых замеров уровня. Одновременно для контроля результатов замеров строится кривая восстановления уровня в координатах (H , t). В процессе прослеживания фиксируют наличие пленки нефти, газопроявления.

При установленном статическом уровне производится замер пластового давления и температуры на глубине верхних отверстий интервала перфорации. Затем отбираются пробы пластовой воды и растворенного в ней газа глубинными пробоборборниками с глубины верхних отверстий интервала перфорации или на 10-15 метров выше. Для контроля делается несколько спусков пробоборборников до получения сходных результатов. Полученные пробы дегазируются, определяется газовый фактор. Далее определяется упругость (давление насыщения) водорастворенного газа по методу Зерчанинова (11). По этому методу в четырех-пяти точках по стволу скважины последовательно сверху вниз по глубинным пробам определяют газонасыщенность воды. Затем строят график изменения газонасыщенности с глубиной. Эти графики могут быть двух видов (рис.10). График на рис. 10 а показывает, что газонасыщенность воды в стволе скважины все время увеличивается. Это значит, что упругость газов равна или даже

больше давления на глубине забоя скважины. Следовательно, пластовая вода предельно насыщена растворенным газом. График на рис. 10 б показывает, что газонасыщенность увеличивается до определенной глубины, ниже которой наблюдается одинаковая газонасыщенность. Эта глубина перегиба кривой отвечает такому давлению столба воды в скважине, которое равно упругости водорастворенных газов.

Определив эту глубину по графику и зная статический уровень и плотность воды в скважине, рассчитываем упругость газов (давление насыщения):

$$P_r = \frac{(H_{\text{нас}} - H_{\text{ст}}) \cdot \gamma_w}{10}$$

где $H_{\text{ст}}$ - глубина статического уровня в м;

$H_{\text{нас}}$ - глубина точки перегиба кривой в м;

γ_w - средняя плотность воды в скважине в г/см³.

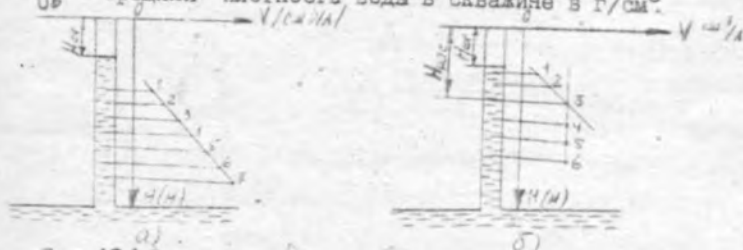


Рис. 12.1 Определения давления насыщения водорастворимых газов в скважине

Результаты, полученные путем замера роста уровней, обрабатываются следующим образом:

1. На основании замеров изменения уровней во времени определяется средний дебит жидкости на каждый момент времени по формуле:

$$Q = \frac{24 \cdot V \cdot \Delta h}{\Delta t};$$

где : V - объем 1 пог.м обсадных труб со спущенными НКТ в $\text{м}^3/\text{пог.м}$;

Δh - изменение уровня за время Δt , м;

Δt - интервал времени замера, час;

24 - число часов в сутках.

2. Определяется средний динамический уровень, соответствующий среднему дебиту по формуле:

$$H_{\text{д.ср.}} = \frac{H_{\text{д.}t_1} + H_{\text{д.}t_2}}{2},$$

где:

$H_{\text{д.}t_1}$ - динамический уровень в момент времени t_1 , м;

$H_{\text{д.}t_2}$ - динамический уровень в момент времени t_2 , м.

3. По известному удельному весу пластовой жидкости и рассчитанному $H_{\text{д.ср.}}$ рассчитывается забойное давление (при невозможности замера его глубинным манометром) для соответствующего среднего динамического уровня по формуле:

$$P_{\text{заб.}} = \frac{(H - H_{\text{д.ср.}}) \cdot \gamma}{10}$$

4. Далее, по замеренному $P_{\text{пл}}$ и рассчитанному $P_{\text{заб}}$ определяется депрессия для соответствующего среднего динамического уровня $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$

5. Определяется коэффициент продуктивности испытуемого горизонта как отношение среднего суммарного дебита ΣQ к средней суммарной депрессии $\Sigma \Delta P$ по формуле:

$$K = \frac{\Sigma Q}{\Sigma \Delta P},$$

или по индикаторной диаграмме, построенной в координатах Q ср., H д.ср.

13. Исследование нефонтанирующих низкодебитных водоносных скважин ($Q = 3-10$ м.куб./сут)

Трудности, возникающие при исследовании низкодебитных скважин, связаны с длительностью восстановления статического уровня (пластового давления) и получения постоянной минерализации (хим. состава) пластовой воды.

При исследовании таких скважин рекомендуется метод долива скважин, позволяющий получить необходимые сведения о водоносном горизонте; пробы пластовой воды, газонасыщенность, давление насыщения газа, пластовое давление и температуру, дебит скважины.

Порядок работы следующий:

Снижается уровень в скважине компрессором и определяется средний дебит для соответствующего динамического уровня, после чего с глубины верхних отверстий перфорации отбирается глубинная проба воды и определяется содержание в ней ионов хлора.

Периодическими откачками в течение 2-3-х суток достигается постоянство химического состава пластовой воды на забое скважины, а кроме того, в скважине за это время создается столб пластовой жидкости не менее 500 м.

По достижению постоянства химического состава воды по хлору, отбираются пробы воды с глубины интервала перфорации на различные виды анализов и в необходимом количестве.

Перед доливом скважины замеряется динамический уровень и рассчитывается условный статический уровень (H ст. усл.), который определяется по аналогии с ранее пробуренными скважинами на данной площади, или рассчитывается по условному гидростатическому давлению (P усл.). Это нужно для определения необходимого объема воды для долива скважины.

Расчет необходимого объема для долива ведется следующим образом:

1. За условное гидростатическое давление принимается давление в данной скважине на глубине перфорации, заполненной пресной водой.

2. Рассчитывается высота столба пластовой воды при данном $P_{\text{усл.}}$, необходимого для установления статического уровня

$$H_{\text{п.в.}} = \frac{P_{\text{усл.}}}{\gamma_{\text{п.в.}}}$$

3. Рассчитывается условный статический уровень

$$H_{\text{ст.усл.}} = H_{\text{скв.}} - H_{\text{п.в.}}$$

4. Рассчитывается высота столба пластовой воды и технической воды, находящейся в скважине при замеренном динамическом уровне:

$$h_{\text{п.в.}} = H_{\text{скв.}} - H_{\text{дин.}}$$

5. Подсчитывается высота столба технической воды ($h_{\text{т.в.}}$), необходимой для долива скважины до условного статического уровня, а также её объем.

$$h_{\text{т.в.}} = H_{\text{п.в.}} - h_{\text{п.в.}}; \quad V_{\text{т.в.}} = h_{\text{т.в.}} \cdot V,$$

где: V - объем 1 пог.метра обсадных труб, со спущенными в них нит.

После расчета необходимых данных производится долив скважины. Вначале закачивается 3/4 необходимого объема воды после чего долив приостанавливается и производится наблюдение за поведением уровня; при достаточно быстром темпе роста уровня в скважину доливается еще 1/2 оставшейся жидкости (1/8 общего расчетного объема). Если и после этого уровень поднимается достаточно быстро, закачивается оставшаяся жидкость и прослеживается уровень до установления фактического статического уровня.

При доливе необходимо учесть, что перелив выше статического уровня запрещается, поэтому во время всего долива необходим тщательный контроль за динамическим уровнем. После прекращения роста уровня, глубинным манометром производится поинтервальный замер давления по всему стволу через 200-300 м, а на кровле испытываемого пласта - пластовое давление и температуру.

Отбираются глубинные пробы воды против интервала перфорации (3-4 пробоборника для получения сходимых результатов). По глубинным пробам воды определяются газонасыщенность воды (газовый фактор) и давление насыщения. Отбираются пробы воды на анализ.

14. Исследование практически "сухих" скважин
(дебит менее $3 \text{ м}^3/\text{сут}$)

В практически "сухих" скважинах проводится сокращенный метод исследования: определяется дебит скважины, примерная минерализация (хим. состав), а также газоносность пласта. Порядок работы следующий.

Компрессированием снижается уровень в скважине и определяется средний дебит при соответствующем динамическом уровне, прослеживается уровень в течение одних суток, после этого скважина промывается обратной промывкой; при этом отбирается проба забойной жидкости. Промывка ведется 2-3 цикла для возможно полной очистки забоя скважины пласта.

Затем производится повторное компрессирование и определение дебита скважины. Если приток из пласта не увеличился, производится наблюдение за скважиной в течение двух суток, после чего глубинными пробоборниками отбирается забойная проба пластовой жидкости и определяется её газонасыщенность, кроме того, желонкой отбирается несколько литров пластовой жидкости для химических и других анализов. На этом исследование скважины заканчивается.

15. Отбор проб пластовых вод и растворенного
в них газа

Количество воды, необходимое для анализа, зависит от её минерализации, вида анализа и применяемой методики. Отобранные пробы снабжаются этикетками (см. приложение). Общее количество воды, необходимое для различных видов анализа, и технология отбора проб следующие.

Общий анализ Для полного химического анализа необходимо 1,5 л. воды, для полевого сокращенного 0,5 л. Проба должна отбираться в стеклянную чистую посуду, которую после заполнения герметически закрывают. Для этого используются стеклянные притертые пробки, корковые и резиновые, а также соски. Перед отбором пробы посуда и пробки ополаскиваются отбираемой водой. В случае необходимости пробки можно заливать сургучом, смесью парафина и какидоли (соотношение 8:2). Способ отбора должен обеспечить максимальное сохранение солевого и газового состава пластовой воды. Этим требованиям отвечает, в большей степени, отбор проб глубинными пробоотборниками в интервале перфорации при достижении постоянства состава по стволу и статического уровня. Отбор проб непосредственно с устья скважины допустим лишь при интенсивном самонизложении. Пробы снабжаются полным описанием условий отбора.

Спектральный анализ

Отбор пробы должен обеспечить величину сухого остатка после выпаривания не менее 60 мг. Для этого требуется от 250 мл до 1 л. воды в зависимости от величины минерализации. Бутылки для отбора проб промывают однопроцентным раствором соляной кислоты, хлорной извести или чистым речным песком, затем тщательно ополаскивают простой, а затем дистиллированной водой. Хранение воды для спектрального анализа должно быть максимально коротким.

Для определения дейтерия требуется 0,5 л воды. Пробу отбирают в стеклянную, предварительно вымытую и пропаренную емкость. Особое требование предъявляется к качеству проб воды. Небольшая примесь технической воды искажает результаты определения. Если количество воды ограничено, то можно сосуды перед отбором проб на определение дейтерия высушить, что исключает необходимость ополаскивания их. В герметически закрытом сосуде срок хранения проб на определение содержания дейтерия неограничен (дейтерий стабильный изотоп). Консервация проб требуется.

Для определения растворенных органических веществ отбирают до 5 л воды в стеклянные бутылки из чистого белого стекла. Для закупорки лучше всего применять резиновые и корковые пробки. Заливать пробки чем-либо нельзя, т.к. при вскрытии пробок пробу можно загрязнить. Эти же требования предъявляются и при отборе проб на определение микрокомпонентов. Тщательно пробу профильтровать на месте отбора, т.к. механические примеси могут сорбировать часть растворенных органических веществ или, наоборот, разлагаясь, увеличить их содержание. В то же время в некоторых пластовых водах при длительном отстаивании выпадают довольно обильные осадки (гидроксиды железа, солей), которые так же могут унести с собой большое количество органического вещества. Таким образом, из продуктивного пласта на все виды анализа необходимо отобрать не менее 10 л воды. Необходимо также предусмотреть отбор проб для контрольных определений в объеме 10-20 л. Хранить такие пробы следует в затемненных помещениях с температурой воздуха 5-15°C.

Отбор глубинных проб. В основу изучения газонасыщенности подземных вод положен отбор глубинных проб в условиях пластового или близкого к нему давления. Пробоотборником поднимают однофазную систему (воду), в которой растворен газ. После извлечения пробоотборника давление снижают до атмосферного, создавая условия

для возникновения двухфазной системы вода-газ и отделяют газ от воды. Делается это с помощью двухфазного переводника со штоком для открытия клапана пробоборника. После наворота переводника с заранее вывернутым до отказа штоком, пробоборник ставят вертикально переводником вверх и на один из штуцеров переводника одевают шланг, идущий в емкость с водой, насыщенной поваренной солью. Затем вентили штуцеров открывают, шланг заполняют затворной жидкостью до полного вытеснения из него и переводника воздуха, что узнается по появлению раствора из свободного штуцера переводника. После этого вентили штуцеров закрывают. Объем шланга, полости переводника и "мертвого" пространства пробоборника (объем под клапаном пробоборника до переводника) должны быть зафиксированы и записаны. Это составит суммарный объем "мертвых" пространств пробоборника, переводника и шланга. С помощью штока переводника открывают клапан пробоборника, конец шланга помещают в посуду, заполненную затворной жидкостью (раствор поваренной соли) и опрокинутую горлышком вниз в емкость с этой жидкостью. Медленно открывают вентиль, на который одет шланг, отбирают и замеряют объем газа. Для более полного отбора газа пробоборник нужно покачивать или осторожно постучать по нему. После замера объема газа следует записать температуру открываемого воздуха и атмосферное давление. Объем воды, полученной из пробоборника, необходимо измерить и записать, т.к. разность между объемом пробоборника и объемом воды определяет количество воды, ушедшей вместе с газом из пробоборника; вместо неё в пробоборнике остается газ. Этот объем учитывается при определении полного объема выделенного газа. Кроме того, при окончательной обработке данных расчетным путем определяют объем газа, который остался в растворенном состоянии при атмосферном давлении. Таким образом, полный объем растворенного

газа складывается из следующих объемов:

- "мертвых" пространств пробоборника и объема шланга;
- разности между полным объемом пробоборника и отобранном количеством воды из пробоборника;
- объема отобранного газа;
- объема растворенного газа, не выделившегося при атмосферном давлении.

Данный метод отбора имеет недостаток, который заключается в том, что во время выхода газа из пробоборника выбрасывается часть воды, а освободившееся пространство заполняется выделившимся газом. Хотя этот объем газа и учитывается при подсчете общего объема газа, но в анализе этот объем не участвует, что отражается на качестве анализа. Несмотря на это, считаем данный метод отбора наиболее приемлемым для наших условий.

Определение иона хлора

В пробирку наливают воду до метки, соответствующей 10 мл, прибавляют кусочек около 0,5 см² хромовокалиевой бумаги, добавляют по каплям при постоянном помешивании титрованный раствор AgNO_3 до перехода желтой окраски жидкости в буроватую. Количество капель раствора AgNO_3 , израсходованных на определение, умноженное на титр капли и на 100, дает содержание Cl^- в мг/л.

Примечания:

1. Если вода солоновата на вкус или если на титрование 10 мл воды идет больше 15-20 капель раствора AgNO_3 , определение выполняют, отбирая на титрование только 1 мл воды. В этом случае содержание в мг/л получают умножением количества на титр капли и на 1000.

2. Раствор азотнокислого серебра, помещаемый в основном для лаборатории в полиэтиленовую капельницу, постепенно разлагается с выделением тонкой взвеси металлического серебра черного цвета. Небольшое почернение раствора еще позволяет им пользоваться.

без существенных ошибок в анализе. Однако, держать раствор азотнокислого серебра в полиэтиленовой капельнице более, чем 2-3 недели не рекомендуется.

16. ЛИТЕРАТУРА

1. С.А. Балакиров. Спыт совершенствования методов исследования нефтяных скважин и пластов. Азербайджан, 1960 г.
2. Алиев Э.Ш., Виноградов К.В. Определение давления насыщения пластовой нефти непосредственно на забое скважины. Азербайджан, 1960.
3. Муравьев И.М., Базлов М.Н., Луков А.И., Чернов Б.С. Технология и техника добычи нефти и газа. М., "Недра", 1971.
4. Василевский В.И., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. М., "Недра", 1978г.
5. Дегтярев В.В., Вухалтер Э.Б., Лутешкин Г.С. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера. М. Недр, 1969г.
6. Громовых С.А., Варзин В.А. Отчет "Разработка эффективных методов предупреждения гидратообразования при бурении и испытании скважин в условиях Севера Красноярского края", г. Красноярск Фонды треста "КНГР", 1977г.
7. Временное методическое руководство по технологии кислотных обработок скважин в Восточной Сибири. ВостСибНИИГГиМС, Иркутск, 1976.
8. Временное методическое руководство по исследованию газовых и газоконденсатных скважин на разведочных площадях юга Сибирской платформы. ВСНИИГГиМС, ВСТУ, Иркутск, 1977г.
9. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. М., Гостоптехиздат, 1963г.
10. Гороян В.И. и др. Методическое пособие по отбору и анализу проб природного газа. Л., Недр, 1969.
11. Зерчанинов И.К. Методика исследования водяных скважин, вскрывающих продуктивные отложения на территории Урало-Поволжья М., Гостоптехиздат, 1962.
12. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М., Недр, 1971.
13. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. М., Недр, 1975 г.

14. Каротаев Б.П. и др. Расчеты, производимые в процессе разработки газовых месторождений. М., Недра, 1971г.
15. Канюга А.П. и др. Руководство по гидрогазодинамическим и термометрическим методам исследований разведочных скважин. Киев, "Наукова думка", 1972г.
16. Мишина Т.А., Авдеева О.М., Божовская Т.К. Растворимость газов в природных водах в зависимости от температуры, давления и солевого состава. Материалы по региональной и поисковой гидрогеологии, нов.серия, вып.46, СНИИ ВСЕГЕИ, 1961г.
17. Намет А.Б., Бондарева М.М. Расчет растворимости природного газа в пластовых водах. В кн. Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. Тр.ВНИГ, вып. XX, Гостоптехиздат, 1959.
18. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений М. Недра, 1971г.
19. Садыгов И.З., Оценка представительности гидрохимических данных, полученных при опробовании рассолоносных горизонтов. Вестник Московского университета. №2, 1971г.

Приложение 1

17. Некоторые расчеты, проводимые в процессе исследования газовых скважин

Целью данного приложения является упрощение и ускорение расчетов, выполняемых в процессе испытания газовых скважин. Поэтому здесь помещены наиболее часто используемые исходные данные в виде таблиц и графиков. Для расчетов прилагаются основные формулы и методика ускоренного счета, позволяющая проводить расчеты при наименьших затратах времени.

Прилагаются графики и таблицы Б.П. Каротьева для определения дебита газа при измерении 2" диафрагменным измерителем критического течения и таблицы для определения забойного давления по статическому давлению на головке скважины для плотности газа от 0,56 до 0,7 в зависимости от параметров: глубины скважины L , температуры T .

По приведенным графикам можно ориентировочно определять дебит скважины. Для более точных определений рекомендуется пользоваться соответствующими таблицами. По таблицам в каждой экспедиции можно составить графики необходимого масштаба для конкретных исходных данных любого месторождения.

Таблицы и графики для определения дебитов газа
(для 2" ДИТА)

На практике дебит газа при исследовании скважин измеряется в основном диафрагменным измерителем критического течения газа и определяется по формуле:

$$Q = \frac{C \cdot P}{\sqrt{\rho \cdot T \cdot Z}}, \quad (1)$$

где : Q - дебит газа, тыс.н.м³/сут;
 C - коэффициент диафрагмы;
 P - давление на пружине перед диафрагмой, кг/см²;
 ρ - относительная плотность газа по воздуху;
 T - температура газа на пружине, °К;
 Z - коэффициент сжимаемости газа при давлении P и температуре T .

На основании этой формулы составлены таблицы 1,2,3, построены графики (рис. 11), позволяющие непосредственно определять дебит газа, не производя вычислений по вышеуказанной формуле. Для этого нужно знать плотность газа, диаметр диафрагмы, давление и температуру на пружине. Применение этих графиков не только упрощает расчеты, но и позволяет в полевых условиях при испытаниях сразу же определить дебит, что дает возможность более правильно ориентироваться в полученных результатах и более качественно исследовать скважины.

На рис. 11 а,б,в приведены кривые зависимости дебита от давления на 2^я диафрагменном измерителе критического течения. Указанные кривые построены для плотности $\rho = 0,56$ и температуры 30°C. Если плотность и температура отличаются от принятых нами, то полученные из графика дебиты умножаются на поправочные коэффициенты по плотности и температуре, приведенные в таблицах 2 и 3.

Таблица поправочных коэффициентов на плотность газа составлена для плотности от 0,56 до 0,8 с интервалами в 0,001 (табл.2).

Таблица поправочных коэффициентов на температуру газа составлена для температур от -20°C до +110°C с интервалом в 1°C (таб.3).

Пример: определить дебит газа при измерении 2^я диафрагменным измерителем критического течения. Исходные данные: $\rho = 0,563$;

$t = 78^\circ\text{C}$; $P = 100$ кг/см², $d = 19,05$ мм.

Находим из графика рис.11б для $d = 19,05$ мм и $P = 100$ кг/см²

$Q = 570$ тыс.н.м³/сут, по таблице 2 для $\rho = 0,563$; $K_1 = 0,98$;

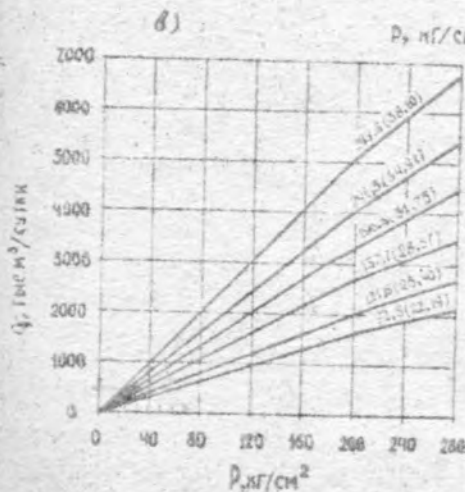
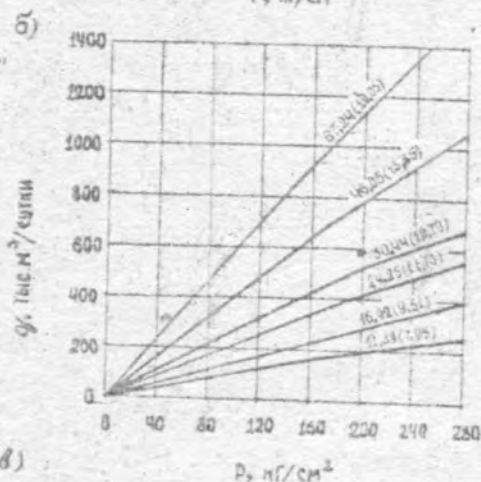
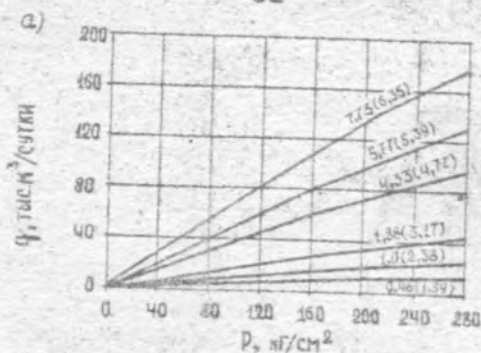


Рис. 17. Зависимость дебита от давления на 60-мм диафрагменном измерителе критического течения газа ($\rho = 0.58$, $T = 303^\circ \text{K}$).
В скобках — диаметр диафрагмы (в мм);
без скобок — коэффициент расхода
для данной диафрагмы.

по таблице 3 для $t = 78^{\circ}\text{C}$, $\Pi_2 = 0,98$.

Следовательно, исходный дебит равен $570 \times 0,98 \times 0,93 = 520$ тыс. н.м³/сут.

Определение забойного давления по статическому давлению на головке

Пластовое давление в газовых скважинах замеряется глубинными манометрами или определяется расчетным путем по барометрической формуле, исходя из величины измеренного статического давления на головке остановленной скважины. По барометрической формуле рассчитывается забойное давление в работающих скважинах исходя из давления на головке по неподвижному столбу газа [5]

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{г}} \cdot e^{\frac{0,03415 \cdot \rho \cdot L}{Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}} \quad (6)$$

$P_{\text{заб}}$ - забойное (или пластовое) давление, кг/см²;

$P_{\text{г}}$ - статическое давление на головке, кг/см²;

ρ - относительная плотность газа по воздуху;

L - глубина скважины, м;

$T_{\text{ср}}$ - средняя температура газа по стволу скважины, $^{\circ}\text{K}$.

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{у}} + T_{\text{пл}}}{2}, \quad \text{если } T_{\text{у}} \geq \frac{t_{\text{пл}} - 55}{1,25} \quad (7)$$

где: $t_{\text{пл}}$ - $^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{у}}$ и $T_{\text{пл}}$ - соответственно устьевая и пластовая температура, в $^{\circ}\text{K}$; в противном случае

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{у}} + \frac{T_{\text{пл}}}{Z_{\text{ср}}}}{2}; \quad Z_{\text{ср}} - \text{средний коэффициент сжимаемости}, \quad (8)$$

соответствующий среднему давлению по стволу скважины [12]. Расчеты по формуле 6 целесообразно проводить с помощью вспомогательной таблицы 4, по которой можно определить промежуточные величины, входящие в формулу (6), например:

$$\frac{\rho \cdot L}{Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}; \quad S; \quad e^S,$$

где:

$$S = \frac{0,3415 \cdot \rho \cdot L}{Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}};$$

и другие величины, приведенные в таблице 4. В работе [5] таблица приведена для значения $\frac{\rho \cdot L}{Z \cdot T}$ от 0,8 до 7,0, нами предложен расчет величин для $\frac{\rho \cdot L}{Z \cdot T}$ от 7,0 до 10,0.

Неудобство расчета по формуле (5) обусловлено тем, что коэффициент $Z_{\text{ср}}$, входящий в эту формулу, зависит от среднего давления, которое нам неизвестно, пока не определено $P_{\text{заб}}$. Поэтому приходится проводить расчеты несколько раз.

Предлагаем таблицы, которые дадут возможность определить давление на забое в зависимости от давления на головке скважин, глубины и температуры, для плотности газа равной 0,56-0,64 и 0,7 (таблицы 5-49). Таблицы 5-45 составлены Карстаевым [14].

Составленные таблицы удобны для быстрого ориентировочного определения забойных и пластовых давлений на вновь открытых площадях, особенно при больших глубинах, когда известны замеры давления на головке скважин.

Коэффициент сверхсжимаемости $Z_{\text{ср}}$ находится методом последовательных приближений. Для заданных значений $P_{\text{г}}$ и $T_{\text{ср}}$ определяется коэффициент и затем по формуле (6) находились $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{ср}}$.

Для значения $P_{\text{ср}}$ вновь находится коэффициент $Z_{\text{ср}}$ и новое значение $P_{\text{заб}}$ и так далее, пока $Z_{\text{ср}}$ совпадет с предыдущим. Расчеты проводились при $\rho = 0,56-0,64$ для параметров с интервалами изменений:

- 1) Средней по стволу скважины температуры $T_{\text{ср}}$ 290-360°K (через 10°K);
- 2) Давления на головке 10-300 кг/см² (через 10 кг/см²);
- 3) Глубины скважины от 200 до 3000 м (через 400 м).

Расчеты проводились при $\rho = 0,7$ для параметров с интервалами изменений:

1) Средней по стволу скважины температуры $T_{\text{ср}}$ 303-330°K (через 10°K);

2) давления на головке 10-300 кг/см² (через 10 кг/см²);

3) Глубины скважины от 2000 до 3000 м (через 100 м).

Описание таблиц (5-49). Таблицы составлены для плотности газа 0,56 - 0,64 и 0,7 и определенного значения температуры. По горизонтали даются значения глубины скважины от 200 до 3000 м для $\rho = 0,56-0,64$ с интервалом 400 м и от 2000 до 3000 м для $\rho = 0,7$ с интервалом 100 м, а справа по вертикали давления от 10 до 3000 кг/см².

В таблице по известным значениям глубины и статического давления даются соответствующие величины забойного давления. Поскольку между глубиной залегания пласта и давлением существует определенная зависимость, то при составлении указанных таблиц было дано ограничивающее условие для максимального давления, соответствующего данной глубине.

За максимальное статическое принимается давление, равное гидростатическому. Таблицы составлены с точностью 0,5% (от давления). Если значения глубины или давления не совпадают с табличными, нужно применять следующие формулы интерполирования. Пусть L - промежуточное значение глубины между двумя табличными.

$$P_{\text{заб.}L} = P_{\text{заб.}L_1} + \frac{P_{\text{заб.}L_2} - P_{\text{заб.}L_1}}{200} (L - L_1); \quad (9)$$

где: $P_{\text{заб.}L}$; $P_{\text{заб.}L_1}$; $P_{\text{заб.}L_2}$ - соответствующие забойные давления для глубин L , L_1 , L_2 .

Аналогичная формула получается и для определения забойного давления по давлению на головке P :

$$P_{\text{заб.}P} = P_{\text{заб.}P_1} + \frac{P_{\text{заб.}P_2} - P_{\text{заб.}P_1}}{10} (\bar{P} - P_1), \quad (10)$$

где: $P_{\text{заб.}P}$; $P_{\text{заб.}P_1}$; $P_{\text{заб.}P_2}$ - соответственно забойные давления для давлений на головке P , P_1 , P_2 , $\bar{P}$.

Зависимость дебита газа (в тыс. м³/сутки) от давления на СО-м

Диаметр отверстия измерителя

Таблица 1

Р, кг/см ²	Диаметр отверстия диафрагмы															31,75	84,91	39,10
	1,59	2,38	3,17	4,77	5,39	6,35	7,95	9,51	11,13	12,70	15,85	19,05	22,19	25,40	28,57			
10	0,36	0,78	1,46	3,35	5,25	5,99	9,22	13,12	18,79	23,60	35,70	52,12	71,59	94,26	120,7	152,4	197,2	232,2
20	0,53	1,57	2,95	6,76	9,03	12,09	18,60	26,46	37,92	47,61	72,02	105,20	144,60	190,20	243,5	307,8	377,7	448,6
30	1,08	2,38	4,46	10,24	13,70	18,31	28,16	40,06	57,41	72,03	109,04	159,20	218,00	288,00	368,7	465,5	571,9	703,4
40	1,45	3,20	6,60	13,79	18,39	25,64	37,83	59,91	77,27	97,01	146,70	214,30	294,70	387,50	495,2	625,6	769,7	954,8
50	1,83	4,03	7,87	17,40	23,20	31,03	47,80	68,02	97,49	122,40	185,10	270,30	371,80	488,80	625,9	790,3	970,8	1204,0
60	2,22	4,88	9,16	21,05	28,03	37,62	57,86	82,32	118,00	148,10	224,10	327,20	450,00	591,70	757,5	956,6	1175,0	1438,0
70	2,61	5,74	10,78	24,76	33,03	44,25	68,06	96,83	138,80	174,20	263,60	384,90	519,40	696,10	891,2	1125,0	1382,0	1715,0
80	3,01	6,62	12,42	28,53	38,06	50,99	78,49	111,50	159,90	200,70	303,70	443,50	609,90	802,00	1027,0	1237,0	1593,0	1976,0
90	3,41	7,50	14,07	32,34	43,14	57,79	88,88	128,50	181,20	227,50	344,20	502,60	691,30	909,00	1164,0	1469,0	1805,0	2240,0
100	3,81	8,38	15,73	36,14	48,21	64,58	99,33	141,30	202,50	254,30	384,70	545,30	772,60	1016,00	1301,0	1642,0	2017,0	2503,0
110	4,22	9,28	17,42	40,02	53,40	71,52	110,00	156,50	224,30	281,50	426,00	622,10	855,50	1125,00	1440,0	1819,0	2251,0	2772,0
120	4,63	10,18	19,11	43,91	58,58	78,47	120,70	171,70	246,10	308,90	467,40	682,30	938,70	1234,00	1580,0	1996,0	2451,0	3041,0
130	5,03	11,07	20,79	47,76	63,71	85,35	131,30	186,80	267,70	336,00	508,30	742,40	1021,00	1343,00	1719,0	2171,0	2666,0	3303,0
140	5,45	12,00	22,43	51,55	68,91	92,31	142,00	202,00	289,50	363,40	530,90	802,90	1104,00	1452,00	1859,0	2347,0	2884,0	3577,0
150	5,85	12,96	24,14	55,46	73,93	99,11	152,40	216,90	310,90	390,20	560,40	820,60	1126,00	1559,00	1996,0	2520,0	3096,0	3841,0
160	6,24	13,73	25,78	59,22	79,00	105,80	162,80	231,50	331,90	416,70	600,40	879,10	1246,00	1771,00	2267,0	2892,0	3506,0	4302,0
170	6,64	14,60	27,42	63,00	84,02	112,60	173,10	249,30	353,00	443,20	630,40	909,10	1346,00	1911,00	2432,0	3063,0	3719,0	4562,0
180	7,02	15,45	29,00	66,62	88,97	119,10	183,10	268,50	373,40	468,70	660,10	935,00	1421,00	2003,00	2598,0	3265,0	3982,0	4866,0
190	7,41	16,29	30,58	70,25	93,72	125,60	195,10	278,70	393,70	494,30	707,80	1032,00	1501,00	2105,00	2729,0	3429,0	4222,0	5144,0
200	7,78	17,10	32,11	73,76	98,40	131,80	203,70	288,00	413,50	519,00	735,20	1146,00	1577,00	2203,00	2855,0	3552,0	4415,0	5380,0
210	8,14	17,89	33,60	77,18	103,00	137,90	212,10	301,50	432,50	543,00	761,50	1200,00	1650,00	2269,00	2978,0	3670,0	4580,0	5576,0
220	8,49	18,67	35,04	80,51	107,40	143,90	221,30	314,80	457,20	568,50	797,00	1251,00	1721,00	2363,00	3098,0	3809,0	4749,0	5806,0
230	8,84	19,44	36,49	83,84	111,80	149,80	230,50	327,90	470,00	590,00	824,40	1303,00	1792,00	2463,00	3217,0	4010,0	4930,0	6022,0
240	9,17	20,16	37,85	86,86	116,00	155,40	238,00	340,00	487,30	611,80	855,50	1352,00	1859,00	2564,00	3330,0	4133,0	5048,0	6228,0
250	9,49	20,88	39,20	90,07	120,00	161,00	247,50	352,20	504,60	633,70	890,90	1400,00	1925,00	2666,00	3452,0	4253,0	5199,0	6447,0
260	9,81	21,58	40,52	93,10	124,20	166,40	255,90	364,10	521,50	655,00	920,90	1447,00	1990,00	2769,00	3551,0	4361,0	5371,0	6663,0
270	10,14	22,31	41,88	96,21	128,30	171,90	264,50	376,20	539,20	676,90	954,00	1496,00	2057,00	2874,00	3650,0	4472,0	5530,0	6881,0
280	10,44	23,00	43,12	99,07	132,20	177,00	272,30	387,40	555,20	697,00	984,00	1540,00	2119,00	2985,00	3755,0	4580,0	5699,0	7071,0
290	10,75	23,67	44,44	102,10	136,20	182,50	280,60	399,20	572,20	718,30	1017,00	1587,00	2183,00	3096,00	3858,0	4680,0	5828,0	7271,0
300	11,07	24,34	45,70	105,00	140,10	187,60	288,60	410,60	586,50	738,80	1048,00	1632,00	2244,00	3201,00	3959,0	4771,0	5961,0	7471,0

Таблица 2.

ПОПРАВочНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ НА ПЛОТНОСТЬ ГАЗА, K_1

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,56	1,000	0,999	0,998	0,997	0,996	0,995	0,995	0,994	0,993	0,992
0,57	0,991	0,990	0,989	0,988	0,988	0,987	0,986	0,985	0,984	0,983
0,58	0,983	0,982	0,981	0,980	0,979	0,978	0,978	0,977	0,976	0,975
0,59	0,974	0,973	0,972	0,972	0,971	0,970	0,969	0,968	0,968	0,967
0,60	0,966	0,965	0,964	0,964	0,963	0,962	0,961	0,960	0,960	0,959
0,61	0,958	0,957	0,956	0,956	0,955	0,954	0,953	0,953	0,952	0,951
0,62	0,950	0,950	0,949	0,948	0,947	0,946	0,946	0,945	0,944	0,944
0,63	0,943	0,942	0,941	0,940	0,940	0,939	0,938	0,938	0,937	0,936
0,64	0,935	0,935	0,934	0,933	0,932	0,932	0,931	0,930	0,930	0,929
0,65	0,928	0,928	0,927	0,926	0,925	0,925	0,924	0,923	0,922	0,922
0,66	0,922	0,921	0,921	0,921	0,920	0,920	0,919	0,919	0,918	0,918
0,67	0,917	0,917	0,916	0,916	0,916	0,915	0,915	0,914	0,914	0,913
0,68	0,913	0,912	0,912	0,912	0,911	0,911	0,911	0,910	0,910	0,909
0,69	0,909	0,908	0,908	0,907	0,907	0,906	0,906	0,905	0,905	0,904
0,70	0,904	0,903	0,903	0,902	0,902	0,901	0,901	0,901	0,900	0,900
0,71	0,899	0,899	0,899	0,898	0,898	0,897	0,897	0,896	0,896	0,895
0,72	0,895	0,894	0,894	0,893	0,893	0,892	0,892	0,892	0,891	0,891
0,73	0,890	0,890	0,889	0,889	0,888	0,888	0,887	0,887	0,886	0,886
0,74	0,885	0,885	0,884	0,884	0,883	0,883	0,882	0,882	0,881	0,881
0,75	0,880	0,880	0,879	0,879	0,878	0,878	0,877	0,877	0,876	0,876
0,76	0,875	0,875	0,874	0,874	0,873	0,873	0,872	0,872	0,871	0,871
0,77	0,870	0,870	0,869	0,869	0,868	0,868	0,867	0,867	0,866	0,866
0,78	0,866	0,865	0,865	0,864	0,864	0,863	0,863	0,862	0,862	0,861
0,79	0,861	0,860	0,860	0,859	0,859	0,858	0,858	0,857	0,857	0,856
0,80	0,856	0,855	0,855	0,854	0,854	0,853	0,852	0,852	0,851	0,851

ПОПРАВочНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ НА ТЕМПЕРАТУРУ ГАЗА, K_2

Табл. №5

$t^{\circ}C$	0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
-20	1,094	1,092	1,090	1,088	1,086	1,084	1,082	1,080	1,077	1,075
-10	1,073	1,071	1,069	1,067	1,065	1,064	1,062	1,060	1,058	1,056
0	1,054	1,052	1,050	1,048	1,046	1,044	1,042	1,040	1,039	1,037
10	1,035	1,033	1,031	1,030	1,028	1,026	1,024	1,022	1,021	1,019
20	1,017	1,015	1,013	1,012	1,010	1,008	1,006	1,005	1,003	1,002
30	1,000	0,998	0,997	0,995	0,994	0,992	0,990	0,989	0,987	0,986
40	0,984	0,982	0,981	0,979	0,978	0,976	0,975	0,973	0,972	0,971
50	0,969	0,967	0,966	0,964	0,963	0,961	0,960	0,958	0,957	0,956
60	0,954	0,952	0,951	0,950	0,948	0,947	0,946	0,945	0,944	0,942
70	0,940	0,939	0,938	0,936	0,935	0,934	0,933	0,931	0,930	0,928
80	0,927	0,926	0,924	0,923	0,922	0,920	0,919	0,918	0,916	0,915

Примечание : В левом столбце приведены значения температуры через $10^{\circ}C$.
 Число единиц градусов, которое нужно прибавить к величине,
 приведенной в левом столбце, чтобы получить нужную температуру
 приведено в верхней строке. Поправочный коэффициент на температуру
 получается путем пересечения линий, проведенных через соответствующие величины,
 расположенные в левом столбце и верхней строке

Величины

$$S = \frac{0,03415 \cdot X \cdot L}{Z \cdot T} ; 2S ; 1 + 2S ; e^S ; e^{2S} ; e^{2S} - 1$$

для значения $\frac{XL}{ZT}$ от 0,3 до 10,0.

Таблица 4

$\frac{XL}{ZT}$	$\frac{0,03415 \cdot XL}{ZT}$	$2S$	$1 + S$	$1 + 2S$	e^S	e^{2S}	$e^{2S} - 1$
1	2	3	4	5	6	7	8
0,3	0,01024	0,02049	1,01024	1,02049	1,0109	1,0207	0,0207
0,4	0,01366	0,02731	1,01366	1,02732	1,0135	1,0277	0,0277
0,5	0,01707	0,03415	1,01707	1,03415	1,0179	1,0347	0,0347
0,6	0,02049	0,04098	1,02049	1,04098	1,0207	1,0418	0,0418
0,7	0,02390	0,04780	1,02390	1,04780	1,0242	1,0490	0,0490
0,8	0,02732	0,05464	1,02732	1,05464	1,0277	1,0561	0,0561
0,9	0,03074	0,06147	1,03074	1,06147	1,0312	1,0634	0,0634
1,0	0,03415	0,06830	1,03415	1,06830	1,0347	1,0707	0,0707
1,1	0,03757	0,07513	1,03757	1,07513	1,0384	1,0780	0,0780
1,2	0,04098	0,08196	1,04098	1,08196	1,0418	1,0855	0,0855
1,3	0,04440	0,08879	1,04440	1,08879	1,0454	1,0929	0,0929
1,4	0,04781	0,09562	1,04781	1,09562	1,0490	1,1004	0,1004
1,5	0,05123	0,10245	1,05123	1,10245	1,0526	1,1079	0,1079
1,6	0,05464	0,10928	1,05464	1,10928	1,0561	1,1155	0,1155
1,7	0,05806	0,11611	1,05806	1,11611	1,0598	1,1231	0,1231
1,8	0,06147	0,12294	1,06147	1,12294	1,0634	1,1308	0,1308
1,9	0,06489	0,12977	1,06489	1,12977	1,0670	1,1386	0,1386

1	2	3	4	5	6	7	8
2,0	0,0830	0,13660	1,0830	1,13660	1,0707	1,1464	0,1464
2,1	0,07172	0,14343	1,07172	1,14343	1,0748	1,1542	0,1542
2,2	0,07519	0,15026	1,07519	1,15026	1,0780	1,1622	0,1622
2,3	0,07855	0,15710	1,07855	1,15710	1,0816	1,1701	0,1701
2,4	0,08196	0,16392	1,08196	1,16392	1,0855	1,1781	0,1781
2,5	0,08533	0,17075	1,08533	1,17075	1,0892	1,1861	0,1861
2,6	0,08879	0,17758	1,08879	1,17758	1,0929	1,1943	0,1943
2,7	0,09220	0,18441	1,09220	1,18441	1,0966	1,2025	0,2025
2,8	0,09562	0,19124	1,09562	1,19124	1,1004	1,2107	0,2107
2,9	0,09903	0,19807	1,09903	1,19807	1,1041	1,2191	0,2191
3,0	0,10245	0,20490	1,10245	1,20490	1,1079	1,2274	0,2274
3,1	0,10586	0,21172	1,10586	1,21172	1,1117	1,2358	0,2358
3,2	0,10928	0,21856	1,10928	1,21856	1,1155	1,2444	0,2444
3,3	0,11270	0,22540	1,11270	1,22540	1,1193	1,2528	0,2528
3,4	0,11611	0,23222	1,11611	1,23222	1,1231	1,2614	0,2614
3,5	0,11953	0,23906	1,11953	1,23906	1,1269	1,2699	0,2699
3,6	0,12294	0,24588	1,12294	1,24588	1,1308	1,2787	0,2787
3,7	0,12636	0,25272	1,12636	1,25272	1,1347	1,2875	0,2875
3,8	0,12977	0,25954	1,12977	1,25954	1,1386	1,2964	0,2964
3,9	0,13319	0,26638	1,13319	1,26638	1,1425	1,3053	0,3053
4,0	0,13660	0,27320	1,13660	1,27320	1,1464	1,3142	0,3142
4,1	0,14002	0,28004	1,14002	1,28004	1,1505	1,3237	0,3237
4,2	0,14343	0,28686	1,14343	1,28686	1,1542	1,3322	0,3322

e5

1	2	3	4	5	6	7	8
4,3	0,14635	0,29370	1,14635	1,29370	1,1581	1,3412	0,3412
4,4	0,15026	0,30052	1,15026	1,30052	1,1622	1,3507	0,3507
4,5	0,15368	0,30736	1,15368	1,30736	1,1661	1,3598	0,3598
4,6	0,15710	0,31420	1,15710	1,31420	1,1701	1,3691	0,3691
4,7	0,16050	0,32100	1,16050	1,32100	1,1740	1,3783	0,3783
4,8	0,16392	0,32783	1,16392	1,32783	1,1781	1,3879	0,3879
4,9	0,16734	0,33463	1,16734	1,33463	1,1821	1,3974	0,3974
5,0	0,17075	0,34150	1,17075	1,34150	1,1861	1,4068	0,4068
5,1	0,17417	0,34834	1,17417	1,34834	1,1903	1,4163	0,4163
5,2	0,17758	0,35516	1,17758	1,35516	1,1943	1,4264	0,4264
5,3	0,18100	0,36200	1,18100	1,36200	1,1984	1,4362	0,4362
5,4	0,18441	0,36882	1,18441	1,36882	1,2025	1,4460	0,4460
5,5	0,18783	0,37566	1,18783	1,37566	1,2066	1,45590	0,4559
5,6	0,19124	0,38248	1,19124	1,38248	1,2107	1,4653	0,4653
5,7	0,19466	0,38932	1,19466	1,38932	1,2149	1,4750	0,4750
5,8	0,19807	0,39614	1,19807	1,39614	1,2191	1,4862	0,4862
5,9	0,20149	0,40298	1,20149	1,40298	1,2232	1,4962	0,4962
6,0	0,20490	0,40980	1,20490	1,40980	1,2274	1,5065	0,5065
6,1	0,20832	0,41664	1,20832	1,41664	1,2316	1,5163	0,5163
6,2	0,21173	0,42346	1,21173	1,42346	1,2358	1,5272	0,5272
6,3	0,21515	0,43030	1,21515	1,43030	1,2401	1,5378	0,5378
6,4	0,21856	0,43712	1,21856	1,43712	1,2444	1,5485	0,5485
6,5	0,22198	0,44396	1,22198	1,44396	1,2486	1,5590	0,5590

1	2	3	4	5	6	7	8
6,6	0,22539	0,45078	1,22539	1,45078	1,2538	1,5695	0,5695
6,7	0,22680	0,45360	1,22680	1,45360	1,2571	1,5808	0,5808
6,8	0,22822	0,45644	1,23222	1,46444	1,2614	1,5911	0,5911
6,9	0,23564	0,47138	1,23564	1,47138	1,2656	1,6017	0,6017
7,0	0,23906	0,47810	1,23906	1,47810	1,2699	1,6126	0,6126
7,1	0,24246	0,48492	1,24246	1,48492	1,2742	1,6240	0,6240
7,2	0,24588	0,49176	1,24588	1,49176	1,2785	1,6351	0,6351
7,3	0,24929	0,49858	1,24929	1,49858	1,2828	1,6463	0,6463
7,4	0,25251	0,50502	1,25251	1,50502	1,2871	1,6570	0,6570
7,5	0,25612	0,51224	1,25612	1,51224	1,2914	1,6690	0,6690
7,6	0,25924	0,51848	1,25924	1,51848	1,2959	1,6798	0,6798
7,7	0,26295	0,52590	1,26295	1,52590	1,3007	1,6920	0,6920
7,8	0,26637	0,53274	1,26637	1,53274	1,3052	1,7034	0,7034
7,9	0,26978	0,53956	1,26978	1,53956	1,3097	1,7151	0,7151
8,0	0,27320	0,54640	1,27320	1,54640	1,3142	1,7270	0,7270
8,1	0,27661	0,55322	1,27661	1,55322	1,3187	1,7385	0,7385
8,2	0,28003	0,56002	1,28003	1,56006	1,3232	1,7515	0,7515
8,3	0,28344	0,56683	1,28344	1,56683	1,3277	1,7624	0,7624
8,4	0,28686	0,57372	1,28686	1,57372	1,3323	1,7743	0,7743
8,5	0,29027	0,58054	1,29027	1,58054	1,3368	1,7870	0,7870
8,6	0,29369	0,58738	1,29369	1,58738	1,3413	1,7991	0,7991
8,7	0,29710	0,59420	1,29710	1,59420	1,3459	1,8113	0,8113
8,8	0,30052	0,60104	1,30052	1,60104	1,3506	1,8240	0,8240
8,9	0,30392	0,60784	1,30392	1,60784	1,3551	1,8362	0,8362

1	2	3	4	5	6	7	8
9,0	0,80785	0,81470	1,80785	1,81470	1,8598	1,8491	0,8491
9,1	0,81076	0,82152	1,81076	1,82152	1,8645	1,8614	0,8614
9,2	0,81418	0,82336	1,81418	1,82336	1,8691	1,8743	0,8743
9,3	0,81759	0,83518	1,81759	1,83518	1,8738	1,8872	0,8872
9,4	0,82101	0,84202	1,82101	1,84202	1,8785	1,9001	0,9001
9,5	0,82442	0,84884	1,82442	1,84884	1,8832	1,9131	0,9131
9,6	0,82784	0,85568	1,82784	1,85568	1,8880	1,9262	0,9262
9,7	0,83125	0,86250	1,83125	1,86250	1,8927	1,9393	0,9393
9,8	0,83467	0,86934	1,83467	1,86934	1,8974	1,9529	0,9529
9,9	0,83808	0,87616	1,83808	1,87616	1,4022	1,9661	0,9661
10,0	0,84150	0,88300	1,84150	1,88300	1,4070	1,9799	0,9799

Таблица 6

$\rho = 0,56; T_{cp} = 300^\circ K (27^\circ C)$

	L, μ								$\rho_{гг},$ кг/см ³
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10.13	10.40	10.67	10.95	11.24	11.54	11.85	12.16	10
	20.27	20.81	21.37	21.95	22.54	23.15	23.78	24.42	20
	30.41	31.24	32.10	32.99	33.89	34.83	35.80	36.79	30
	40.55	41.69	42.86	44.06	45.31	46.59	47.91	49.27	40
		52.15	53.65	55.19	56.77	58.41	60.11	61.85	50
			62.63	64.46	66.35	68.30	70.31	72.39	60
			73.13	75.30	77.55	79.87	82.28	84.76	70
			83.64	86.17	88.79	91.49	94.30	97.20	80
300	370.10		97.05	100.0	103.2	106.4	109.7	113.1	90
290	357.90		108.00	111.3	114.8	118.5	122.2	126.1	100
280	345.90	336.5	118.90	122.6	126.5	130.6	134.8	139.1	110
270	334.20	325.0	129.80	133.9	138.2	142.7	147.3	152.1	120
260	322.60	313.6		145.2	149.9	154.8	159.8	165.1	130
250	311.00	302.3		156.5	161.6	166.9	172.3	177.9	140
240	299.40	290.9	282.70	167.8	173.2	178.9	184.7	190.7	150
230	287.80	279.5	271.50	178.9	184.8	190.8	197.0	203.4	160
220	276.10	268.0	260.20		196.3	202.6	209.1	215.8	170
210	264.20	256.5	248.90		207.7	214.3	221.2	228.2	180
200	252.30	244.8	237.50	230.3	219.0	226.0	233.1	240.3	190
$\rho_{гг},$ кг/см ³	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 7

$\rho = 0,56; T_{cp} = 310^\circ K (37^\circ C)$

	L, μ								$\rho_{гг},$ кг/см ³
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10.13	10.38	10.65	10.92	11.20	11.48	11.77	12.07	10
	20.26	20.78	21.32	21.87	22.44	23.02	23.62	24.24	20
	30.39	31.19	32.02	32.86	33.73	34.62	35.54	36.49	30
	40.53	41.62	42.74	43.89	45.07	46.29	47.54	48.83	40
		52.06	53.48	54.94	56.45	58.00	59.60	61.25	50
		62.51	64.24	66.03	67.88	69.78	71.74	73.76	60
		72.97	75.03	77.15	79.34	81.60	83.94	86.34	70
		83.45	85.84	88.30	90.85	93.47	96.19	98.99	80
300	356.20		96.66	99.47	102.40	105.40	108.50	111.70	90
290	354.20		107.50	110.70	113.90	117.30	120.80	124.40	100
280	342.40	333.60	118.30	121.90	125.50	129.30	133.20	137.20	110
270	330.80	322.20	129.20	133.10	137.10	141.20	145.50	150.00	120
260	319.30	310.90		144.30	148.70	153.20	157.90	162.70	130
250	307.80	300.00		155.50	160.20	165.10	170.20	175.40	140
240	296.20	288.20	280.40	166.60	171.70	177.00	182.40	188.00	150
230	284.60	276.80	269.30	177.80	183.20	188.80	194.60	200.50	160
220	272.90	265.10	258.00		194.70	200.60	206.60	212.90	170
210	261.20	253.00	246.70		206.00	212.20	218.60	225.20	180
200	249.30	241.20	235.30	228.50	217.30	223.80	230.50	237.30	190
$\rho_{гг},$ кг/см ³	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 8

$\mu = 0.56; T_{\text{ср}} = 320^{\circ}\text{K} (47^{\circ}\text{C})$

	L, μ								$\frac{p_{\text{гг}}}{\mu\Gamma/\text{см}^2}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10.12	10.37	10.63	10.89	11.15	11.43	11.71	12.0	10
	20.25	20.75	21.27	21.80	22.35	22.91	23.48	24.07	20
	30.38	31.15	31.94	32.75	33.58	34.44	35.32	36.22	30
	40.51	41.55	42.52	43.72	44.85	46.01	47.21	48.43	40
		51.97	53.33	54.73	56.16	57.64	59.16	60.72	50
		62.40	64.05	65.75	67.51	69.39	71.16	73.07	60
		72.83	74.79	76.81	78.88	81.02	83.22	85.49	70
		83.28	85.55	87.88	90.29	92.77	95.32	97.95	80
300	363.0		96.31	98.98	101.7	104.5	107.5	110.5	90
290	351.2		107.1	110.1	113.2	116.4	119.6	123.0	100
280	339.5	331.0	117.9	121.2	124.6	128.2	131.8	135.6	110
270	327.9	319.7	128.7	132.3	136.1	140.0	144.0	148.1	120
260	316.4	308.4		143.5	147.6	151.8	156.2	160.7	130
250	304.9	297.1		154.6	159.0	163.6	168.3	173.2	140
240	293.3	285.8	278.4	165.7	170.5	175.4	180.4	185.7	150
230	281.8	274.4	267.2	176.7	181.9	187.1	192.5	198.0	160
220	270.1	263.0	256.0		193.2	198.8	204.5	210.3	170
210	258.4	251.5	244.7		204.5	210.4	216.4	222.5	180
200	246.6	239.9	233.3	227.0	215.8	221.9	228.2	234.6	190
$\frac{p_{\text{гг}}}{\mu\Gamma/\text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 9

$\mu = 0.56; T_{\text{ср}} = 330^{\circ}\text{K} (57^{\circ}\text{C})$

	L, μ								$\frac{p_{\text{гг}}}{\mu\Gamma/\text{см}^2}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10.12	10.36	10.60	10.86	11.11	11.38	11.65	11.93	10
	20.24	20.73	21.23	21.74	22.26	22.80	23.35	23.92	20
	30.36	31.10	31.87	32.64	33.44	34.26	35.11	35.97	30
	40.49	41.49	43.52	45.57	47.66	49.77	51.91	54.08	40
		51.99	53.19	54.53	55.90	57.31	58.75	60.24	50
		62.29	63.87	65.50	67.17	68.89	70.64	72.45	60
		72.71	74.57	76.49	78.46	80.49	82.58	84.72	70
		84.13	85.28	87.50	89.78	92.13	94.54	97.03	80
300	360.2		94.01	98.53	101.1	103.8	106.5	109.4	90
290	348.4		106.7	109.6	112.5	115.5	118.6	121.7	100
280	336.8	328.7	117.5	120.6	123.8	127.8	130.6	134.1	110
270	325.2	317.4	128.2	131.6	135.2	138.9	142.7	146.5	120
260	313.7	306.1		142.7	146.6	150.6	154.7	158.9	130
250	302.2	294.9		153.8	158.0	162.3	166.7	171.3	140
240	290.7	283.6	276.5	164.8	169.3	173.9	178.7	183.6	150
230	279.2	272.2	265.4	175.8	180.6	185.6	190.6	195.8	160
220	267.5	260.8	254.2		191.9	197.2	202.5	208.0	170
210	255.8	249.3	242.9		203.2	208.7	214.3	220.1	180
200	244.0	237.7	231.6	225.5	214.4	220.1	226.1	232.1	190
$\frac{p_{\text{гг}}}{\mu\Gamma/\text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 10

$\rho = 0,56; T_{cp} = 340^\circ K (67^\circ C)$

	L, μ								$\rho_r, \kappa T / \text{см}^3$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,11	10,35	10,58	10,83	11,08	11,33	11,59	11,86	10
	20,23	20,70	21,18	21,68	22,18	22,70	23,23	23,78	20
	30,35	31,07	31,80	32,55	33,32	34,11	34,92	35,74	30
	40,47	41,44	42,43	43,44	44,48	45,55	46,64	47,76	40
		51,82	53,07	54,35	55,67	57,02	58,40	59,82	50
		62,20	63,72	65,28	66,88	68,51	70,20	71,92	60
		72,60	74,39	76,22	78,10	80,04	82,02	84,05	70
		83,00	85,06	87,18	89,35	91,59	93,88	96,24	80
300	358,00		95,74	98,15	100,60	103,20	105,80	108,40	90
290	346,10		106,40	109,10	111,90	114,70	117,70	120,70	100
280	334,10	326,60	117,10	120,10	123,20	126,30	129,60	132,90	110
270	321,80	315,30	127,80	131,10	134,50	137,90	141,50	145,10	120
260	311,20	304,00		142,10	145,80	149,50	153,40	157,10	130
250	299,70	292,70		153,10	157,00	161,10	165,30	169,60	140
240	288,20	281,40	274,70	164,10	168,30	172,70	177,20	181,80	150
230	276,70	270,10	263,60	175,00	179,50	184,20	189,00	193,90	160
220	265,10	258,70		252,40	190,80	195,70	200,80	206,00	170
210	253,40	247,30		241,20	201,90	207,20	212,50	218,00	180
200	241,70	235,70	229,90	224,20	213,10	218,60	224,10	230,00	190
$\rho_r, \kappa T / \text{см}^3$	300	200	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 11

$\rho = 0,56; T_{cp} = 350^\circ K (77^\circ C)$

	L, μ								$\rho_r, \kappa T / \text{см}^3$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,11	10,34	10,57	10,80	11,04	11,29	11,54	11,80	10
	20,22	20,64	21,15	21,62	22,11	22,61	23,12	23,65	20
	30,34	31,03	31,74	32,46	33,21	33,97	34,74	35,54	30
	40,46	41,39	42,34	43,32	44,32	45,35	46,40	47,47	40
		51,75	52,96	54,19	55,46	56,75	58,08	59,44	50
		62,12	63,58	65,08	66,61	68,18	69,79	71,44	60
		72,49	74,21	75,97	77,78	79,63	81,53	83,47	70
		82,87	84,85	86,88	88,96	91,10	93,28	95,53	80
300	355,50		95,50	97,80	100,20	102,60	105,10	107,60	90
290	343,70		106,10	108,70	111,40	114,10	116,90	119,70	100
280	332,00	324,50	116,80	119,70	122,60	125,60	128,70	131,80	110
270	320,40	313,30	127,50	130,60	133,80	137,10	140,50	143,90	120
260	308,90	302,00		141,50	145,00	148,60	152,30	156,00	130
250	297,50	290,80		152,50	156,20	160,10	164,00	168,10	140
240	286,00	279,50	267,00	163,40	167,40	171,60	175,80	180,20	150
230	274,50	268,20	256,40	174,30	178,60	183,00	187,50	192,10	160
220	262,90	256,80	245,30		189,80	194,70	199,30	204,10	170
210	251,30	245,40	234,10		200,90	206,10	210,90	216,00	180
200	239,60	234,00	222,80	223,00	212,00	211,50	222,40	227,90	190
$\rho_r, \kappa T / \text{см}^3$	300	2600	2200	1800					
	L, μ								

$\rho = 0.56; T_{cp} = 360^\circ K (87^\circ C)$

Таблица 12

		L, м							$\rho_{r, \kappa / \text{см}^2}$
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10.11	10.33	10.55	10.78	11.01	11.25	11.49	11.74	10
	20.22	20.66	21.11	21.57	22.05	22.53	23.03	23.53	20
		31.00	31.68	32.39	33.10	33.84	34.59	35.35	30
		41.34	42.27	43.21	44.18	45.17	46.19	47.21	40
		51.59	52.86	54.05	55.27	56.52	57.79	59.10	50
		62.05	63.46	64.90	66.37	67.89	69.43	71.02	60
		72.41	74.06	75.76	77.49	79.27	81.09	82.96	70
		82.77	84.68	86.63	88.63	90.67	92.77	94.92	80
300	352.30		95.30	97.51	99.77	102.10	104.50	106.90	90
290	340.90		105.90	108.40	110.90	113.30	116.20	118.90	100
280	329.60	322.60	116.50	119.30	122.10	124.90	127.90	130.90	110
270	318.20	311.50	127.20	130.20	133.20	136.40	139.60	142.90	120
260	306.90	300.30		141.00	144.40	147.80	151.30	154.90	130
250	295.50	289.10		151.90	155.50	159.20	163.00	166.90	140
240	284.10	277.90	271.80	162.80	165.60	170.60	174.70	178.80	150
230	272.80	266.60	260.70	173.70	177.80	182.00	186.30	190.70	160
220	261.10	255.30	249.60		189.90	193.40	197.90	202.60	170
210	249.50	243.90	238.40		200.00	204.70	209.50	214.40	180
200	237.90	232.50	227.20	222.00	211.00	216.00	221.00	226.20	190
$\rho_{r, \kappa / \text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					
L, м									

Таблица 13

 $\rho = 0.58; T_{cp} = 290^\circ K (17^\circ C)$

		L, м							$\rho_{r, \kappa / \text{см}^2}$
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10.14	10.43	10.72	11.03	11.34	11.67	12.00	12.34	10
	20.29	20.89	21.48	22.11	22.76	23.42	24.11	24.81	20
		31.35	32.28	33.21	34.24	35.27	36.33	37.42	30
		41.84	43.12	44.41	45.90	47.21	48.67	50.18	40
		52.35	53.99	55.68	57.44	59.26	61.14	63.09	50
		52.89	64.30	66.99	69.16	71.40	73.73	76.15	60
			75.85	78.35	80.94	83.64	86.44	89.35	70
			86.83	89.76	92.80	95.96	99.24	102.70	80
300	378.40		97.84	101.20	104.70	108.30	112.10	116.10	90
290	365.50		108.90	112.70	116.60	120.80	125.10	129.50	100
280	353.10	342.50	119.90	124.20	128.60	133.20	138.00	143.00	110
270	341.00	330.80	131.00	135.70	140.60	145.60	150.90	156.40	120
260	329.10	319.30		147.10	152.50	158.00	163.80	169.80	130
250	317.40	307.80		158.60	164.10	170.40	176.60	183.00	140
240	305.70	296.30	286.10	170.00	176.20	182.60	189.20	196.10	150
230	294.00	284.90	275.90	181.30	187.90	194.70	201.70	209.00	160
220	282.20	273.40	264.60		199.50	206.70	214.00	221.60	170
210	270.10	261.70	253.30		211.00	218.50	226.20	234.10	180
200	258.50	250.00	241.80	233.80	222.50	230.20	238.20	246.30	190
$\rho_{r, \kappa / \text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					
L, м									

Таблица 14

$\mu = 0.58; T_{cp} = 300^\circ K (27^\circ C)$

	L, μ								$\frac{\rho_{cr}}{\kappa / cm^3}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10.14	10.41	10.70	10.99	11.29	11.60	11.92	12.25	12.59	10
20.28	20.84	21.43	22.03	22.64	23.28	23.94	24.61	25.30	20
	31.29	32.19	33.11	34.06	35.04	36.05	37.09	38.16	30
	41.76	42.98	44.24	45.54	46.88	48.27	49.70	51.16	40
	52.25	53.81	55.42	57.09	58.81	60.59	62.43	64.33	50
	62.75	64.67	66.65	68.70	70.82	73.01	75.29	77.65	60
	73.28	75.66	77.92	80.37	82.90	85.53	88.25	91.07	70
	83.81	86.47	89.23	92.09	95.05	98.13	101.30	104.57	80
300	373.80	97.41	100.60	103.90	107.30	110.80	114.50	118.30	90
290	361.30	108.40	111.90	115.60	119.50	123.50	127.60	131.80	100
280	349.20	339.30	119.30	123.30	127.50	131.70	136.00	140.40	110
270	337.40	327.70	130.30	134.70	139.30	144.00	148.80	153.70	120
260	325.90	316.30		146.10	151.10	156.20	161.40	166.70	130
250	313.90	304.90		157.40	162.80	168.40	174.20	180.20	140
240	302.30	293.50	284.70	168.70	174.50	180.50	186.80	193.10	150
230	290.60	282.00	273.50	180.00	186.10	192.50	199.00	205.80	160
220	278.90	270.50	262.20		197.70	204.40	211.40	218.40	170
210	267.10	258.90	250.90		209.20	216.20	223.40	230.80	180
200	255.10	247.20	239.40	231.90	220.60	227.90	235.40	243.00	190

$\frac{\rho_{cr}}{\kappa / cm^3}$	1000	2600	2200	1800
	L, μ			

Таблица 15

$\mu = 0.58; T_{cp} = 310^\circ K (37^\circ C)$

	L, μ								$\frac{\rho_{cr}}{\kappa / cm^3}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10.13	10.40	10.67	10.95	11.24	11.54	11.84	12.16	12.50	10
20.27	20.81	21.37	21.95	22.54	23.15	23.77	24.42	25.10	20
	31.24	32.10	32.98	33.89	34.82	35.79	36.78	37.80	30
	41.69	42.85	44.03	45.29	46.57	47.88	49.24	50.65	40
	52.15	53.63	55.16	56.75	58.38	60.05	61.80	63.60	50
	62.62	64.44	66.31	68.25	70.25	72.32	74.45	76.65	60
	73.11	75.27	77.49	79.80	82.19	84.65	87.20	89.85	70
	83.91	86.12	88.71	91.40	94.17	97.04	100.00	103.07	80
300	369.60	96.99	99.96	103.00	106.20	109.50	112.90	116.40	90
290	357.40	107.90	111.20	114.70	118.30	122.00	125.80	129.70	100
280	345.50	336.10	118.80	122.50	126.40	130.40	134.50	138.80	110
270	333.80	324.70	129.70	133.80	138.00	142.40	147.00	151.70	120
260	322.20	313.30		145.10	149.60	154.50	159.50	164.60	130
250	310.60	301.90		156.30	161.20	166.50	171.90	177.40	140
240	299.00	290.60		167.50	172.90	178.50	184.30	190.20	150
230	287.40	279.20	275.80	178.70	184.50	190.40	196.50	202.80	160
220	275.60	267.70	265.60		196.00	202.20	208.70	215.30	170
210	263.50	256.10	254.30		207.40	214.00	220.70	227.70	180
200	251.90	244.10	242.90	239.00	218.70	226.40	232.60	239.80	190

$\frac{\rho_{cr}}{\kappa / cm^3}$	3000	2600	2200	1800
	L, μ			

Таблица 16

$\mu = 0,58; T_p = 320 \text{ K (47 } ^\circ\text{C)}$

	$L, \text{ м}$								$P_{гг},$ кг/см^2
	200	500	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,13	10,38	10,55	10,92	11,20	11,48	11,78	12,07	10
	20,26	20,78	21,32	21,87	22,44	23,03	23,63	24,24	20
		31,19	32,02	32,86	33,74	34,63	35,54	36,49	30
			41,61	42,73	43,88	45,06	46,28	47,53	40
			52,05	53,47	54,93	56,44	57,99	59,58	50
			62,50	64,23	66,02	67,85	69,79	71,70	60
			72,96	75,01	77,13	79,31	81,56	83,88	70
			83,43	85,81	88,27	90,80	93,40	96,10	80
300	305,00		95,62	98,12	102,30	105,30	108,40	111,50	90
200	374,00		107,30	110,60	113,80	117,20	120,70	124,30	100
250	342,20	333,40	118,30	121,80	125,40	129,10	133,00	137,00	110
270	330,10	322,90	120,10	123,90	126,90	131,0	135,30	139,70	120
280	319,10	310,70		141,20	148,50	152,90	157,60	162,40	130
290	307,50	299,40		155,30	160,00	164,90	169,90	175,10	140
240	295,00	288,00	280,20	168,60	171,50	176,60	182,10	187,60	150
230	284,30	276,60	261,10	177,60	183,00	188,60	194,30	200,10	160
220	272,70	265,10	257,30		194,40	200,00	206,30	212,50	170
210	260,90	253,60	246,50		207,50	213,90	218,30	224,60	180
200	248,00	241,90	235,10	228,30	217,10	223,60	230,20	236,90	190
$P_{гг},$ кг/см^2	3000	2600	2200	1800					
	$L, \text{ м}$								

Таблица 17

$\mu = 0,58; T_p = 330 \text{ K (57 } ^\circ\text{C)}$

	$L, \text{ м}$								$P_{гг},$ кг/см^2
	200	500	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,12	10,37	10,63	10,89	11,16	11,43	11,72	12,01	10
	20,24	20,75	21,27	21,81	22,35	22,92	23,49	24,08	20
		31,15	31,94	32,75	33,59	34,43	35,32	36,22	30
			41,55	42,62	43,72	44,86	46,02	47,21	40
			51,97	53,33	54,72	56,16	57,64	59,15	50
			62,39	64,04	65,74	67,49	69,29	71,14	60
			72,83	74,78	76,79	78,86	80,99	83,18	70
			83,27	85,53	87,86	90,25	92,72	95,27	80
300	362,90		98,29	98,94	101,70	104,50	107,40	110,40	90
200	351,10		107,10	110,10	113,10	116,30	119,50	122,90	100
280	339,40	331,00	117,80	121,30	124,60	128,10	131,70	135,40	110
270	327,80	319,60	128,60	132,30	136,00	139,90	143,90	148,00	120
260	316,30	308,30		143,40	147,50	151,70	156,00	160,50	130
250	304,70	297,00		154,50	158,90	163,50	168,20	173,00	140
240	293,20	285,70	278,30	165,60	170,30	175,20	180,20	185,10	150
230	281,60	274,30	267,10	176,60	181,70	186,90	192,30	197,80	160
220	270,00	262,80	255,90		193,10	198,60	204,30	210,10	170
210	258,20	251,30	244,60		204,40	210,20	216,20	222,30	180
200	246,30	239,70	233,20	226,80	215,60	221,70	228,00	234,40	190
$P_{гг},$ кг/см^2	3000	2600	2200	1800					
	$L, \text{ м}$								

Таблица 18

 $\beta = 0,58$ $T_{cp} = 10 \text{ K (67 } ^\circ\text{C)}$

		L, м							Pr, кГ/см ²
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10.12	10.36	10.61	10.84	11.12	11.38	11.65	11.94	10
	20.21	20.73	21.23	21.75	22.27	22.81	23.37	23.93	20
		31.11	31.87	32.65	33.46	34.28	35.12	35.99	30
		41.50	42.53	43.58	44.67	45.78	46.93	48.10	40
		51.89	53.21	54.54	55.91	57.32	58.77	60.26	50
		62.30	63.88	65.51	67.18	68.89	70.66	72.47	60
		72.71	74.58	76.50	78.47	80.50	82.58	84.73	70
		83.13	85.28	87.50	89.78	92.13	94.54	97.02	80
300	360.40		96.00	98.52	101.10	103.80	106.50	109.40	90
200	348.50		106.70	109.60	112.50	115.50	118.50	121.70	100
280	336.80	328.80	117.50	120.60	123.80	127.10	130.60	134.10	110
270	325.20	317.40	128.20	131.60	135.20	138.80	142.60	146.50	120
260	313.70	306.10		142.70	146.60	150.50	154.60	158.80	130
250	302.20	294.80		153.70	157.90	162.20	166.60	171.20	140
240	290.60	283.50	276.40	164.90	169.20	173.90	178.60	183.50	150
230	279.00	272.10	265.30	175.70	180.60	185.50	190.50	196.70	160
220	267.40	260.70	254.10		191.80	197.10	202.40	207.90	170
210	255.70	249.20	242.80		203.10	208.80	214.20	220.00	180
200	243.90	237.70	231.40	226.40	234.30	240.00	245.90	252.00	190
Pr, кГ/см ²	1000	2600	2200	1800					

Таблица 19

 $\beta = 0,58$ $T_{cp} = 350^\circ\text{K (77 } ^\circ\text{C)}$

		L, м							Pr, кГ/см ²
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10.11	10.35	10.59	10.83	11.08	11.34	11.60	11.87	10
	20.21	20.71	21.19	21.69	22.20	22.72	23.25	23.80	20
		31.07	31.81	32.56	33.34	34.13	34.94	35.77	30
		41.44	42.44	43.46	44.50	45.57	46.67	47.79	40
		51.82	53.08	54.37	55.69	57.04	58.43	59.85	50
		62.21	63.73	65.29	66.89	68.54	70.22	71.95	60
		72.60	74.39	76.23	78.12	80.06	82.05	84.09	70
		83.09	85.07	87.19	89.37	91.60	93.90	96.26	80
300	359.30		95.75	98.15	100.60	103.20	105.80	108.50	90
200	346.30		106.40	109.10	111.90	114.70	117.70	120.70	100
280	334.50	326.70	117.10	120.10	123.20	126.30	129.60	132.90	110
270	322.80	315.10	127.80	131.00	134.50	137.90	141.50	145.10	120
260	311.30	304.00		142.10	145.70	149.50	153.40	157.30	130
250	299.70	292.70		153.10	157.00	161.10	165.30	169.50	140
240	288.20	281.10	274.70	164.00	168.30	172.60	177.10	181.70	150
230	276.60	270.00	263.50	175.00	179.50	184.10	188.90	193.80	160
220	265.00	258.60	252.40		190.70	195.70	200.70	205.90	170
210	253.40	247.20	241.10		201.90	207.10	212.10	217.40	180
200	241.80	235.70	229.80	224.10	213.00	218.30	224.10	229.80	190
Pr, кГ/см ²	1000	2600	2200	1800					

$\gamma = 0,58; T_{cp} = 360^\circ K (87^\circ C)$

Таблица 20

	L, μ								P_{re} кг/см ²
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,11	10,34	10,57	10,81	11,05	11,30	11,55	11,81	10
	20,23	20,68	21,15	21,63	22,13	22,63	23,15	23,67	20
		31,04	31,75	32,48	33,23	33,99	34,77	35,57	30
		41,40	42,36	43,34	44,35	45,38	46,43	47,51	40
		51,76	52,94	54,21	55,49	56,79	58,12	59,49	50
		62,13	63,60	65,10	66,64	68,22	69,84	71,50	60
		72,51	74,23	76,00	77,81	79,67	81,58	83,53	70
		82,89	84,87	86,91	89,00	91,14	93,34	95,59	80
300	355,30		95,52	97,83	100,20	102,60	105,10	107,70	90
200	343,60		106,20	108,80	111,40	114,10	116,90	119,80	100
280	332,00	324,70	116,80	119,70	122,60	125,60	128,70	131,90	110
270	320,50	313,40	127,50	130,60	133,80	137,10	140,50	144,00	120
260	309,10	302,10		141,60	145,00	148,60	152,30	156,10	130
250	297,60	290,90		152,50	156,30	160,10	164,10	168,20	140
240	286,10	279,60	273,20	163,40	167,40	171,60	175,90	180,20	150
230	274,60	268,30	262,10	174,30	178,60	183,00	187,60	192,20	160
220	263,00	256,90	250,90		189,80	194,50	199,30	204,20	170
210	251,40	245,50	239,70		200,90	205,90	210,90	216,10	180
200	239,70	234,00	228,50	223,10	212,00	217,20	222,50	227,90	190
P_{re} кг/см ²	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 21

$\gamma = 0,64; T_{cp} = 290^\circ K (17^\circ C)$

	L, μ								P_{re} кг/см ²
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,15	10,44	10,75	11,07	11,39	11,73	12,08	12,43	10
	20,30	20,91	21,54	22,19	22,86	23,55	24,27	25,00	20
		31,40	32,37	33,37	34,41	35,50	36,59	37,73	30
		41,91	43,24	44,61	46,04	47,51	49,04	50,62	40
		52,45	54,15	55,92	57,75	59,65	61,63	63,68	50
		63,00	65,11	67,29	69,55	71,90	74,35	76,90	60
		73,59	76,10	78,71	81,13	84,26	87,20	90,27	70
		84,19	87,13	90,19	93,38	96,70	100,20	103,80	80
300	382,10		98,19	101,70	105,40	109,20	113,20	117,40	90
200	369,50		109,30	113,30	117,40	121,80	126,30	131,10	100
280	356,40	345,30	120,40	124,80	129,50	134,40	139,40	144,70	110
270	344,10	333,40	131,50	136,40	141,60	146,90	152,50	158,40	120
260	332,10	321,80		148,00	153,60	159,50	165,60	171,90	130
250	320,30	310,30		159,50	165,60	171,90	178,50	185,30	140
240	308,50	298,80	289,20	170,90	177,50	184,20	191,20	198,50	150
230	296,80	287,30	277,90	182,30	189,30	196,40	203,80	211,40	160
220	285,00	275,70	266,60		201,00	208,50	216,20	224,20	170
210	273,10	264,10	255,20		212,50	220,40	228,40	236,70	180
200	261,20	252,30	243,70	235,30	224,00	232,10	240,50	249,00	190
P_{re} кг/см ²	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 22

$\rho = 0,6$; $T_{cp} = 300^\circ K$ ($27^\circ C$)

	$L, м$								$\rho_{гг},$ $кг/см^2$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,14	10,42	10,72	11,03	11,34	11,67	12,00	12,34	12,68	10
20,29	20,88	21,48	22,11	22,75	23,41	24,10	24,80	25,50	20
	31,34	32,28	33,24	34,23	35,25	36,31	37,40	38,50	30
	41,83	43,11	44,42	45,78	47,19	48,64	50,14	51,68	40
	52,34	53,97	55,66	57,41	59,21	61,09	63,03	65,02	50
	62,87	64,89	66,95	69,10	71,33	73,65	76,05	78,50	60
	73,42	75,84	78,29	80,87	83,54	86,32	89,20	92,18	70
	83,99	86,78	89,68	92,69	95,82	99,08	102,50	106,08	80
		97,78	101,10	104,00	108,20	111,90	115,80	120,00	90
300	377,60		108,80	112,60	116,50	120,50	124,80	129,20	100
290	364,90		119,80	124,00	128,40	133,00	137,70	142,60	110
280	352,50	342,10		135,50	140,30	145,30	150,60	156,00	120
270	340,60	330,40	130,80		152,20	157,70	163,40	169,30	130
260	328,70	318,90		146,90		170,00	176,10	182,50	140
250	317,00	307,50		158,40	164,10		188,80	195,50	150
240	305,30	296,00	286,80	169,70	175,90	182,20		208,40	160
230	293,50	284,50	275,60	181,10	187,60	194,30	201,20		170
220	281,80	273,00	264,30		199,20	206,30	213,60	221,10	180
210	269,90	261,30	252,90		210,70	218,10	225,70	233,50	190
200	257,90	249,60	241,40	233,50	222,10	229,80	237,70	245,80	190

Таблица 23

$\rho = 0,6$; $T_{cp} = 310^\circ K$ ($37^\circ C$)

	$L, м$								$\rho_{гг},$ $кг/см^2$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,14	10,41	10,70	10,99	11,29	11,60	11,92	12,25	12,58	10
20,29	20,84	21,43	22,02	22,64	23,28	23,93	24,60	25,28	20
	31,29	32,18	33,10	34,05	35,03	36,03	37,07	38,14	30
	41,75	42,97	44,23	45,52	46,86	48,23	49,66	51,14	40
	52,24	53,79	55,39	57,05	58,76	60,53	62,36	64,24	50
	62,74	64,64	66,60	68,64	70,74	72,92	75,17	77,48	60
	73,25	75,51	77,65	80,28	82,79	85,39	88,08	90,84	70
	83,78	86,41	89,14	91,97	94,90	97,93	101,10	104,40	80
		97,34	100,50	103,70	107,10	110,50	114,20	118,00	90
300	373,10		108,30	111,80	115,50	119,30	123,20	127,30	100
290	360,70		119,20	123,20	127,20	131,50	135,90	140,40	110
280	348,60	338,80		134,50	139,00	143,70	148,50	153,50	120
270	336,80	327,20	130,20		150,80	155,60	161,10	166,60	130
260	325,10	315,90		145,90		162,50	168,00	173,70	140
250	313,40	304,50		157,20	162,50		176,20	182,50	150
240	301,80	293,00	284,10	168,50	174,20	180,10	186,20	192,50	160
230	290,10	281,50	273,10	179,70	185,70	192,10	198,50	205,20	170
220	278,40	270,00	261,90		197,30	204,00	210,80	217,80	180
210	266,50	258,40	250,50		208,80	215,80	222,90	230,20	190
200	254,50	246,70	239,00	231,50	220,20	227,50	234,90	242,40	190

$p = 0,60; T_{cp} = 320^\circ K (47^\circ C)$

Таблица 24

	L, μ								ρ_{cr} $\kappa/\text{см}^3$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,13	10,40	10,67	10,95	11,24	11,54	11,85	12,16	10
	20,27	20,81	21,37	21,95	22,54	23,15	23,77	24,42	20
		31,24	32,10	32,98	33,88	34,82	35,78	36,77	30
		41,68	42,85	44,04	45,29	46,55	47,86	49,21	40
		52,14	53,62	55,15	56,72	58,34	60,02	61,75	50
		62,61	64,42	66,28	68,21	70,20	72,25	74,37	60
		73,09	75,24	77,45	79,74	82,10	84,55	87,07	70
		83,59	86,08	88,65	91,31	94,06	96,90	99,84	80
300	309,10		96,93	99,87	102,99	106,10	109,30	112,70	90
200	357,00		107,80	111,10	114,50	118,10	121,80	125,50	100
280	345,10	335,80	118,70	122,40	126,20	130,10	134,20	138,40	110
270	333,40	324,40	129,60	133,60	137,80	142,20	146,70	151,30	120
260	321,80	313,00		144,90	149,50	154,20	159,10	164,20	130
250	310,20	301,60		156,10	161,90	166,20	171,90	177,90	140
240	298,60	290,30	282,10	167,30	172,70	178,20	183,80	189,70	150
230	287,00	278,80	270,90	178,50	184,20	190,10	196,10	202,30	160
220	275,20	267,30	259,60		195,70	201,90	208,30	214,80	170
210	263,40	255,70	248,30		207,10	213,60	220,30	227,20	180
200	251,40	244,10	236,80	229,70	218,50	225,80	232,20	239,40	190
ρ_{cr} $\kappa/\text{см}^3$	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 25

$p = 0,60; T_{cp} = 310^\circ K (37^\circ C)$

	L, μ								ρ_{cr} $\kappa/\text{см}^3$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,13	10,39	10,65	10,92	11,20	11,49	11,78	12,08	10
	21,26	21,78	22,32	22,88	23,45	24,03	24,63	25,25	20
		31,19	32,02	32,86	33,73	34,63	35,55	36,49	30
		41,62	42,73	43,88	45,06	46,28	47,53	48,81	40
		52,05	53,47	54,93	56,43	57,97	59,57	61,20	50
		62,50	64,22	66,00	67,83	69,72	71,66	73,67	60
		72,95	74,99	77,10	79,27	81,51	83,82	86,20	70
		83,42	85,78	88,22	90,74	93,34	96,02	98,79	80
300	305,00		95,59	99,37	102,29	105,20	108,30	111,40	90
200	354,00		107,40	111,50	115,80	120,50	125,50	130,10	100
280	342,10		118,20	121,70	125,30	129,00	132,80	136,80	110
270	330,10		129,00	132,90	136,80	140,90	145,10	149,50	120
260	318,80	310,50		144,10	148,40	152,80	157,40	162,10	130
250	307,30	299,20		155,20	159,90	164,70	169,70	174,80	140
240	295,70	287,80	280,10	166,40	171,40	176,50	181,90	187,30	150
230	284,10	276,40	268,90	177,50	182,80	188,30	194,00	199,80	160
220	272,40	264,90	257,60		194,30	200,10	206,10	212,20	170
210	260,60	253,40	246,30		205,60	211,70	218,00	224,50	180
200	248,70	241,70	234,80	228,10	216,90	223,30	229,90	236,70	190
ρ_{cr} $\kappa/\text{см}^3$	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 26

$\rho=0,60$; $T_{cp}=340\text{ K } (67^{\circ}\text{C})$

	$L, \text{ м}$								$\frac{P_{\text{кр}}}{\kappa \Gamma \cdot \text{см}^2}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,12	10,37	10,63	10,89	11,16	11,44	11,72	12,01	10
	20,25	20,76	21,28	21,81	22,36	22,92	23,50	24,09	20
		31,15	31,91	32,76	33,59	34,45	35,33	36,24	30
		41,55	42,63	43,73	44,86	46,02	47,21	48,44	40
		51,97	53,33	54,72	56,16	57,63	59,15	60,77	50
		62,39	64,04	65,74	67,48	69,28	71,13	73,03	60
		72,82	74,77	76,78	78,84	80,96	83,15	85,40	70
		83,25	85,51	87,83	90,22	92,68	95,22	97,82	80
			96,27	98,91	101,60	104,40	107,30	110,30	90
300	362,00		107,00	110,00	113,10	116,20	119,40	122,80	100
200	351,00			124,50	128,00	131,60	135,30	139,10	110
280	339,30	330,90	117,80	121,10	124,50	128,00	131,60	135,30	120
270	327,70		128,60	132,20	135,90	139,80	143,70	147,80	130
260	316,20	308,20		143,30	147,40	151,60	155,90	160,30	140
250	304,60	296,90		154,40	158,80	163,30	168,00	172,80	150
240	293,10	285,60	278,20	165,50	170,20	175,40	180,00	185,20	160
230	281,40	274,10	267,00	174,50	181,60	186,80	192,10	197,60	170
220	269,80	262,70	255,70		192,90	198,40	204,10	209,90	180
210	258,00	251,10	244,40		204,20	210,00	216,00	222,30	190
200	246,10	239,50	233,00	226,70	215,50	221,60	227,80	234,10	200
$\frac{P_{\text{кр}}}{\kappa \Gamma \cdot \text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					
	$L, \text{ м}$								

Таблица 27

$\rho=0,60$; $T_{cp}=320\text{ K } (77^{\circ}\text{C})$

	$L, \text{ м}$								$\frac{P_{\text{кр}}}{\kappa \Gamma \cdot \text{см}^2}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,12	10,36	10,61	10,86	11,12	11,39	11,66	11,94	10
	20,24	20,73	21,23	21,75	22,28	22,82	23,38	23,95	20
		31,11	31,88	32,66	33,47	34,20	35,14	36,01	30
		41,50	42,53	43,59	44,68	45,80	46,94	48,12	40
		51,89	53,20	54,54	55,92	57,33	58,79	60,28	50
		62,30	63,80	65,31	67,19	68,91	70,67	72,49	60
		72,71	74,58	76,50	78,47	80,50	82,59	84,73	70
		83,13	85,29	87,50	89,78	92,13	94,54	97,02	80
			96,00	98,52	101,10	103,80	106,50	109,30	90
300	362,70		106,70	109,60	112,50	115,40	118,50	121,70	100
200	351,70			120,60	123,80	127,10	130,50	134,00	110
280	339,70	330,80	117,40	120,20	123,20	126,80	130,50	134,00	120
270	327,70		128,20	131,60	135,20	138,80	142,50	146,40	130
260	316,20	308,10		142,70	146,50	150,50	154,50	158,70	140
250	304,60	296,10		153,70	157,90	162,10	166,50	171,10	150
240	293,10	284,70	276,30	164,70	169,20	173,80	178,50	183,30	160
230	281,40	272,00	265,30	175,70	180,50	185,40	190,40	195,50	170
220	269,80	260,00	254,00		191,80	197,00	202,30	207,70	180
210	258,00	248,00	242,70		203,00	208,50	214,10	219,80	190
200	246,10	235,50	231,30	225,30	214,20	219,90	225,80	231,80	200
$\frac{P_{\text{кр}}}{\kappa \Gamma \cdot \text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					
	$L, \text{ м}$								

$\rho=0,60$; $T_{cp}=360^{\circ}\text{K}$ (87°C)

Таблица 28

	L, μ								ρ_{cr} кг/см ³
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,12	10,35	10,59	10,84	11,09	11,35	11,61	11,88	10
	20,23	20,71	21,20	21,67	22,21	22,73	23,27	23,81	20
		31,03	31,81	32,57	33,35	34,14	34,96	35,80	30
		41,45	42,45	43,47	44,52	45,55	46,69	47,82	40
		51,83	53,09	54,38	55,70	57,06	58,45	59,88	50
		62,21	63,74	65,31	66,91	68,56	70,25	71,98	60
		72,60	74,40	76,25	78,14	80,08	82,07	84,11	70
		86,99	89,07	91,20	93,38	95,62	97,92	100,28	80
300	358,10		95,75	98,16	100,60	103,20	105,80	108,50	90
290	319,10		106,4	109,10	111,90	114,70	117,70	120,70	100
280	334,60	326,80	117,1	120,10	123,20	125,30	129,60	132,90	110
270	322,30	315,40	127,3	131,10	134,50	137,90	141,50	145,10	120
260	311,30	304,50		142,10	145,70	149,50	153,30	157,30	130
250	299,70	292,70		153,00	157,00	161,10	165,20	169,50	140
240	288,20	281,40	274,70	164,07	168,20	172,60	177,10	181,70	150
230	276,60	270,00	263,50	174,90	179,50	184,10	188,90	193,70	160
220	265,00	258,60	252,30		190,70	195,60	200,70	205,80	170
210	253,30	247,10	241,10		201,90	207,10	212,40	217,80	180
200	241,50	235,60	229,80	224,10	213,00	218,40	224,00	229,70	190
ρ_{cr} кг/см ³	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 29

$\rho=0,62$; $T_{cp}=290^{\circ}\text{K}$ (17°C)

	L, μ								ρ_{cr} кг/см ³
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,15	10,40	10,73	11,11	11,45	11,80	12,16	12,54	10
	20,31	20,95	21,60	22,28	22,98	23,71	24,46	25,23	20
		31,16	32,47	33,52	34,61	35,74	36,90	38,11	30
		42,00	43,30	44,84	46,34	47,90	49,52	51,20	40
		52,37	54,37	56,24	58,19	60,21	62,32	64,51	50
		63,18	65,40	67,72	70,14	72,67	75,30	78,05	60
		73,81	76,49	79,29	82,21	85,25	88,45	91,79	70
		84,47	87,62	90,92	94,37	97,97	101,70	105,70	80
300	381,10		98,80	102,61	106,60	110,80	115,20	119,80	90
290	371,30		110,00	114,34	118,90	123,60	128,50	133,90	100
280	359,40	348,50	121,20	126,08	131,20	136,50	142,10	147,10	110
270	347,60	336,50	132,10	137,82	143,50	149,40	155,50	161,10	120
260	335,90	325,10		149,52	155,70	162,10	168,80	175,80	130
250	324,20	313,70		161,16	167,80	174,70	181,90	189,40	140
240	312,50	302,30	292,20	172,70	179,80	187,20	194,80	202,80	150
230	300,70	290,90	281,00	184,20	191,70	199,50	207,50	215,80	160
220	289,20	279,40	269,70		203,50	211,40	219,10	228,60	170
210	277,40	267,80	258,40		215,10	223,50	232,20	241,10	180
200	265,50	256,10	246,90	237,90	226,50	235,30	244,30	253,40	190
ρ_{cr} кг/см ³	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

Таблица 30

$\mu=0,62; T_{cp}=300^{\circ}K (27^{\circ}C)$

	$L, м$								P_r кг/см ²
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,15	10,44	10,75	11,07	11,39	11,73	12,07	12,43	10
	20,30	20,91	21,54	22,18	22,85	23,54	24,26	24,99	20
		31,39	32,36	33,36	34,39	35,46	36,56	37,70	30
		41,90	43,22	44,59	46,01	47,48	49,00	50,57	40
		52,43	54,13	55,89	57,71	59,60	61,56	63,59	50
		62,99	65,07	67,24	69,49	71,82	74,23	76,77	60
		73,56	76,06	78,65	81,34	84,15	87,06	90,10	70
		84,16	87,07	90,11	93,26	96,55	99,98	103,50	80
			98,12	101,60	105,20	109,00	112,10	117,10	90
300	381,40		109,20	113,10	117,20	121,50	126,00	130,70	100
290	368,40		120,30	124,70	129,30	134,10	139,10	144,30	110
280	355,80	344,80	136,20	141,30	146,60	152,10	157,90	163,90	120
270	343,60	332,90	159,20	165,20	171,50	178,00	184,70	191,60	130
260	331,60	321,40	177,10	183,80	190,60	197,60	204,80	212,10	140
250	319,80	309,80	188,80	196,00	203,30	210,80	218,40	226,10	150
240	308,00	298,30	200,60	208,00	215,70	223,50	231,50	239,60	160
230	296,20	286,80	212,10	220,00	228,10	236,40	244,80	253,30	170
220	284,40	275,20	223,60	232,00	240,60	249,30	258,10	267,00	180
210	272,60	263,60	235,00	244,00	253,20	262,60	272,10	281,70	190
200	260,60	251,80	243,30	253,00	262,60	272,30	282,10	292,00	
P_r кг/см ²	3000	2000	2200	1800					
	$L, м$								

Таблица 31

$\mu=0,62; T_{cp} 310^{\circ}K (37^{\circ}C)$

	$L, м$								P_r кг/см ²
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
	10,14	10,43	10,72	11,03	11,34	11,66	11,99	12,34	10
	20,29	20,87	21,48	22,10	22,74	23,41	24,09	24,79	20
		31,34	32,27	33,24	34,21	35,23	36,28	37,37	30
		41,82	43,09	44,40	45,75	47,15	48,59	50,08	40
		52,33	53,95	55,62	57,36	59,15	61,01	62,93	50
		62,85	64,84	66,90	69,03	71,24	73,53	75,90	60
		73,39	75,76	78,22	80,76	83,40	86,15	88,99	70
		83,95	86,71	89,58	92,55	95,64	98,85	102,20	80
			97,68	101,00	104,40	107,90	111,00	115,50	90
300	376,70		108,70	112,40	116,20	120,30	124,70	129,30	100
290	364,10		123,80	128,10	132,60	137,30	142,10	147,10	110
280	351,80	341,50	135,30	140,00	145,00	150,20	155,50	161,00	120
270	339,90	329,80	146,70	151,90	157,30	163,00	168,70	174,70	130
260	328,10	318,40	158,10	163,70	169,50	175,50	181,70	188,10	140
250	316,30	306,90	169,40	175,50	181,70	188,10	194,80	201,60	150
240	304,60	295,40	180,70	187,20	193,80	200,60	207,60	214,80	160
230	292,90	283,90	192,00	198,80	205,70	212,80	220,10	227,60	170
220	281,10	272,30	203,30	210,30	217,60	225,10	232,80	240,70	180
210	269,20	260,70	214,60	222,00	229,50	237,10	245,00	253,10	190
200	257,20	248,90	225,90	233,00	240,60	248,30	256,10	264,10	
P_r кг/см ²	3000	2000	2200	1800					
	$L, м$								

$\rho=0,62; T_{cp}=320^{\circ}\text{K} (47^{\circ}\text{C})$

Таблица 32

		$L, \text{м}$							$\frac{P_r}{\kappa I^2 \text{см}^2}$
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10,14	10,41	10,70	10,99	11,29	11,60	11,92	12,25	10
	20,28	20,84	21,42	22,02	22,64	23,27	23,92	24,60	20
		31,29	32,18	33,09	34,04	35,01	36,02	37,05	30
		41,75	42,96	44,21	45,50	46,83	48,20	49,62	40
		52,23	53,77	55,37	57,01	58,71	60,47	62,28	50
		62,72	64,61	66,56	68,58	70,67	72,82	75,06	60
		73,23	75,47	77,79	80,19	82,68	85,25	87,92	70
		83,75	86,36	89,06	91,86	94,75	97,75	100,90	80
	300	372,50		97,26	100,40	103,60	106,90	110,30	90
	290	360,10		108,29	111,70	115,30	119,00	122,80	100
280	348,10	338,30	119,10	123,00	127,00	131,20	135,50	140,00	110
270	336,30	326,80	130,00	134,30	138,80	143,40	148,10	153,10	120
260	324,60	315,40		145,60	150,50	155,50	160,70	166,10	130
250	312,90	304,00		157,00	162,20	167,60	173,20	179,00	140
240	301,30	292,50	284,00	168,20	173,90	179,70	185,70	191,90	150
230	289,60	281,10	272,80	179,50	185,40	191,50	198,00	204,60	160
220	277,80	269,50	261,50		197,00	203,50	210,30	217,20	170
210	265,90	257,90	250,10		208,50	215,50	222,40	229,60	180
200	254,00	246,20	238,60	231,20	219,50	227,00	234,40	241,90	190
$\frac{P_r}{\kappa I^2 \text{см}^2}$		300	260	2200	1800				
		$L, \text{м}$							

Таблица 33

$\rho=0,62; T_{cp}=330^{\circ}\text{K} (57^{\circ}\text{C})$

		$L, \text{м}$							$\frac{P_r}{\kappa I^2 \text{см}^2}$
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10,13	10,10	10,67	10,96	11,25	11,54	11,85	12,16	10
	20,27	20,81	21,37	21,95	22,54	23,15	23,77	24,42	20
		31,24	32,09	32,97	33,88	34,81	35,77	36,76	30
		41,68	42,84	44,04	45,27	46,54	47,84	49,19	40
		52,13	53,61	55,13	56,70	58,32	59,98	61,71	50
		62,60	64,40	66,26	68,17	70,15	72,19	74,30	60
		73,08	75,21	77,41	79,69	82,04	84,47	86,97	70
		83,57	86,04	88,60	91,24	93,97	96,79	99,71	80
	300	398,80		96,89	99,80	102,80	105,90	109,20	90
	290	386,70		107,70	111,00	114,40	117,90	121,60	100
280	374,80	335,60	118,60	122,30	126,00	130,00	134,00	138,20	110
270	363,00	324,10	129,50	133,50	137,70	142,00	146,40	151,00	120
260	351,50	312,70		144,70	149,30	154,00	158,80	163,80	130
250	340,90	301,30		159,00	160,90	166,00	171,20	176,60	140
240	329,30	290,00	281,70	167,20	172,50	177,90	183,50	189,30	150
230	318,50	278,50	270,60	178,40	184,00	189,80	195,80	201,90	160
220	307,80	267,00	259,30		195,50	201,60	207,90	214,40	170
210	297,00	255,40	248,00		206,90	213,30	219,90	226,70	180
200	286,00	243,70	236,50	229,50	218,20	225,00	231,90	239,00	190
$\frac{P_r}{\kappa I^2 \text{см}^2}$		300	2600	2200	1800				
		$L, \text{м}$							

Таблица 34

$\mu=0,62$; $T_{cp}=340^\circ K$ ($67^\circ C$)

$L, м$									P_r кг/см ²
200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000		
10,13	10,39	10,65	10,92	11,20	11,49	11,79	12,09	10	
20,26	20,78	21,32	21,88	22,45	23,04	23,64	24,25	20	
	31,79	32,02	32,86	33,73	34,63	35,55	36,49	30	
	41,62	42,73	43,88	45,06	46,27	47,52	48,80	40	
	52,05	53,46	54,92	56,42	57,96	59,55	61,18	50	
	62,49	64,21	65,98	67,81	69,69	71,63	73,62	60	
	72,94	74,98	77,07	79,24	81,46	83,76	86,13	70	
	83,40	85,76	88,19	90,69	93,28	95,94	98,69	80	
300	360,70	96,55	99,32	102,20	105,10	108,20	111,30	90	
290	355,70	107,40	110,50	113,70	117,00	120,40	123,80	100	
280	341,90	333,10	118,20	121,60	125,20	128,90	132,70	110	
270	330,20	321,70	129,00	132,80	136,70	140,80	144,90	120	
260	318,60	310,30		143,90	148,20	152,60	157,20	130	
250	307,00	299,00		155,10	159,70	164,50	169,40	140	
240	295,50	287,60	279,90	166,20	171,20	176,30	181,60	150	
230	285,80	276,20	268,70	177,40	182,60	188,10	193,70	160	
220	272,10	264,70	257,40		194,10	199,90	205,80	170	
210	260,30	253,10	246,00		205,40	211,50	217,80	180	
200	248,40	241,40	234,60	228,00	216,70	223,10	229,60	190	
P_r кг/см ²									
	3000	2600	2200	1800					
$L, м$									

Таблица 35

$\mu=0,62$; $T_{cp}=350^\circ K$ ($77^\circ C$)

$L, м$									P_r кг/см ²
200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000		
10,12	10,37	10,65	10,89	11,16	11,44	11,73	12,02	10	
20,25	20,76	21,28	21,82	22,37	22,93	23,51	24,10	20	
	31,15	31,95	32,70	33,60	34,46	35,34	36,25	30	
	41,56	42,63	43,73	44,87	46,03	47,22	48,45	40	
	51,97	53,33	54,72	56,10	57,64	59,15	60,71	50	
	62,39	64,04	65,74	67,48	69,28	71,13	73,03	60	
	72,82	74,77	76,77	78,83	80,96	83,14	85,39	70	
	83,26	85,51	87,82	90,21	92,66	95,19	97,80	80	
300	363,00	96,26	98,89	101,60	104,40	107,30	110,20	90	
290	351,10	107,00	110,00	113,00	116,10	119,40	122,70	100	
280	339,30	330,90	117,80	121,10	124,40	127,90	131,50	110	
270	327,60	319,50	128,60	132,20	135,90	139,70	143,60	120	
260	316,00	308,10		143,20	147,30	151,40	155,70	130	
250	304,40	296,70		154,30	158,70	163,20	167,80	140	
240	292,90	285,40	278,00	165,40	170,10	174,90	179,90	150	
230	281,20	273,90	266,80	176,50	181,50	186,60	191,90	160	
220	269,50	262,50	255,60		192,80	198,30	203,90	170	
210	257,80	250,90	244,20		204,10	209,90	215,80	180	
200	245,90	239,30	232,80	226,50	215,40	221,40	227,60	190	
P_r кг/см ²									
	3000	2600	2200	1800					
$L, м$									

Таблица 36

$\rho=0,62; T_{cp}=360^{\circ}\text{K} (87^{\circ}\text{C})$

	$L, \text{м}$								$\frac{p_r}{\kappa \Gamma / \text{см}^2}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,12	10,36	10,51	10,87	11,13	11,40	11,67	11,94	12	
20,24	20,73	21,04	21,76	22,29	22,83	23,39	23,95	24	
	31,11	31,88	32,67	33,48	34,31	35,15	36,02	36	
	41,50	42,54	43,60	44,69	45,81	46,96	48,15	48	
	51,90	53,21	54,55	55,93	57,35	58,80	60,31	60	
	62,30	63,89	65,52	67,20	68,92	70,68	72,53	72	
	72,71	74,58	76,50	78,48	80,51	82,59	84,80	84	
	82,13	85,28	87,50	89,78	92,12	94,53	97,00	96	
300		95,00	98,51	101,10	103,80	106,50	109,20	108	
290		106,70	109,50	112,40	115,40	118,50	122,00	120	
280	328,80	117,40	120,60	123,80	127,10	130,50	134,30	132	
270	317,40	128,20	131,50	135,10	138,70	142,50	146,70	144	
260	306,00		142,60	146,50	150,40	154,50	158,70	156	
250	294,60		153,60	157,80	162,10	166,40	169,90	168	
240	283,20	276,20	164,70	169,10	173,70	178,40	183,30	180	
230	271,90	265,10	175,60	180,40	185,30	190,30	195,20	192	
220	260,40	253,80		191,70	196,80	202,20	207,50	204	
210	248,90	242,10		202,90	208,40	213,90	219,70	216	
200	237,30	231,20	225,20	214,10	219,50	225,70	231,50	228	
$\frac{p_r}{\kappa \Gamma / \text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					

Таблица 37

$\rho=0,64; T_{cp}=290^{\circ}\text{K} (17^{\circ}\text{C})$

	$L, \text{м}$								$\frac{p_r}{\kappa \Gamma / \text{см}^2}$
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,16	10,48	10,81	11,15	11,50	11,87	12,25	12,63	12	
20,32	20,98	21,66	22,37	23,09	23,85	24,63	25,44	25	
	31,51	32,57	33,66	34,79	35,97	37,19	38,45	38	
	42,08	43,53	45,04	46,61	48,25	49,95	51,72	51	
	52,68	54,56	56,52	58,57	60,70	62,92	65,24	64	
	63,32	65,66	68,10	70,65	73,32	76,12	79,04	78	
	74,00	76,86	79,77	82,87	86,11	89,51	93,08	91	
	84,70	88,04	91,53	95,19	99,04	103,10	107,30	105	
300	382,30	99,30	103,30	107,60	112,10	116,80	121,70	119	
290	371,80		110,60	115,20	120,10	125,20	130,50	128	
280	360,90	349,70	121,90	127,10	132,50	138,30	144,30	142	
270	349,80	338,70	133,20	138,90	145,00	151,30	157,90	155	
260	338,60	327,70		150,70	157,50	164,20	171,40	169	
250	327,30	316,50		162,50	169,60	177,00	184,70	182	
240	315,90	305,20	294,70	174,10	181,60	189,50	197,70	195	
230	304,30	293,80	283,50	185,60	194,60	204,90	210,40	208	
220	292,70	282,40	272,20		205,10	214,00	222,90	220	
210	280,90	270,80	260,90		217,00	226,00	235,10	232	
200	269,00	259,10	249,40	239,90	228,50	237,70	247,20	246	
$\frac{p_r}{\kappa \Gamma / \text{см}^2}$	3000	2600	2200	1800					

Таблица 38

$\mu=0,64$; $T_{cp}=300^{\circ}\text{K}$ (27°C)

		$L, \text{м}$							P_r кг/см ²
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10,15	10,16	10,78	11,10	11,44	11,79	12,15	12,52	10
	20,31	20,94	21,59	22,26	22,96	23,57	24,42	25,18	20
		31,44	32,45	33,48	34,56	35,68	36,82	38,01	30
		41,97	43,34	44,77	46,24	47,77	49,35	51,00	40
		52,52	54,29	56,12	58,01	59,99	62,04	64,17	50
		63,10	65,27	67,53	69,88	72,32	74,86	77,51	60
		73,70	76,30	79,00	81,82	84,75	87,81	91,01	70
		84,33	87,37	90,53	93,84	97,28	100,90	104,60	80
300	385,40		98,46	102,10	105,90	109,90	114,00	118,40	90
290	371,90		109,60	113,70	118,00	122,50	127,30	132,20	100
280	359,00	317,50	120,70	125,30	130,20	135,20	140,50	146,00	110
270	346,60	336,50	131,90	137,00	142,30	147,90	153,70	159,70	120
260	334,50	323,80		148,60	154,40	160,50	166,80	173,40	130
250	322,60	312,20		160,10	166,40	173,00	179,80	186,90	140
240	310,70	300,70	290,80	171,60	178,40	185,40	192,60	200,20	150
230	298,90	289,10	279,50	183,10	190,30	197,60	205,30	213,20	160
220	287,10	277,50	268,10		202,00	209,80	217,80	226,00	170
210	275,20	265,90	256,70		213,60	221,70	230,00	238,60	180
200	263,20	254,00	245,10	236,50	225,10	233,50	242,10	251,00	190
P_r кг/см ²		3000	2600	2200	1800				

Таблица 39

$\mu=0,64$; $T_{cp}=310^{\circ}\text{K}$ (37°C)

		$L, \text{м}$							P_r кг/см ²
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10,15	10,44	10,75	11,06	11,39	11,72	12,07	12,42	10
	20,30	20,90	21,53	22,18	22,85	23,53	24,25	24,98	20
		31,39	32,35	33,35	34,38	35,44	36,54	37,67	30
		41,89	43,21	44,57	45,98	47,44	48,96	50,52	40
		52,42	54,11	55,86	57,67	59,54	61,49	63,51	50
		62,97	65,04	67,19	69,43	71,74	74,15	76,65	60
		73,54	76,01	78,54	81,26	84,03	86,92	89,93	70
		84,13	87,02	90,02	93,15	96,40	99,79	103,30	80
300	380,50		98,05	101,50	105,10	108,80	112,70	116,80	90
290	367,60		109,10	113,00	117,10	121,30	125,70	130,30	100
280	355,10	344,20	120,20	124,50	129,10	133,80	138,70	143,90	110
270	343,00	332,50	131,20	136,00	141,10	146,30	151,70	157,40	120
260	331,00	320,90		147,50	153,00	158,70	164,60	170,80	130
250	319,30	309,40		159,00	164,90	171,10	177,50	184,10	140
240	307,50	297,90	288,40	170,40	176,80	183,40	190,20	197,20	150
230	295,70	286,40	277,10	181,80	188,60	195,60	202,70	210,20	160
220	283,90	275,80	265,80		200,20	207,60	215,10	222,90	170
210	272,00	263,00	254,40		211,80	219,50	227,30	235,40	180
200	260,00	251,30	242,90	234,00	223,20	231,20	239,40	247,70	190
P_r кг/см ²		3000	2600	2200	1800				

Таблица 40

 $\mu=0.64$; $T_{\text{eq}}=320^{\circ}\text{K}$ (47°C)

		$L_{\text{вн}}$								$D_{\text{пр}}$
		200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	кг/см^2
	10,14	10,43	10,72	11,02	11,34	11,66	11,99	12,33	10	
	20,29	20,87	21,47	22,10	22,74	23,40	24,08	24,78	20	
		31,33	32,26	33,21	34,20	35,21	36,26	37,34	30	
		11,82	43,08	44,38	45,72	47,11	48,54	50,03	40	
		52,32	53,92	55,59	57,31	59,09	60,93	62,84	50	
		62,83	64,80	66,84	68,96	71,14	73,41	75,76	60	
		73,37	76,71	78,14	80,68	83,27	85,94	88,79	70	
		83,91	86,65	89,48	92,42	95,47	98,63	101,92	80	
300	375,90		97,60	100,80	104,20	107,70	111,30	115,10	90	
290	363,40		108,60	112,20	116,00	120,00	124,10	128,40	100	
280	351,20	340,90	119,60	123,60	127,90	132,30	136,90	141,70	110	
270	339,30	329,30	130,50	135,00	139,70	144,60	149,60	154,90	120	
260	327,50	317,90		146,40	151,60	156,90	162,10	168,10	130	
250	315,70	306,40		157,89	163,30	169,10	175,00	181,20	140	
240	304,00	294,90	286,00	169,20	175,10	181,20	187,60	194,10	150	
230	292,30	283,40	274,70	180,40	186,90	193,30	200,00	206,10	160	
220	280,50	271,80	263,10		198,40	205,20	212,30	219,80	170	
210	268,50	260,20	251,90		209,50	217,10	224,50	232,10	180	
200	256,50	248,40	240,40	232,70		221,30	228,80	236,50	190	

$D_{\text{пр}}$	3000	2600	2200	1800
кг/см^2				
	$L_{\text{вн}}$			

Таблица 4

 $z=0,64; T_{\text{eq}}=330^{\circ}\text{K} (57^{\circ}\text{C})$

		L_e, μ							κ', cm^2
		250	600	1000	1400	1800	2200	2600	
	10,14	10,41	10,70	10,99	11,29	11,60	11,92	12,24	10
	20,28	20,84	21,42	22,02	22,63	23,27	23,92	24,59	20
		31,28	32,17	33,09	34,03	35,00	36,00	37,03	30
		41,74	42,95	44,19	45,48	46,80	48,17	49,58	40
		52,22	53,75	55,34	56,98	58,67	60,41	62,22	50
		62,70	64,58	66,52	68,52	70,59	72,73	74,92	60
		73,20	75,43	77,74	80,12	82,58	85,13	87,76	70
		83,72	86,30	88,98	91,75	94,61	97,58	100,70	80
300	371,80		97,19	100,29	103,40	106,70	110,10	113,60	90
290	359,60		108,10	111,50	115,10	118,80	122,60	126,50	100
280	347,50	337,90	119,00	122,80	126,80	130,90	135,20	139,60	110
270	335,80	326,40	129,90	134,20	138,50	143,10	147,80	152,60	120
260	324,10	315,00		145,50	150,20	155,20	160,30	165,60	130
250	312,50	303,50		156,70	161,80	167,30	172,80	178,50	140
240	300,80	292,10	281,70	168,00	173,60	179,30	185,20	191,30	150
230	289,10	280,70	272,40	179,20	185,20	191,30	197,50	204,00	160
220	277,30	269,10	261,10		196,70	203,10	209,80	216,60	170
210	265,40	257,50	249,70		208,20	214,90	221,90	229,00	180
200	253,10	245,80	238,20	230,90	219,60	226,50	233,90	241,30	190
ρ_{Fe} κ', cm^2	3000	2600	2200	1800					

$\rho=0,64$; $T_{cp}=340^\circ K$ ($67^\circ C$)

Таблица 42

	L, μ								P_{cr} кг/см ²
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,13	10,40	10,67	10,95	11,25	11,55	11,85	12,17	12,42	10
20,27	20,84	21,37	21,95	22,54	23,15	23,77	24,42	25,00	20
	31,24	32,09	32,97	33,88	34,81	35,77	36,75	37,70	30
	41,68	42,84	44,03	45,26	46,52	47,83	49,17	50,50	40
	52,13	53,60	55,12	56,68	58,29	59,95	61,67	63,40	50
	62,59	64,38	66,23	68,14	70,11	72,14	74,24	76,40	60
	73,06	75,19	77,38	79,64	81,98	84,39	86,88	89,40	70
	83,55	86,01	88,55	91,17	93,88	96,69	99,58	102,50	80
300	368,50		96,84	99,74	102,70	105,80	109,00	112,30	90
290	356,40		107,70	110,90	114,30	117,80	121,40	125,10	100
280	344,50	335,30	118,50	122,20	125,90	129,80	133,80	137,90	110
270	332,80	323,90	129,40	133,40	137,50	141,80	146,20	150,70	120
260	321,20	312,50		144,60	149,10	153,80	158,60	163,50	130
250	309,80	301,10		155,80	160,70	165,70	170,90	176,30	140
240	297,90	289,70	281,60	167,00	172,20	177,60	183,20	188,90	150
230	286,20	278,20	270,40	178,20	183,80	189,50	195,40	201,50	160
220	274,50	266,70	259,10		195,20	201,30	207,60	214,00	170
210	262,60	255,10	247,70		206,60	213,00	219,60	226,30	180
200	250,70	243,40	236,20	229,30	218,00	224,70	231,50	238,60	190
P_{cr} кг/см ²	3000	2600	2200	1800					
	L, μ								

$\rho=0,64$; $T_{cp}=350^\circ K$ ($77^\circ C$)

Таблица 43

	L, μ								P_{cr} кг/см ²
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,13	10,39	10,65	10,93	11,21	11,50	11,79	12,09	12,40	10
20,26	20,78	21,33	21,88	22,45	23,04	23,64	24,26	24,90	20
	31,19	32,02	32,86	33,73	34,63	35,55	36,49	37,40	30
	41,61	42,73	43,87	45,05	46,26	47,51	48,79	50,10	40
	52,04	53,46	54,91	56,40	57,94	59,53	61,16	62,80	50
	62,48	64,20	65,97	67,79	69,66	71,59	73,58	75,60	60
	72,93	74,96	77,05	79,20	81,42	83,71	86,06	88,40	70
	83,39	85,73	88,15	90,64	93,21	95,86	98,60	101,40	80
300	365,50		96,52	99,27	102,10	105,00	108,10	111,20	90
290	353,50		107,30	110,40	113,60	116,90	120,30	123,80	100
280	341,70	332,90	118,10	121,60	125,10	128,70	132,50	136,40	110
270	330,00	321,50	128,90	132,70	136,60	140,60	144,80	149,00	120
260	318,40	310,30		143,90	148,10	152,50	157,00	161,60	130
250	306,80	298,80		155,00	159,60	164,30	169,20	174,20	140
240	295,20	287,40	279,70	166,10	171,10	176,10	181,40	186,80	150
230	283,60	275,90	268,50	177,20	182,50	187,90	193,50	199,20	160
220	271,80	264,40	257,20	233,60	193,90	199,60	205,60	211,60	170
210	260,00	252,80	245,80	242,40	205,20	211,50	217,30	223,90	180
200	248,10	241,20	234,40	231,10	216,50	222,90	229,40	236,00	190
P_{cr} кг/см ²	3000	2600	2200	2000					
	L, μ								

$\rho=0,64; T_c=360^\circ\text{K} (37^\circ\text{C})$

Таблица 46

	$L, \text{м}$								$\rho_{\text{г}}$ кг/см^3
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,12	10,38	10,53	10,90		11,17	11,45	11,73	12,02	10
20,25	20,76	21,28	21,82		22,37	22,94	23,52	24,11	20
	31,15	31,95	32,77		33,61	34,47	35,35	36,26	30
	41,56	42,63	43,74		44,87	46,04	47,23	48,46	40
	51,97	53,33	54,73		56,16	57,64	59,16	60,72	50
	62,39	64,04	65,74		67,48	69,28	71,12	73,02	60
	72,82	74,77	76,77		78,83	80,95	83,13	85,37	70
	83,25	85,50	87,81		90,19	92,64	95,17	97,77	80
300	363,20		96,25		101,60	104,40	107,20	110,20	90
290	351,10		107,00		113,00	116,10	119,30	122,60	100
280	339,30	330,80	117,80	121,00	124,40	127,90	131,40	135,10	110
270	327,50	319,40	128,50	132,10	135,80	139,60	143,50	147,60	120
260	315,90	308,00		143,20	147,20	151,40	155,60	160,00	130
250	304,30	296,60		154,30	158,60	163,10	167,70	172,50	140
240	292,70	285,20	277,90	165,30	170,00	174,80	179,70	184,80	150
230	281,00	273,80	266,70	176,40	181,40	186,50	191,80	197,10	160
220	269,30	262,30	255,40		192,70	198,10	203,70	209,40	170
210	257,50	250,70	244,70		204,90	209,70	215,60	221,60	180
200	245,60	239,10	232,70	226,40	216,20	221,20	227,40	233,70	190

$\rho=0,64; T_{\text{ср}}=370^\circ\text{K} (97^\circ\text{C})$

Таблица 45

	$L, \text{м}$								$\rho_{\text{г}}$ кг/см^3
	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000	
10,12	10,36	10,61	10,97		11,13	11,40	11,68	11,96	10
20,24	20,74	21,24	21,76		22,30	22,84	23,40	23,97	20
	31,12	31,89	32,68		33,49	34,32	35,17	36,06	30
	41,51	42,55	43,61		44,70	45,82	46,97	48,18	40
	51,90	53,21	54,55		55,94	57,36	58,82	60,31	50
	62,30	63,89	65,53		67,20	68,92	70,69	72,54	60
		74,58	76,51		78,48	80,51	82,60	84,77	70
		86,28	87,50		89,78	92,12	94,53	97,17	80
		95,99	98,51		101,10	103,70	106,50	109,40	90
300		106,70	109,50	112,40	115,40	118,50	121,50	124,50	100
290			120,50	123,70	127,00	130,40	133,80	137,30	110
280			131,60	135,10	138,70	142,40	146,30	150,30	120
270		305,90	142,60	146,40	150,10	154,00	158,00	162,10	130
260		291,50	155,60	157,70	162,00	166,40	171,20	176,10	140
250		283,10		169,10	173,60	178,30	183,90	189,60	150
240		271,70		180,30	185,20	190,20	195,00	200,00	160
230		260,30	253,70	191,60	197,80	202,00	207,40	213,00	170
220		248,80	242,40	202,80	206,30	213,80	219,40	225,00	180
210		237,20	231,10		219,70	225,50	231,70	238,00	190

Таблица № 46

Таблица потерь давления в скважине
на вес столба газа (зависимость за-
бойного давления от $P_{ст}$ на головке
скважины)

$$\rho = 0,7; T_{ср} = 303^{\circ}K (30^{\circ}C).$$

2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	$P_g, \text{кг-см}^2$
11,77	11,86	11,94	12,04	12,15	12,24	12,34	12,44	12,54	12,65	12,70	10
23,61	23,81	24,00	24,21	24,40	24,59	24,81	25,02	25,24	25,44	25,66	20
35,62	35,93	36,24	36,57	36,87	37,20	37,52	37,85	38,18	38,52	38,83	30
47,71	48,13	48,56	49,04	49,43	49,86	50,32	50,79	51,26	51,71	52,20	40
59,98	60,56	61,14	61,73	62,33	62,93	63,55	64,16	64,85	65,46	66,11	50
72,25	72,98	73,69	74,40	75,11	75,83	76,56	77,28	78,10	78,86	79,63	60
84,84	85,68	86,53	87,35	88,27	89,13	89,84	90,91	91,90	92,81	93,80	70
97,56	98,54	99,56	100,57	101,58	102,62	103,65	104,74	105,86	107,02	108,05	80
109,90	111,31	112,48	113,64	114,84	116,45	117,27	118,52	119,81	121,08	122,38	90
123,03	124,27	125,60	126,94	128,30	129,59	131,03	132,50	134,00	135,43	136,92	100
135,82	137,30	138,80	140,28	141,79	143,40	145,11	146,57	148,26	149,91	151,59	110
148,73	150,36	151,99	153,56	155,34	157,10	158,84	160,58	126,46?	164,27	166,09	120
161,37	163,08	164,88	166,63	168,47	170,34	172,20	174,04	175,90	177,93	179,84	130
173,78	175,59	177,55	179,44	181,37	183,39	185,37	187,35	189,46	191,55	193,61	140
186,46	188,49	190,53	192,58	194,57	196,86	199,02	201,15	204,12	205,65	207,90	150
198,69	200,80	202,97	205,17	207,34	209,66	211,94	214,19	216,62	218,98	221,36	160
210,70	212,21	215,08	217,34	219,59	221,87	224,91	226,46	228,85	231,20	233,56	170
222,44	224,75	227,05	229,35	231,64	234,07	236,47	238,86	241,38	243,79	246,27	180

[illegible]

$\rho=0,7$ $T_{cp} = 343^{\circ}K$ ($40^{\circ}C$)

Таблица 47.

2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	РР, кг/с
11,69	11,78	11,87	11,97	12,06	12,15	12,25	12,34	12,44	12,54	12,64	
23,48	23,69	23,86	24,05	24,25	24,52	24,64	24,83	25,04	25,24	25,44	
35,33	35,59	35,96	36,28	36,58	36,88	37,19	37,50	37,90	38,21	38,43	
47,41	47,82	48,23	48,64	49,05	49,47	49,89	50,32	50,74	51,17	51,60	
59,52	60,02	60,55	61,08	61,62	62,16	62,70	63,23	63,77	64,33	64,91	
71,74	72,37	73,02	73,68	74,34	75,02	75,69	76,35	77,03	77,71	78,43	
84,05	84,83	85,62	86,41	87,23	88,04	88,86	89,68	90,51	91,39	92,25	
96,70	97,46	98,24	99,18	100,13	101,08	102,04	103,01	104,04	105,06	106,08	
108,85	109,91	110,99	112,07	113,17	114,25	115,37	116,49	117,67	118,84	120,02	
121,34	122,53	123,78	124,96	126,18	127,42	128,76	129,95	131,13	132,56	133,88	
138,90	139,24	139,62	139,99	139,37	140,76	142,17	143,67	145,15	146,63	148,11	
146,53	148,00	149,53	151,00	152,57	154,10	155,68	157,32	158,94	160,57	162,22	
159,03	160,63	162,27	163,90	165,54	167,18	168,91	170,65	172,37	174,11	175,88	
171,36	173,07	174,86	176,62	178,39	180,16	182,02	183,89	185,77	187,61	189,555	
188,54	189,43	189,29	189,21	191,07	193,00	195,03	196,99	199,02	201,00	203,05	
195,78	197,73	199,77	201,79	203,79	205,84	207,96	210,11	212,22	214,38	216,54	
207,63	209,73	211,89	213,93	216,12	218,28	220,42	222,75	224,99	227,25	229,55	
219,67	221,80	223,97	226,13	228,29	230,45	232,70	234,94	237,20	239,47	241,69	
231,29	233,24	235,75	237,99	240,23	242,50	244,76	247,15	249,66	251,84	254,20	
242,86	245,14	247,48	249,90	252,16	254,50	256,84	259,22	261,72	264,18	266,62	
	256,56	258,95	261,37	263,78	266,21	268,61	271,05	273,61	276,13	278,67	
		270,71	273,20	275,62	278,19	280,59	283,03	285,58	288,18	290,71	
			284,53	286,99	289,48	291,96	294,45	296,93	299,57	302,13	
				298,30	300,77	303,31	305,81	308,33	311,06	313,66	

[illegible]

Таблица потерь давления в скважине на вес столба
газа (зависимость забойного давления от P от на головке
скважины)

$\rho = 0,7$ Тер -323°K (50°C)

Таблица 48

М											Р _г
2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	
11,63	11,71	11,80	11,89	11,98	12,07	12,17	12,26	12,35	12,44	12,53	
23,32	23,50	23,68	23,89	24,07	24,26	24,45	24,63	24,81	25,00	25,18	
35,11	35,39	35,67	35,95	36,24	36,53	36,81	37,10	37,40	37,70	38,01	
46,97	47,40	47,74	48,12	48,51	48,90	49,30	49,71	50,10	50,50	50,91	
58,92	59,41	59,90	60,40	60,90	61,41	61,92	62,43	62,94	63,45	63,96	
70,92	71,52	72,12	72,72	73,33	73,95	74,58	75,20	75,83	76,45	77,08	
83,03	83,76	84,48	85,20	85,94	86,67	87,44	88,17	88,91	89,67	90,42	
95,18	96,01	96,84	97,69	98,54	99,41	100,28	101,14	102,02	102,89	103,79	
107,41	108,36	109,33	110,29	111,28	112,27	113,26	114,25	115,25	116,26	117,34	
119,94	121,04	122,15	123,26	124,39	125,62	126,65	127,80	128,95	130,16	131,36	
132,35	133,58	134,83	136,08	137,35	138,62	139,90	141,17	142,47	143,85	145,19	
144,55	145,92	147,28	148,65	150,05	151,45	152,80	154,25	155,69	157,19	158,66	
156,97	158,47	160,47	161,49	162,99	164,53	166,09	167,61	169,26	170,85	172,48	
169,04	170,66	172,35	173,98	175,57	177,30	178,98	180,63	182,41	184,11	185,90	
181,25	182,98	184,72	186,46	188,25	190,02	191,83	193,59	195,51	197,35	199,24	
193,23	195,09	196,93	198,78	200,69	202,56	204,46	206,37	208,40	210,37	212,38	
205,02	206,96	208,90	210,88	212,84	214,85	216,85	218,86	220,96	223,07	225,18	
216,83	218,84	220,91	222,98	225,05	227,16	229,25	231,37	233,53	235,80	237,98	
228,47	230,56	232,69	234,84	237,04	239,23	241,39	243,62	245,84	248,22	250,53	
239,92	242,14	244,36	246,56	248,86	251,12	253,38	255,63	258,00	260,42	262,84	

2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	Pr
253,55	255,82	258,11	260,46	262,81	265,17	267,50	269,81	272,91	274,67	210	
	267,37	269,70	272,16	274,46	277,20	279,40	281,93	284,39	287,01	220	
		281,20	283,66	286,19	288,67	291,18	293,71	296,24	298,98	230	
			295,08	297,62	300,14	302,78	305,33	307,97	310,56	240	
				303,85	311,52	314,15	316,77	319,32	322,10	250	
					322,95	325,60	328,38	331,03	333,79	260	
						336,88	339,74	342,52	345,30	270	
							351,15	354,00	356,86	280	
								360,48	363,15	290	
									379,17	300	

Таблица потерь давления в скважине на вес столба газа
(зависимость забойного давления от Рсж на головке скважины)

$\rho = 0,7$; $T_{cp} = 333^{\circ}K (60^{\circ}C)$

Таблица 49.

2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	Рг кг/см2
11,57	11,66	11,74	11,83	11,93	12,00	12,09	12,18	12,27	12,36	12,45	10
23,22	23,39	23,57	23,74	23,92	24,10	24,28	24,46	24,65	24,83	25,02	20
34,93	35,19	35,46	35,73	36,00	36,27	36,55	36,83	37,11	37,39	37,68	30
46,69	47,09	47,41	47,78	48,15	48,52	48,90	49,28	49,67	50,04	50,44	40
58,53	58,95	59,46	59,93	60,40	60,89	61,37	61,85	62,34	62,84	63,33	50
70,42	70,99	71,56	72,14	72,72	73,30	73,90	74,50	75,10	75,70	76,27	60
82,37	83,04	83,73	84,41	85,10	85,80	86,50	87,20	87,91	88,62	89,34	70
94,38	95,15	95,94	96,80	97,54	98,31	99,17	99,99	100,83	101,64	102,47	80
106,42	107,34	108,23	109,15	110,07	111,00	111,93	112,87	113,81	114,76	115,72	90
118,53	119,53	120,56	121,59	122,62	123,66	124,72	125,79	126,85	127,92	128,99	100
130,87	132,00	133,14	134,32	135,48	136,66	137,85	139,05	140,25	141,44	142,68	110
143,04	144,25	145,52	146,81	148,09	149,42	150,72	152,02	153,35	154,67	156,08	120
155,05	156,42	157,81	159,20	160,60	162,04	163,46	164,89	166,32	167,77	169,19	130
167,15	168,63	170,14	171,67	173,19	174,73	176,29	177,84	179,40	180,96	182,60	140
179,20	180,81	182,43	184,05	185,71	187,36	189,03	190,71	192,34	194,07	195,88	150
191,15	192,85	194,59	196,32	198,10	199,86	201,63	203,42	205,17	207,01	208,94	160
202,96	204,51	206,60	208,45	210,31	212,18	214,06	215,95	217,84	219,74	221,73	170
214,68	216,58	218,50	220,43	222,37	224,37	226,33	228,31	230,29	232,29	234,27	180
226,37	228,30	230,36	232,39	234,23	236,51	238,56	240,63	242,74	244,83	247,06	190
237,94	240,00	242,08	244,22	246,32	248,48	250,64	252,82	255,00	257,16	259,42	200

2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	Pr
251,43	253,62	255,81	258,01	260,23	262,48	264,75	266,97	269,24	271,53	210	
	264,90	267,18	269,50	271,71	274,05	276,35	278,67	281,01	283,36	220	
		278,74	281,08	283,45	285,84	288,22	290,63	293,04	295,46	230	
			292,158	294,96	297,46	299,90	302,38	304,85	307,37	240	
				306,65	309,10	311,72	314,25	316,77	319,37	250	
					320,29	322,92	325,47	328,09	330,72	260	
						334,75	337,39	340,06	342,79	270	
							348,40	351,09	353,86	280	
								362,70	365,49	290	
									376,98	300	

1921

Коэффициент С при измерении дебита газа диафрагменным
измерителем критического течения

Таблица 50

Диаметр диафрагмы, мм	При измерении 2" измерителем	При измерении 4" измерителем
1.59	0.456	-
2.38	1.003	-
3.17	1.883	-
4.77	4.326	-
5.39	5.771	-
6.35	7.731	7.450
7.95	11.891	-
9.51	16.917	16.747
11.13	24.245	-
12.70	30.438	29.959
15.85	46.046	46.873
19.05	67.244	66.886
22.19	92.480	90.955
25.40	121.608	118.493
28.57	155.718	149.260
31.75	196.591	184.201
34.91	241.530	221.886
38.10	299.596	264.440
44.45	-	362.206
50.80	-	477.201

На основании экспериментальных данных установлен квадра-
тичный закон зависимости между коэффициентом расхода и диаметром
отверстия диафрагмы и выведена формула для определения коэффициен-
та расхода для диафрагм необходимого размера:

$$C = C_1 + \frac{d_0^2 - d_1^2}{d_2^2 - d_1^2} (C_2 - C_1), \text{ где}$$

С - искомый коэффициент расхода для диафрагмы диаметром d_0

C_1 и C_2 - коэффициенты для ближайшего меньшего / d_1 / и ближайшего
большого / d_2 / диаметров диафрагмы. Для быстрого нахож-
дения С установлены следующие соотношения между коэффи-
циентом расхода и диаметром диафрагмы: ДИКТ-Ø 2" - С = 0,189
ДИКТ Ø 4" - С = 0,184

12. Оценка гидродинамического несовершенства скважины методом В.И. Шурова

По методу В.И. Шурова гидродинамическое несовершенство скважины количественно может быть оценено при помощи поправочного коэффициента s , учитывающего дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне:

$$s = s_1 + s_2$$

где s_1 — коэффициент, характеризующий несовершенство по степени вскрытия; s_2 — коэффициент, характеризующий несовершенство скважины по характеру вскрытия.

Формула Дюпюи с учетом этих коэффициентов имеет вид

$$w = \frac{2\pi k h (\rho_k - \rho_c)}{\mu (\ln R_k / r_c + s_1 + s_2)}$$

Коэффициент s_1 определяют по графикам /рис. I/ в зависимости от степени вскрытия пласта δ и отношения α эффективной мощности пласта к внешнему диаметру цементного кольца D в призабойной зоне:

$$\delta = \frac{h}{h} \cdot 100\%,$$

где δ — вскрытая мощность пласта; h — эффективная мощность пласта.

Кривые, приведенные на рис. I, построены для различных значений $\alpha = h/D$.

Пример. Внешний диаметр цементного кольца $D = 0,3$ м /долото $\Pi^3/4$ "/, эффективная мощность $h = 15$ м, вскрытая мощность $\delta = 9$ м.

Определим s_1 :

Находим α и δ ; $\alpha = \frac{h}{D} = \frac{15}{0,3} = 50$;

$$\delta = \frac{h}{h} \cdot 100\% = \frac{9}{15} \cdot 100\% = 60\%;$$

по графику находим $s_1 = 7$ /значение s_1 для $\alpha = 50$ находим интерполированием между кривыми $\alpha = 40$ и $\alpha = 80$ по вертикали, соответствующей $\delta = 60\%$.

Коэффициент s_2 определяем по графикам /рис.2,3,4,5,6/ в зависимости от диаметра цементного кольца, диаметра d и длины l перфорационных каналов и плотности перфорации n /количества отверстия на 1 пог. м. фильтра/.

Графики построены в координатах s_2 , nD для различных значений $\alpha = d/D$.

Каждый график построен для фиксированного значения l , где $l = \frac{l'}{D}$

Пример. $D = 0,3 \text{ м} = 300 \text{ мм}$; $l' = 30 \text{ мм}$; $n = 12$ отверстий на 1 метр; $d = 11 \text{ мм}$.

Определение s_2 .

Находим:

$$1. \quad l = \frac{l'}{D} = \frac{30}{300} = 0,1;$$

$$2. \quad \alpha = d/D = \frac{11}{300} = 0,0368;$$

$$3. \quad nD = 12 \cdot 0,3 = 3,6 \text{ м};$$

4. по графику /рис.3/ для $l = 0,1$; $n/D = 3,6$ и $\alpha = 0,0368$ между кривыми $\alpha = 0,02$ и $\alpha = 0,04$ находим $s_2 = 4,6$.

Зная коэффициент $s = s_1 + s_2$, можно определить величину приведенного радиуса скважины:

$$r_0 = r_e e^{-s};$$

где r_e - действительный радиус скважины $r_e = \frac{D}{2}$; $e = 2,718 \dots$ - основание натуральных логарифмов.

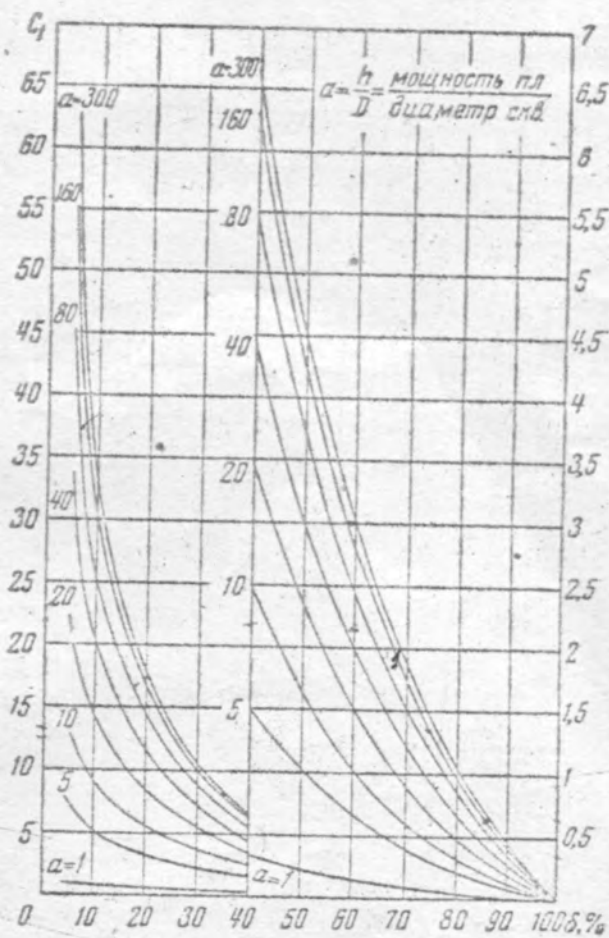


Рис. 1.

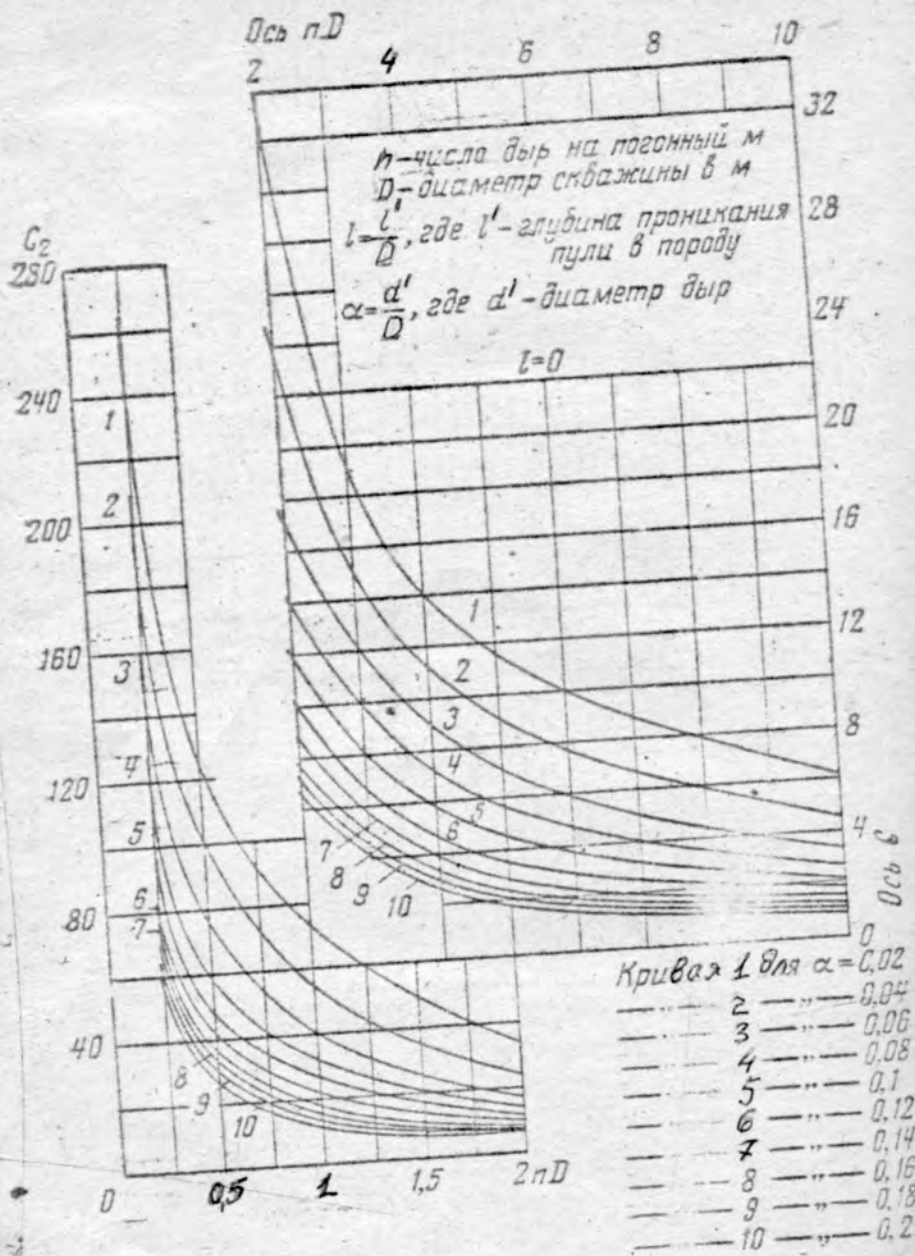


Рис. 2.

Рис. 3

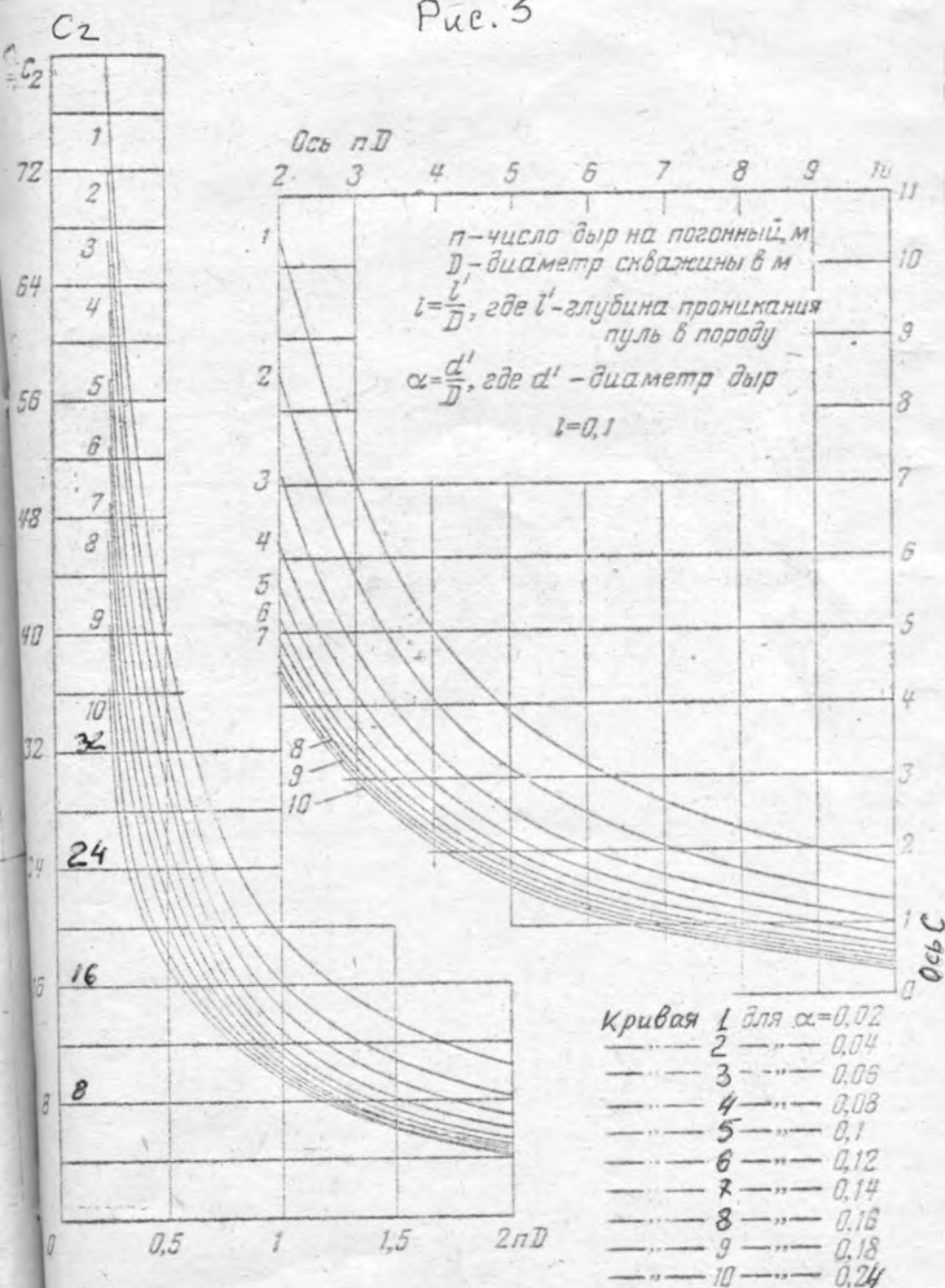


Рис. 4

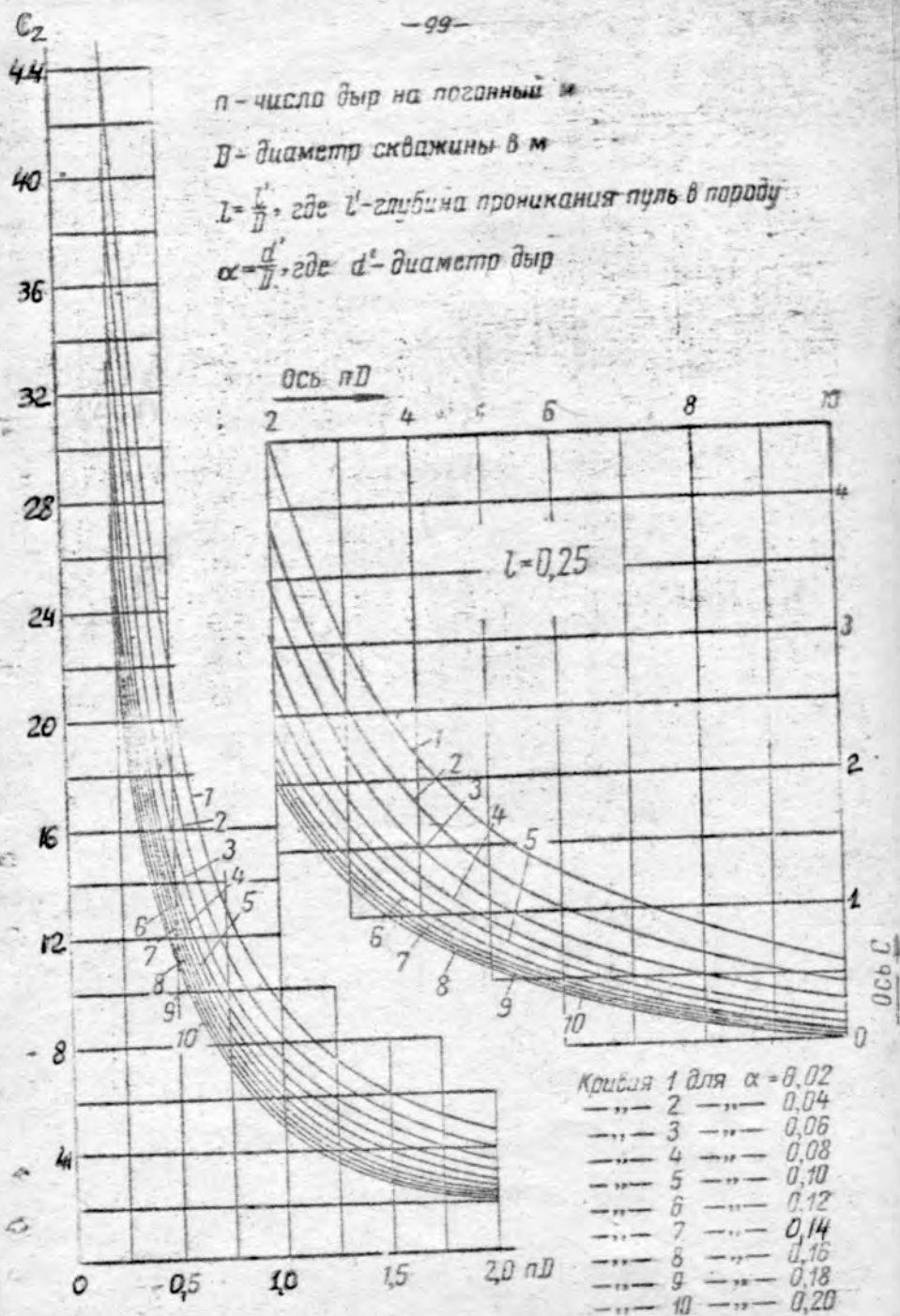
-99-

n - число дыр на погонный м

D - диаметр скважины в м

$L = \frac{l'}{D}$, где l' - глубина проникания пуль в породу

$\alpha = \frac{d'}{D}$, где d' - диаметр дыр



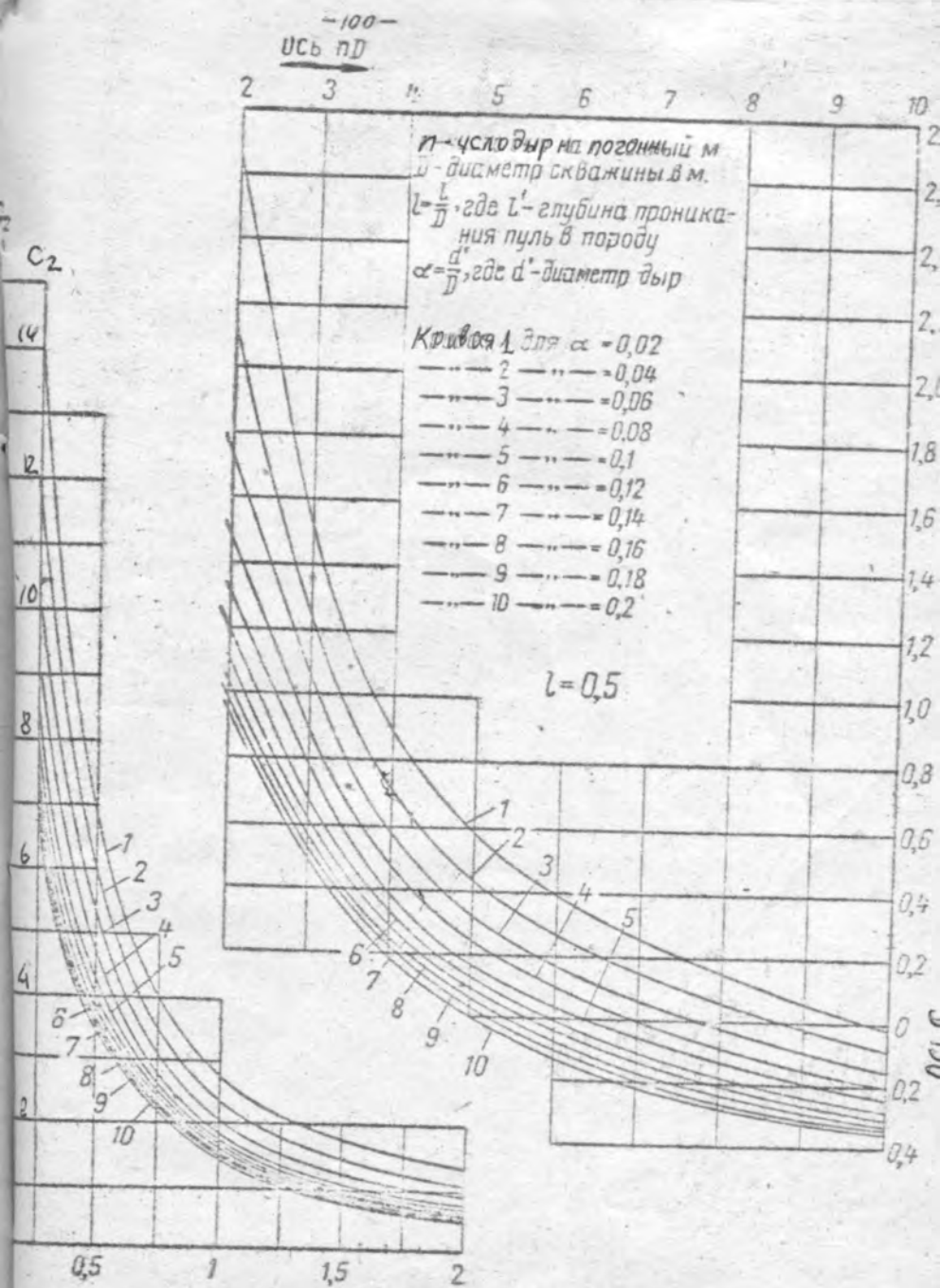


Рис. 5.

n - число дыр на погонный м

D - диаметр скв. в м

$l = \frac{l'}{D}$, где l' - глубина проникания пуль в по

$\alpha = \frac{d'}{D}$, где d' - диаметр дыр

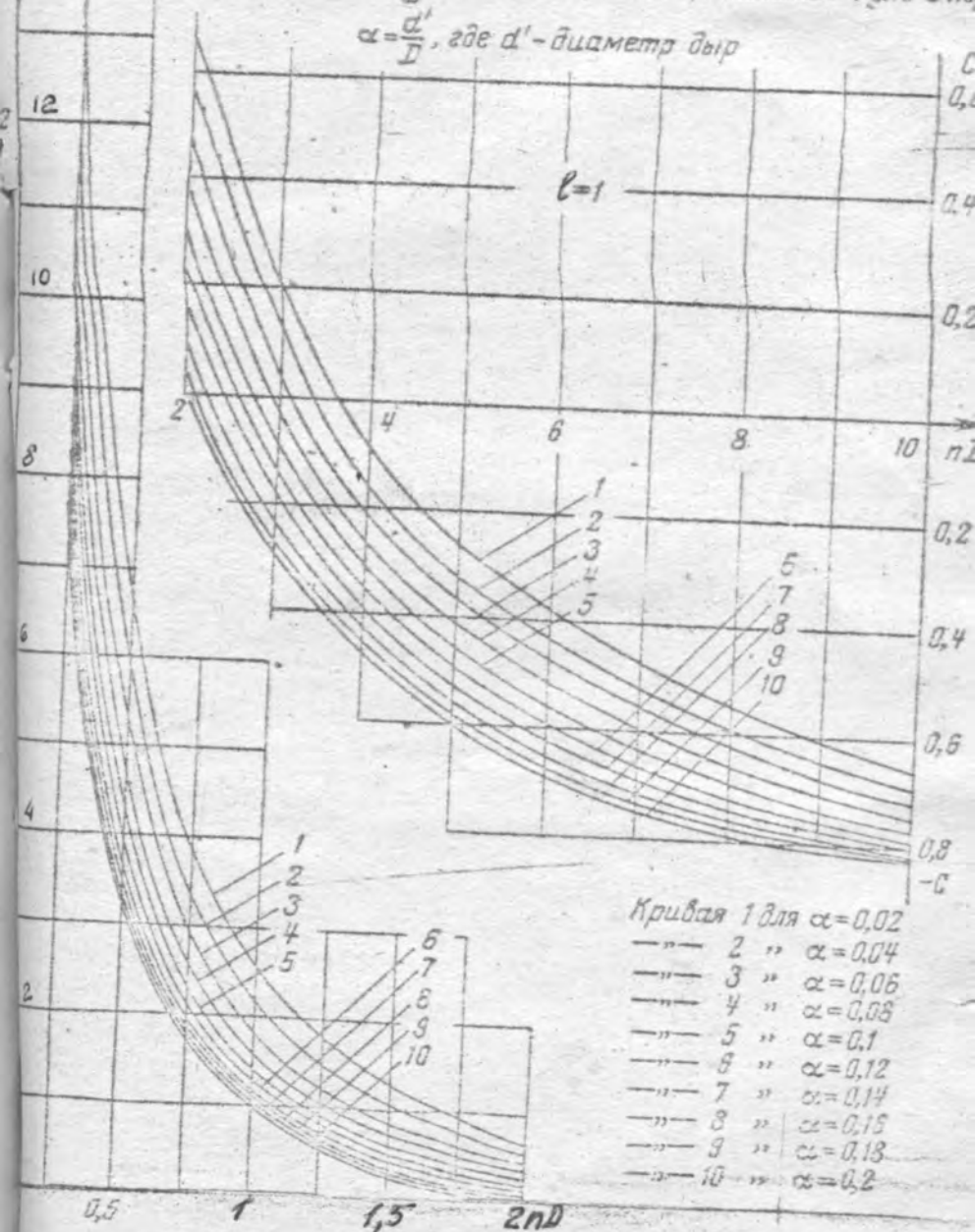


Рис. 6.