МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ
(ВНИИГАЗ)

Согласовано с Техническим и
Геологическим Управлениями
11/VI 1979 г.

Утверждено Министерством
газовой промышленности
14/VI 1979 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО КОМПЛЕКСНОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Под редакцией
Г. А. Зотова, З. С. Алиева

МОСКВА «НЕДРА» 1980

УДК 622.279.5.001.42

Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. М., «Недра», 1980, 301 с.

Настоящая инструкция составлена во ВНИИГазе на базе действующей «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин» (под ред. Ю. П. Коротаева), утвержденной в 1967 г., с учетом новых разработок за истекший период, принятых ГОСТов и ОСТов, закона об охране окружающей среды и рациональном использовании природных ресурсов, а также замечаний и пожеланий, полученных от организаций отрасли перед подготовкой нового издания. В новой редакции инструкции значительно расширен объем информации по физико-химическим свойствам газа. Особое внимание уделено определению давления, температуры и дебита скважин, коэффициентов фильтрационного сопротивления и параметров пласта при стационарных и нестационарных режимах фильтрации газа. Включено описание новых приборов и оборудования, используемых при различных исследованиях. Более детально изложены газоконденсатные и промыслово-геофизические методы исследования и интерпретации получаемых результатов. Включены главы, посвященные установлению технологического режима работы скважин в зависимости от различных факторов и технике безопасности при подготовке и проведении исследовательских работ. Табл. 77, ил. 163.

По заказу Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов

И $\frac{30802—169}{043(01)—80}$ без объявл.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов, 1980

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее время проведение исследований газовых и газоконденсатных скважин и обработка полученных результатов осуществляются в соответствии с «Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин», разработанной ВНИИГазом в 1966 г. и изданной в 1971 г. За период, истекший с момента составления названной инструкции, было выполнено множество работ, посвященных исследованию газовых скважин и определению параметров пластов.

Из выполненных после 1966 г. и не вошедших в действующую инструкцию работ определенная часть их отличается простотой рекомендуемых способов определения параметров пласта, качеством получаемых результатов, учитывает неоднородность пласта и позволяет сократить сроки и средства при испытании газовых скважин. Преимущество новых разработок с учетом «Основ законодательства СССР и союзных республик о недрах» и постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР «Об усилении охраны природы и рациональном использовании природных ресурсов», принятых новых ГОСТов и ОСТов, а также полученные замечания и пожелания по действующей инструкции создали предпосылки для подготовки новой «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин».

В новой инструкции учтены полученные перед ее составлением пожелания крупных производственных объединений по добыче газа, газовых промыслов, отраслевых научно-исследовательских и проектных институтов, к которым обратилось Геологическое управление Мингазпрома с просьбой представить свои предложения и замечания по действующей инструкции.

В инструкции приведены общие сведения о исследовании пластов и скважин, физико-химических свойствах газа и методы их определения. Значительно расширены данные об изменении вязкости и сверхсжимаемости газа в зависимости от давления и температуры, что вызвано открытием новых месторождений на больших глубинах. Изложены методы более точного определения этих параметров. В главу по физико-химическим свойствам включены также данные о влажности газа, теплоемкости, теплопроводности, дроссель-эффекте и способы их определения, часто используемые при испытании и эксплуатации скважин в условиях гидратообразования и коррозии скважинного оборудования. Изложены аналитические методы определения забойного давления в остановленной и работающей скважине с необходимым объемом вспомогательных таблиц и примеров, существенно облегчающих труд при практическом использовании этих методов. Рассмотрены особенности скважин большого диаметра. Приведены расчетные методы определения забойного давления при наличии ступенчатой колонны, больших перепадах температур по стволу скважины и при наличии жидкости в потоке газа.

Изложена расчетная методика для определения распределения температуры газа в призабойной зоне и в стволе остановленной и работающей скважин при наличии и отсутствии зоны многолетней мерзлоты. Расчетная методика обеспечена необходимым графическим материалом по теплофизическим свойствам горных пород, что облегчает ее применение.

Приведены методы проведения исследований при стационарных режимах фильтрации газа и способы обработки полученных результатов. Предложены методики определения коэффициентов несовершенства по степени вскрытия изотропных и анизотропных пластов. Изложены новые практические методы проведения и обработки результатов исследования скважин в условиях гидратообразования, при испытании с выпуском газа в газопровод, при наличии многопластовости и с использованием данных эксплуатации скважин. Показаны особенности исследования скважин при наличии подошвенной воды и в процессе закачки газа в ПХГ и методика обработки результатов испытания. Методы исследования скважин с длительной стабилизацией давления и дебита дополнены другими способами ускоренного испытания скважин и практическими примерами, а также

соответствующими таблицами и рисунками, используемыми при обработке результатов исследования.

Изложены методы исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации. Особое внимание уделено фактам, влияющим на форму начального и конечного участков кривых восстановления давления (КВД). Приведена методика обработки КВД при сравнительно быстром восстановлении давления и длительной стабилизации температуры. Рассмотрено влияние на обработку КВД неоднородности пласта по разрезу и радиусу. Дана методика обработки кривых стабилизации давления и дебита. Приведенные методы обработки дополнены примерами.

Приведена краткая характеристика наземных и глубинных приборов и комплексов, используемых при измерении давления, температуры, скорости потока и др. В перечень включены современные, выпускаемые серийно и опытные образцы новых приборов и комплексов, а также некоторые глубинные зарубежные приборы, используемые на отдельных газовых промыслах. Дана справочная информация об оборудовании, необходимом при проведении глубинных измерений.

Исследование скважин на газоконденсатность изложено на базе утвержденных инструкций с учетом новых разработок в этой области. Показаны особенности исследования на газоконденсатность при наличии ингибитора в продукции скважин, длительной стабилизации режима работы и незначительном содержании конденсата в газе. Методы определения отдельных параметров газоконденсатной смеси и применяемая при этом аппаратура соответствуют действующим ГОСТам и ОСТам.

В разделе промыслово-геофизических исследований газовых скважин рассмотрены ядерно-геофизические методы определения газонасыщенности и ее изменения в процессе разработки, выделения газонасыщенных и обводняющихся пластов, контроля за техническим состоянием скважин.

В достаточном для практики объеме дана методика подготовки и проведения дебитометрии и термометрии в газовых скважинах и интерпретации полученных при этом результатов, позволяющих выделять работающие интервалы, определять наличие межпластовых перетоков, параметры отдельных газоотдающих интервалов и др.

Предложены методы установления технологического режима работы газовых и газоконденсатных скважин на базе проведенных газогидродинамических, промыслово-геофизических и газоконденсатных исследований. Изложенные методы дополнены примерами расчета технологического режима работы скважин в зависимости от различных факторов.

В инструкции даны основные требования по технике безопасности в процессе подготовки скважины и проведения исследовательских работ.

Настоящая инструкция составлена под руководством З. С. Алиева, Г. А. Зотова авторским коллективом: от ВНИИГаза: З. С. Алиев (гл. I—X), Е. С. Абрамова (гл. II—V), С. А. Андреев (гл. III, IX), О. Г. Баркалая (гл. VIII, пункты 1, 3), В. Е. Горбунов (гл. VI, X), Г. А. Зотов (гл. III—VI), Т. Н. Киселева (гл. VIII), М. М. Кашпаров (гл. IV, п. 9), О. Ф. Худяков (гл. VII), В. В. Юшкин (гл. VII); от Министерства газовой промышленности: М. А. Бабалов (гл. VI), И. С. Требин (гл. III—V); от института ПГНГМ АН АзССР: М. Т. Абасов и Э. Х. Азимов (гл. IV, п. 5, 18 и гл. V, п. 5, 6); от АПИ им. В. И. Ленина: А. М. Кулиев (гл. IV, п. 10 и гл. V, п. 5, 6); от УкрНИИГаза: Т. Ф. Иванов (гл. IV, п. 10), А. В. Баранов (гл. IV, п. 12); от треста «Союзгазгеофизика»; С. П. Омесь (гл. VIII, п. 1); от МИНХиГП им. И. М. Губкина: Е. Е. Фролов (гл. VIII, п. 2). В работе принимали участие от ВНИИГаза: А. П. Власенко (гл. IV, п. 11 и гл. IX, п. 2, 4), В. А. Хлебалкин (гл. VII, п. 13, 16), Л. Н. Михайлова (гл. II—IX), Ю. М. Корчажкин (гл. VII, п. 2); от СевКавНИИГаза: В. С. Славицкий (гл. V, VI); от СредАзНИИГаза А. Х. Умаров (гл. VII, п. 1); от ТюменНИИГипрогаза: Л. Г. Кульпин (гл. V, п. 5.1); от института ПГНГМ АН АзССР: Л. Н. Аллахвердиев (гл. IV, п. 5, 13 и гл. V, п. 5, 6); кафедра разработки газовых и газоконденсатных месторождений МИНХ и ГП им. И. М. Губкина.

ГЛАВА I
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

1.1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Исследования газовых пластов и скважин включают в себя комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. По данным этих исследований определяют следующие параметры.

1. Геометрические характеристики залежи, в частности: общие размеры газоносного резервуара, изменение общей и эффективной мощности пласта по площади и разрезу, границы газоносной залежи, размеры экранов и непроницаемых включений, положение газоводяного контакта (ГВК) и его изменение в процессе разработки.

2. Коллекторские и фильтрационные свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость пласта, газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры), их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу газовой скважины.

3. Физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи.

4. Гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации.

5. Изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки залежи.

6. Условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей с забоя скважины, эффективность их отделения.

7. Условия процесса коррозии, степень и характер его изменения при исследовании и эксплуатации скважин, в продукции которых содержатся агрессивные компоненты.

8. Технологический режим работы скважин при наличии различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающей ствол скважины среды, многопластовость и неоднородность залежи, наличие агрессивных компонентов в добываемой продукции, конструкция и свойства применяемого оборудования скважин и наземных коммуникаций и др.

Для изучения перечисленных параметров применяются газогидродинамические, геофизические и лабораторные методы исследования. При комплексном использовании эти методы дополняют друг друга и позволяют получить наиболее достоверные сведения и выяснить связь между отдельными параметрами и факторами, влияющими на них.

Лабораторные методы исследования сводятся в основном к изучению физико-химических свойств газосодержащих объектов и содержащихся в них газа и жидкости. Условия определения параметров пласта, как, например, пористости, проницаемости, газонасыщенности по небольшим образцам в лаборатории в большинстве случаев существенно отличаются от определения этих параметров в естественных условиях, носят точечный характер и их трудно распространить на все месторождение.

Параметры, определяемые геофизическими методами, также характеризуют участок, непосредственно прилегающий к стволу скважин. В необсаженных скважинах с помощью геофизических методов выделяют газонасыщенные интервалы, кровлю и подошву продуктивного пласта, определяют пористость, газонасыщенность, эффективную мощность, положение контакта газ—вода и др. Эти же параметры определяются ядерно-геофизическими методами в обсаженных скважинах

в процессе разработки. Одно из существенных достижений промыслово-геофизических методов исследований — широко применяемые в настоящее время дебитометрия и термометрия, с помощью которых в эксплуатационных газовых скважинах под давлением выделяют работающие интервалы, определяют дебиты отдельных пропластков, коэффициенты фильтрационного сопротивления, проницаемость, пьезопроводность и др.

К газогидродинамическим методам исследования скважин относится снятие КВД после остановки, снятие кривых стабилизации давления и дебита при пуске скважины в работу на определенном режиме (с определенным диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы) и снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных режимах.

Независимо от процесса, проходящего в скважине, мы получаем информацию. В частности, если скважина простаивает длительное время, то в большинстве случаев определяется пластовое давление, величина которого используется при обработке результатов исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Если скважина только что остановлена, то снимается КВД, по которой определяются параметры пласта. Если скважина только что пущена в работу, то снимаются кривые стабилизации давления и дебита, также позволяющие определить параметры пласта. Если скважина эксплуатируется на определенном режиме, то данные этого режима можно использовать при гидродинамическом исследовании. Так, например, дебит скважины и продолжительность работы ее с данным дебитом используется при обработке КВД. Если предстоит снятие индикаторной кривой, то режим, на котором работала скважина перед снятием индикаторной кривой, можно использовать как один из предполагаемых при стационарном методе исследования или как режим со стабилизированной характеристикой при применении ускоренных методов исследования скважин. Отметим, что помимо основных параметров полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Таким образом, при любом состоянии газовой скважины можно получить определенную информацию, используемую в дальнейшем при определении тех или иных параметров пласта и скважины. Поэтому весь процесс исследования скважины должен фиксироваться во времени.

Имеющиеся методы получения информации о пласте и скважине условно можно разделить на две группы.

1. Прямые методы, изучающие непосредственно образцы породы и продукцию, получаемую из скважины. К прямым методам определения параметров пористой среды и получаемой продукции относятся лабораторные изучения свойств керна и физико-химических свойств газа и пластовой жидкости. К числу прямых вспомогательных методов относятся также кавернометрия, газовый каротаж и изучение шлама, получаемого в процессе бурения продуктивного разреза.

2. Косвенные методы, изучающие физические свойства пласта и получаемой продукции с помощью установления связи этих свойств с другими параметрами, измеряемыми различными методами — геофизическими, термометрическими, газогидродинамическими.

Комплексное использование этих методов позволяет качественно и надежно определить исходные параметры, необходимые при подсчете запасов, проектировании разработки залежи и установлении оптимального технологического режима работы газовых скважин.

I.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Классификация газогидродинамических исследований определяется назначением этих исследований и зависит от поставленных задач. На разных этапах изученности газового месторождения (освоение, опытно-промышленная эксплуатация и разработка залежи) требования, предъявляемые к газогидродинамическим

исследованиям, различны. В целом исследования газовых скважин делятся на первичные, текущие и специальные.

I. Первичные исследования проводятся во всех разведочных и эксплуатационных скважинах. Первичные исследования являются базисными, проводятся в полном объеме и позволяют определить параметры пласта, его продуктивную характеристику, установить добывные возможности скважины, а также связь между дебитом, забойным и устьевым давлением и температурой, режим работы скважины с учетом наличия и выноса жидких и твердых частиц в потоке, начальное пластовое давление, степень и качество вскрытия пласта и др. В некоторых случаях первичные исследования газовых скважин проводятся поинтервально с целью выявления продуктивной характеристики по разрезу для установления возможности одновременного вскрытия всего газоносного разреза. Как правило, на разведочных площадях исследования проводятся с выпуском газа в атмосферу.

При первичных исследованиях газовых скважин определяются следующие параметры.

1. Статическое давление на устье.

2. Пластовое давление по устьевым замерам расчетным путем либо глубинными манометрами.

3. Забойные давления на различных режимах работы скважины так же, как и пластовое давление, по данным замера в трубном или затрубном пространстве, либо глубинными манометрами.

4. Дебит скважины по данным шайбного измерителя критического течения или диафрагменного измерителя, установленного в замерном пункте.

5. Процесс восстановления и стабилизации давления регистрируется самопишущим манометром, а в случае отсутствия такового — через определенные промежутки времени образцовым манометром.

Давление должно быть привязано ко времени для дальнейшей обработки кривых восстановления и стабилизации давления. Частоту регистрации давления устанавливают исходя из темпа роста или падения давления на данной скважине. Для хорошо проницаемых коллекторов в начальной стадии процесса восстановления и стабилизации давления замеры следует проводить через 0,5, 1 и 2 мин. В дальнейшем частота измерения давления постепенно уменьшается до 5, 10, 30, 60 мин и т. д. В случае необходимости полного восстановления или стабилизации давления в низкопроницаемых пластах конечные участки кривых можно определить при помощи замеров с интервалами времени в сутки и более. При первичных испытаниях газовой скважины так же, как и в текущих исследованиях, продолжительность работы на режимах и процесса восстановления выбирается в основном предварительно. Существующие в настоящее время газогидродинамические методы позволяют существенно сократить срок испытания скважины, сохраняя при этом качество и объем получаемой информации.

6. Температура газа на забое и на устье на различных режимах, а также в процессе восстановления и стабилизации давления.

7. Количество выносимой воды, конденсата и твердых примесей на различных режимах.

8. Отбираются пробы газа, конденсата и воды при различных режимах для определения их физико-химических свойств в зависимости от изменения давления и температуры, наличия агрессивных компонентов в их составах.

II. Текущие исследования проводятся на эксплуатационных скважинах в процессе разработки месторождения. Основная задача текущих исследований — получение необходимой информации для анализа и контроля за разработкой. Объем текущих исследований диктуется конкретными условиями месторождения и сводится в основном к гидродинамическому исследованию скважин с целью проверки ранее принятых параметров и установления закономерности их изменения в процессе разработки, внесения соответствующих корректив в проектные показатели, если изменения проверяемых параметров существенны.

Пластовое давление согласно «Правилам разработки газовых и газоконденсатных месторождений», утвержденным Госгортехнадзором СССР 6 апреля 1970 г. и новому проекту этих правил на начальной стадии разработки необходимо измерять не менее одного раза в квартал с охватом 25% действующего фонда скважин. После ввода залежи в разработку на полную мощность, оценки запасов по

данным эксплуатации и установления зависимости между отбором газа и темпом падения давления периодичность замеров пластового давления по действующим скважинам может быть доведена до 1—2 раз в год с остановкой не менее 50% фонда скважин.

Кроме того, необходимо периодически в сроки, предусмотренные правилами, проводить комплексные исследования, а также исследования после проведения работ по интенсификации и капитальному ремонту скважин.

III. Специальные исследования проводятся, как правило, для определения тех или иных параметров, обусловленных специфическими условиями рассматриваемого месторождения. К числу специальных исследований относятся работы по контролю за положением контакта газ—вода в специально выбранных для этой цели скважинах, изучение степени коррозии скважинного оборудования при различных режимах работы, определение степени истощения отдельных пластов в процессе разработки и возможного перетока газа из одного горизонта в другой при их совместном вскрытии, изучение влияния значительного количества влаги и разрушения призабойной зоны на производительность скважины, проведение работ по интенсификации (дополнительная перфорация, СКО, укрепление призабойной зоны, установка цементных мостов и др.).

I.3. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

Подготовка газовой скважины к газогидродинамическим исследованиям обусловливается следующим.

1. Назначением исследования (первичное, текущее, специальное) и объемом требуемой информации.

2. Геологическими особенностями залежи и характеристикой пористой среды и получаемой продукции, т. е. наличием значительного количества влаги (конденсационной воды, конденсата, фильтрата) и агрессивных компонентов в составе газа, возможностью разрушения призабойной зоны, образованием гидратов в стволе скважины в процессе испытания, подтягиванием конуса подошвенной воды.

3. Конструкцией скважины и применяемых глубинных приборов.

4. Степенью освоения месторождения, т. е. наличием наземных коммуникаций по сбору и осушке газа, факторами, ограничивающими давление, температуру и дебит скважины в процессе испытания и др.

Перед испытанием скважины, вышедшей из бурения, необходимо освоить ее, не допуская при этом образования на забое песчано-глинистой пробки. В условиях возможного разрушения пласта и подтягивания конуса подошвенной воды создание больших депрессий на пласт не допускается. В зависимости от ожидаемого дебита необходимо выбрать такую конструкцию фонтанных труб, при которых обеспечивается вынос потоком газа твердых и жидких примесей с забоя скважины. Соблюдая названные условия, продувку скважины следует осуществлять многоцикловым методом, который заключается в следующем: сначала устанавливается шайба (штуцер) небольшого диаметра. Постепенно увеличивая диаметр шайбы, снимают 4—5 точек. Затем диаметр шайбы уменьшают до начального установленного при прямом ходе и снимают при этом также 4—5 точек в обратном порядке. Как правило, в процессе продувки делают 2—3 цикла, затрачивая на каждый режим 30—40 мин.

В процессе продувки осуществляется контроль за выносом примесей в потоке газа с помощью сепарационных установок. Многоцикловый метод освоения и продувки скважины позволяет наиболее эффективно очистить призабойную зону и определить степень ее очистки по полученным кривым. Совпадение последнего цикла с предыдущим считается концом процесса очистки забоя, если нет других причин (например, приобщение новых интервалов), влияющих на продуктивность скважины. Последнее проверяется в результате исследований глубинным дебитомером, шумомером, термометром и т. д. Оборудование устья скважины для проведения газогидродинамических исследований в зависимости от стадии освоения месторождения, их цели и назначения, характеристики залежи проводится в основном по двум схемам (рис. I.1, I.2).

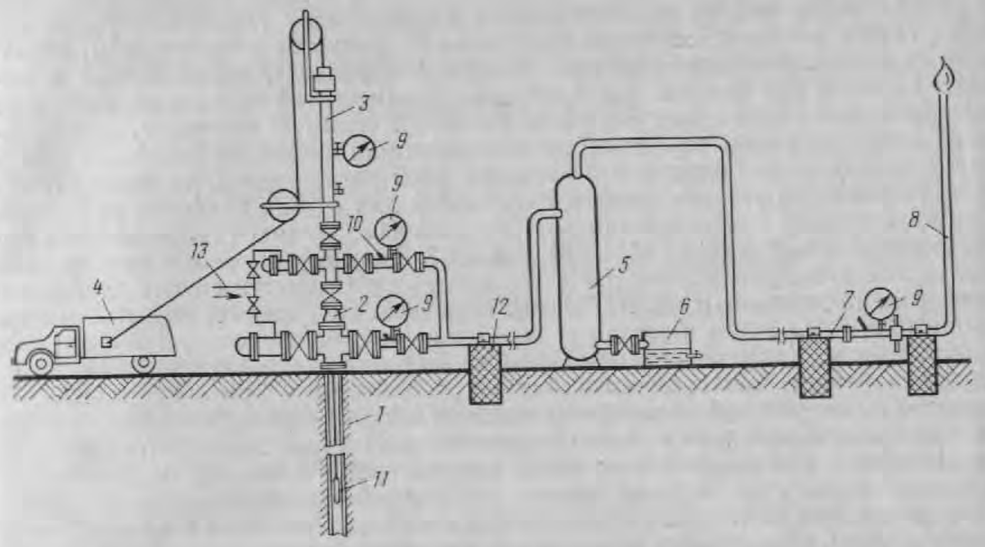


Рис. 1.1. Оборудование устья скважины, не подключенной к газосборному пункту.
1 — скважина; *2* — фонтанная арматура; *3* — лубрикатор; *4* — лебедка; *5* — сепаратор; *6* — емкость для замера жидкости; *7* — диафрагменный измеритель критического истечения; *8* — факельная линия; *9* — манометры; *10* — термометр; *11* — глубинный прибор; *12* — крепление выкидной линии; *13* — линия ввода ингибитора

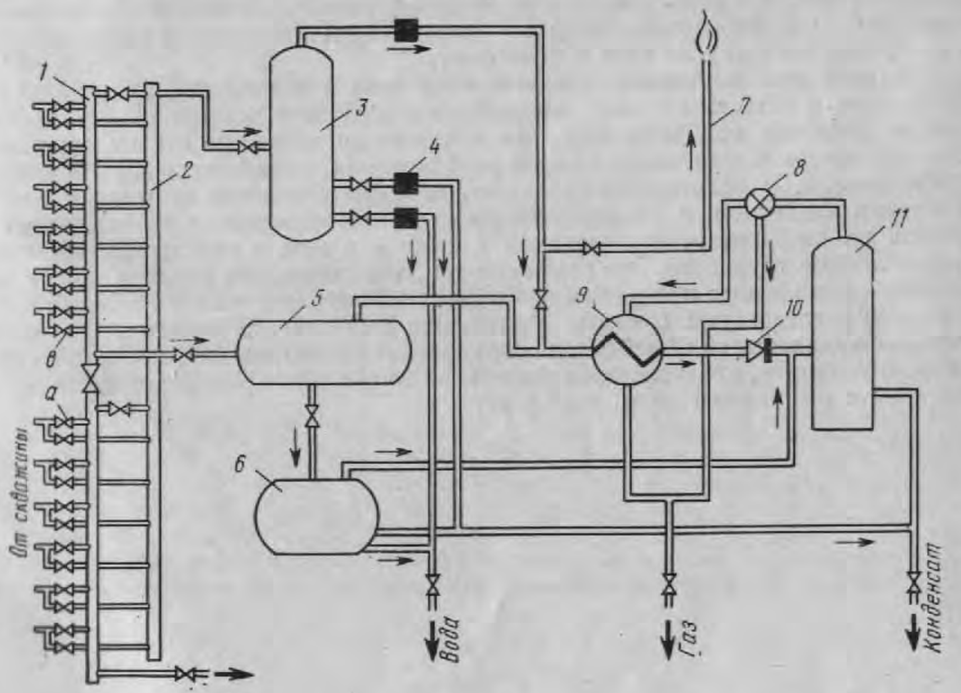


Рис. 1.2. Оборудование устья скважины, подключенной к газосборному пункту.
1 — блок входных ниток; *2* — линия контрольных замеров; *3* — контрольный сепаратор; *4* — узел замеров; *5* — сепаратор I ступени; *6* — разделительная емкость; *7* — факельная линия; *8* — регулятор теплового режима; *9* — теплообменник; *10* — регулируемый штуцер; *11* — сепаратор II ступени

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту, перед газогидродинамическим исследованием оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выкидной линией для факела. В зависимости от намеченной программы возможны некоторые изменения отдельных узлов указанной схемы. В частности, если предполагается проведение глубинной дебитометрии или измерения забойного давления и температуры приборами с дистанционной регистрацией, то вместо обычного лубрикатора устанавливается лубрикатор для спуска приборов на кабеле. При этом машина с лебедкой заменяется одной из имеющихся геофизических каротажных станций АКС-64, АПЛ-64, АКСЛ-7. Если в добываемом газе не ожидается значительного количества влаги и нет необходимости спуска глубинных приборов, то забойное и пластовое давления можно определить по устьевым замерам расчетным путем и тогда нет необходимости оборудовать устье скважины лубрикатором. Как правило, названный случай на практике встречается на неглубоких газовых месторождениях небольшой мощности при отсутствии подошвенной воды, условий образования жидкостной или песчаной пробки, при незначительном содержании тяжелых компонентов в составе пластового газа и т. д.

Наиболее распространенная схема обвязки устья скважин, подключенных к промысловому газосборному пункту, предусматривает индивидуальное испытание каждой из них. Такая схема требует оборудования устья скважины лишь лубрикатором, образцовыми манометрами, термометрами и подключения исследуемой скважины к линии испытания. Расход газа определяется по данным расходомера, установленного на линии испытания. Для проведения намеченного исследования вход в общий коллектор *1* закрывается задвижкой *а* и на линии испытания *2* открывается задвижка *в* (см. рис. I.2). На обустроенных и введенных в разработку месторождениях необходимость подачи ингибитора в скважину предусматривается проектом разработки. Большинство газогидродинамических и комплексных (с промыслово-геофизическими) исследований проводится в скважинах, подключенных к промысловому газосборному пункту. Основное преимущество испытания подключенных скважин — возможность проведения исследовательских работ без выпуска газа в атмосферу.

Однако при исследовании с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым (после сепаратора) давлениями должна компенсировать потери давления при движении газа в пласте до забоя, по стволу скважины, а также потери в сепараторе на всех 5—6 режимах, предусмотренных методикой исследований. В некоторых случаях, т. е. когда скважины вскрывают пласты с низким давлением, и практически на всех месторождениях на завершающей стадии их разработки, исследования с выпуском газа в газопровод встречают определенные трудности. Это связано с тем, что небольшая разница между давлением в газопроводе и устьевым давлением после сепаратора ограничивает число режимов исследования. С целью обеспечения достаточного диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключенной к газосборному пункту, предусмотрена факельная линия для проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

ГЛАВА II

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

II.1. СОСТАВ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Добываемые на газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях природные газы представляют собой многокомпонентные системы, состоящие из предельных углеводородов и неуглеводородных компонентов. Предельные углеводороды имеют формулу C_nH_{2n+2} и в зависимости от числа атомов углерода в молекуле могут находиться при нормальных условиях в двух агрегатных состояниях: газы — углеводороды, содержащие в молекуле до четырех атомов углерода (от CH_4 до C_4H_{10}); жидкости — углеводороды, имеющие пять и больше атомов углерода (C_5H_{12} + в). Тяжелые углеводороды в зависимости от температуры и давления могут быть растворены в легких, либо находиться в жидком состоянии.

Из неуглеводородных компонентов природные газы содержат азот N_2, углекислый газ CO_2, сероводород H_2S и др., а также инертные газы Ar, Cr, Xe, Ne, He. Кроме того, природные газы, как правило, насыщены парами воды, содержание которых зависит от давления, температуры, а также состава газа и воды.

Состав природного газа обычно выражается в объемных или массовых долях единицы или процентах. Объемный состав газовых смесей является и молярным составом, так как объем одного моля любого газа при 0° С и 760 мм рт. ст. равен 22,4 л/моль.

Объемный (молярный) состав газа можно пересчитать в массовый для каждого компонента смеси по формуле

$$g_i = x_i M_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} x_i M_i, \qquad \text{(II.1)}$$

где g_i — массовая доля i-го компонента в газе; x_i — объемная доля i-го компонента; M_i — молекулярная масса i-го компонента, определяется из табл. II.1.

Если состав природного газа задан в массовых долях, то для пересчета его в объемные (молярные) единицы используется формула

$$x_i = g_i \Big/ M_i \sum_{i=1}^{n} m_i, \qquad \text{(II.2)}$$

где m_i — число молей i-го компонента в смеси.

Поскольку $m_i = g_i/M_i$, формулу (II.2) можно представить в виде

$$x_i = g_i \Big/ M_i \sum_{i=1}^{n} \frac{g_i}{M_i}. \qquad \text{(II.3)}$$

Основные параметры компонентов природных газов, необходимые для расчетов, приведены в табл. II.1.

Таблица II.1

Основные параметры компонентов природного газа

Показатели	Компоненты						
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	n-C_4H_{10}	i-C_4H_{10}	n-C_5H_{12}	i-C_5H_{12}
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт. ст.	22,36	22,16	21,82	21,50	21,75	20,87	20,87
Плотность при 0 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	0,7168	1,356	2,010	2,703	2,668	3,457	3,457
Плотность при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	0,6679	1,263	1,872	2,5185	2,4859	3,221	3,221
Относительная плотность (по воздуху)	0,555	1,049	1,562	2,091	2,067	2,674	2,490
Газовая постоянная, м/°С	52,95	28,19	19,23	14,95	14,95	11,75	11,75
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт. ст., C_p/C_V, ккал/кг·°С	0,5172 0,39361	0,3934 0,3273	0,3701 0,3252	0,3802 0,3466	0,3802 0,3466	0,3805 0,3533	0,3805 0,3533
Коэффициент динамической вязкости при 20 °С и 760 мм рт. ст., 10^{-6} кг·с/м²	1,0484	0,8720	0,7649	0,6956	0,7027	0,6354	0,6507
Фактор ацентричности молекул ω	0,0104	0,0986	0,1524	0,02010	0,1849	0,2539	0,2993
Параметры потенциалов:							
ε/k, К	140,0	236,0	206,0	208,0	217,0	269,0	269,0
σ, Å	3,808	4,384	5,420	5,869	5,819	6,099	6,057
$\delta_{безр}$	—	—	—	—	—	—	—
Критическая температура $T_{кр}$, К	190,55	305,43	369,82	425,16	408,13	469,65	460,39
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см²	46,95	49,76	43,33	38,71	37,19	34,35	34,48
Температура кипения $T_{кип}$, К	111,7	184,6	231,1	272,7	261,5	309,3	301,0
Теплопроводность при 0° С и 760 мм рт. ст., ккал/м·ч·°С	0,026	0,016	0,013	0,011	0,010	0,0106	0,0106

Продолжение табл. II.1

Показатели	Компоненты					
	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_8H_{18}	N_2	H_2	Воздух
Молекулярная масса	86,178	100,198	114,22	28,016	2,016	28,96
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт. ст.	22,42	22,47	22,71	22,404	22,43	22,4
Плотность при 0 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	3,845	4,459	5,030	1,2503	0,0899	1,2928
Плотность при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	3,583	4,155	4,687	1,1651	0,0837	1,2046
Относительная плотность (по воздуху)	2,974	3,450	3,820	0,967	0,069	1,000
Газовая постоянная, м/°С	9.84	8,46	7,42	30,26	420,63	29,27
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт. ст., C_p/C_V, ккал/кг·°С	0,3827 0,3600	0,3846 0,3652	0,3856 0,3686	0.2482 0,1770	3,3904 2,4045	0,2397 0,1712
Коэффициент динамической вязкости при 20° С и 760 мм рт. ст., 10^{-6} кг·с/м²;	0,6169	0,5500	0,5030	1,6981	0,8984	1,7419
Фактор ацентричности молекул ω	0,3007	0,3498	0,4018	0,040	0	—
Параметры потенциалов:						
ε/k, К	423,0	288,0	333,0	91,5	33,3	78,6
σ, Å	5,916	7,000	7,407	3,681	2,968	3,711
$\delta_{безр}$	—	—	—	0	0	—
Критическая температура $T_{кр}$, К	507,35	540,15	568,76	126,26	33,25	37,2
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см²	30,72	27,90	25,35	34,65	13,25	132,4
Температура кипения $T_{кип}$, К	341,9	371,6	398,9	77,3	20,4	78,8
Теплопроводность при 0° С и 760 мм рт. ст., ккал/м·ч·°С	0,00966	0,0092	0,0084	0,020	0,148	0,021

Продолжение табл. II.1

Показатели	Компоненты							
	Водяной пар	O_2	H_2S	SO_2	CO_2	CO	NO_2	NO
Молекулярная масса	18,016	32,0	34,082	64,06	44,011	28,011	46,006	30,01
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт. ст.	23,45	—	22,14	—	22,26	22,41	—	—
Плотность при 0 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	1,8041	1,429	1,539	2,927	1,977	1,250	2,055	1,340
Плотность при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	0,7496	1,3315	1,434	2,727	1,842	1,165	1,915	1,249
Относительная плотность (по воздуху)	0,624	1,105	1,190	2,264	1,529	0,967	1,593	1,037
Газовая постоянная, м/°С	47,06	26,47	24,89	—	19,27	30,26	—	—
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт. ст., C_p/C_V, ккал/кг·°С	0,4441 / 0,3469	0,2185 / 0,156	0,253 / 0,192	—	0,1946 / 0,1496	0,2483 / 0,1774	—	—
Коэффициент динамической вязкости при 20 °С и 760 мм рт. ст., 10^{-6} кг·с/м²	0,9006	1,948	1,2025	1,1804	1,3942	1,6951	—	1,8358
Фактор ацентричности молекул ω	—	0,019	0,100	0,598	0,231	—	0,093	—
Параметры потенциалов:								
ε/k, К	—	88	343	347	190	110	220	119
σ, Å	—	3,541	3,49	4,04	3,996	3,590	3,879	3,470
$\delta_{безр}$	—	0	0,21	0,42	—	—	—	0
Критическая температура $T_{кр}$, К	—	154,78	373,6	430,65	304,2	132,93	100	180.3
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см²	—	51,8	91,85	80,49	75,27	35,68	431,0	66,64
Температура кипения $T_{кип}$, К	—	90	211,4	263,2	194,7	81,7	294,5	121,4
Теплопроводность при 0 °С и 760 мм рт. ст., ккал/м·ч·°С	0,015	—	0,011	—	0,012	—	—	—

Продолжение табл. II.1

Показатели	Компоненты							
	He	Ar	Kr	Fr	Cl_2	Этилмеркаптан C_2H_5SH	H_2O	Hg
Молекулярная масса	4,00	39,95	83,80	38,00	70,91	62,13	18,02	200,59
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт. ст.	—	—	—	—	—	—	—	18,019
Плотность при 0 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	0,178	1,784	—	—	3,233	0,84	—	13 595
Плотность при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	0,166	1,1662	—	—	3,012	—	998,2	13 546
Относительная плотность (по воздуху)	1,138	1,380	—		2,501			
Газовая постоянная, м/°С	211,84	—	—		—			
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт. ст., C_p/C_V, ккал/кг·°С	1,260 / 0,760	1.2430 / —	—	—	—	—	1,0074 / —	0,0335 / —
Коэффициент динамической вязкости при 20 °С и 760 мм рт. ст., 10^{-6} кг·с/м²	1,8970	2,1265	2,3764	—	1,2698	—	1,004	—
Фактор ацентричности молекул ω	0,246	—	0,002	0,071	0,082	—	0,348	—
Параметры потенциалов:								
ε/k, К	10,8	124,9	166,7	112,0	357,0	447,6	775,0	—
σ, Å	2,57	3,423	3,679	3,653	4,117	4,644	2,52	—
$\delta_{безр}$	0	0	0	—	—	0,156	1,0	—
Критическая температура $T_{кр}$, К	5,2	150,72	309,41	144,2	417,2	499	647,4	—
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см²	2,34	49,59	56,0	56,83	78,63	56,0	225,55	—
Температура кипения $T_{кип}$, К	4,3	87,5	121,4	86,2	238,6	—	373,2	—
Теплопроводность при 0 °С и 760 мм рт. ст., ккал/м·ч·°С	0,123	—	—	—	—	—	—	—

II.2. ПЛОТНОСТЬ ГАЗА И ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

Один из основных параметров, характеризующих газ, — плотность, т. е. масса единицы объема газа. Размерность плотности в системе СИ — кг/м³, в системе СГС — г/см³. Плотность газа известного состава определяется как сумма произведений плотности отдельных компонентов ρ_i на их объемное (молярное) содержание x_i:

$$\rho = \sum_{i=1}^{n} x_i \rho_i \qquad (II.4)$$

или по известным молекулярным массам

$$\rho = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i / 22{,}4. \qquad (II.5)$$

Плотность сухого газа при T и p определяется по формуле

$$\rho = \rho_н \frac{pT_н}{p_н T z} = 283{,}58 \rho_н \frac{p}{Tz}, \qquad (II.6)$$

где $\rho_н$ — плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; z — коэффициент сверхсжимаемости газа при pT.

Если в газе содержатся водяные пары, т. е. влагосодержание $W > 0$, плотность газа определяется по формуле

$$\rho_{вл} = 283{,}58 \rho_н \frac{p}{Tz}\left[1 + \frac{0{,}00353 TzW}{p}\left(\frac{\rho_{в.п}}{\rho_н} - \frac{p_{в.п}}{p}\right)\right], \qquad (II.7)$$

где $\rho_{в.п}$ — плотность насыщенного водяного пара, кг/м³; W — влагосодержание, определяемое согласно п. II.7; $p_{в.п}$ — давление насыщенного водяного пара, кгс/см².

Значения $p_{в.п}$ и $\rho_{в.п}$ приведены в табл. II.2. Поправки к плотности сухого газа на его влажность и для давлений 730—790 мм рт. ст. приведены в табл. II.3.

В газоконденсатных скважинах при значительном содержании конденсата плотность смеси определяется по формуле

$$\rho_{см} = \frac{\rho Q_г + \rho_к Q_к}{Q_г + a_к Q_к}, \qquad (II.8)$$

где ρ, $\rho_к$ — плотность газа и конденсата соответственно после сепаратора при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; $Q_г$, $Q_к$ — дебиты газа и конденсата соответственно при 20 °С и 760 мм рт. ст., м³/сут.

При тех же условиях

$$a_к = 24 \frac{\rho_к}{M_к}, \qquad (II.9)$$

где $a_к$ — кажущийся объемный коэффициент конденсата; $M_к$ — молекулярная масса конденсата, значения которой для некоторых месторождений СССР приведены ниже.

Месторождение	Молекулярная масса, кг/кмоль	Месторождение	Молекулярная масса, кг/кмоль
Вуктыльское (начальные условия)	128	Уренгойское	120
Газлинское	95	Шатлыкское	170
Березанское	115	Оренбургское	90
Крестищенское	136	Наипское	133
Мастахское	121	Кирпичлинское	125
Майкопское	115		

Таблица II.2

Зависимость плотности и давления насыщенного водяного пара от температуры

t, °С	$p_{в.п}$, кгс/см²	$\rho_{в.п}$, кг/м³	t, °С	$p_{в.п}$, кгс/см²	$\rho_{в.п}$, кг/м³	t, °С	$p_{в.п}$, кгс/см²	$\rho_{в.п}$, кг/м³
0	0,00623	0,00485	27	0,03634	0,02576	54	0,15298	0,0998
1	0,00669	0,00519	28	0,03853	0,02722	55	0,16051	0,1044
2	0,00720	0,00556	29	0,04083	0,02875	56	0,16835	0,1092
3	0,07720	0,00594	30	0,04325	0,03036	57	0,17653	0,1142
4	0,0072	0,00636	31	0,04580	0,032205	58	0,18504	0,1193
5	0,00899	0,00679	32	0,04847	0,03381	59	0,19390	0,1257
6	0,00953	0,00726	33	0,05128	0,03565	60	0,2031	0,1302
7	0,01021	0,00775	34	0,05423	0,03758	61	0,2127	0,1360
8	0,01093	0,00826	35	0,05733	0,03960	62	0,2227	0,1420
9	0,01170	0,00882	36	0,06057	0,04172	63	0,2330	0,1482
10	0,01251	0,00940	37	0,06398	0,04393	64	0,2438	0,1546
11	0,01338	0,01001	38	0,06755	0,04623	65	0,2550	0,1630
12	0,01429	0,01066	39	0,07129	0,04864	66	0,2666	0,1682
13	0,01526	0,01134	40	0,07520	0,05115	67	0,2778	0,1753
14	0,01629	0,01206	41	0,07930	0,05376	68	0,2912	0,1827
15	0,01738	0,01282	42	0,08360	0,05659	69	0,3042	0,1903
16	0,01853	0,01363	43	0,08809	0,08935	70	0,3177	0,1982
17	0,01974	0,01447	44	0,09279	0,06234	71	0,3317	0,2064
18	0,02103	0,01536	45	0,09771	0,06545	72	0,3463	0,2148
19	0,02239	0,01630	46	0,10284	0,06868	73	0,3613	0,2236
20	0,02383	0,01729	47	0,10821	0,07205	74	0,3769	0,2326
21	0,02534	0,01833	48	0,11382	0,07557	75	0,3931	0,2420
22	0,02694	0,01942	49	0,11967	0,07923	76	0,4098	0,2516
23	0,02863	0,02057	50	0,12578	0,08302	77	0,4272	0,2515
24	0,03041	0,02177	51	0,13216	0,08696	78	0,4451	0,2718
25	0,03229	0,02304	52	0,13881	0,09107	79	0,4637	0,2824
26	0,03426	0,02437	53	0,14575	0,09535	80	0,4829	0,2933

Таблица II.3

Поправки к плотности сухого газа на его влажность

Плотность сухого газа, кг/м³	Поправка, % при температуре, С								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
0,4	+1,2	+1,5	+2,0	+2,7	+3,4	+5,5	+6,4	+7,0	+8,5
0,5	+0,7	+0,9	+1,2	+1,5	+1,9	+2,4	+2,9	+3,5	+4,3
0,6	+0,4	+0,5	+0,6	+0,7	+0,9	+1,0	+1,2	+1,4	+1,6
0,7	+0,1	+0,1	+0,2	+0,2	+0,2	+1,0	0,0	—0,1	—0,3
0,8	0,0	—0,1	—0,1	—0,2	—0,4	—0,6	—0,9	—1,3	—1,7
0,9	—0,2	—0,3	—0,4	—0,6	—0,8	—1,2	—1,6	—2,2	—3,0
1,0	—0,3	—0,4	—0,6	—0,8	—1,1	—1,6	—2,1	—2,9	—3,9

Для практических расчетов часто используется относительная плотность газа по воздуху $\bar{\rho}$, равная отношению плотности газа ρ к плотности воздуха $\rho_в$, взятой при тех же давлении и температуре,

$$\bar{\rho} = \rho/\rho_в.$$

Относительная плотность удобна тем, что не зависит от температуры и давления, если пренебречь различием в коэффициентах сверхсжимаемости воздуха и газа. При определении относительной плотности газа следует иметь в виду, что нормальными условиями в физике считаются 0 °С и 760 мм рт. ст., в газовой промышленности при определении объемов газа — 20 °С и 760 мм рт. ст. Плотность воздуха соответственно равна: при 20 °С и атмосферном давлении $\rho_в = 1{,}205$ кг/м³, при 0 °С и том же давлении $\rho_в = 1{,}293$ кг/м³.

Пример. Рассчитать плотность газа заданного состава при $p = 150$ кгс/см² и $t = 30$ °С.

Расчет плотности газа при 20 °С и 760 мм рт. ст. по его составу приведен в табл. II.4.

Таблица II.4

Расчет плотности газа

Состав газа	x_i, об.%	ρ_i (по табл. II.1),	$\rho_i x_i$
CH_4	74,10	0,6679	0,4949
C_2H_6	7,48	1,2630	0,0964
C_3H_8	3,37	1,872	0,0630
C_4H_{10}	0,76	2,4859	0,0188
C_4H_{10}	1,68	2,5185	0,0423
C_5H_{12}	0,57	3,221	0,0183
C_5H_{12}	0,32	3,221	0,0103
C_6H_{14}	0,63	3,583	0,0225
N_2	6,09	1,1651	0,0709
H_2S	2,00	1,434	0,0286
CO_2	3,00	1,842	0,0552
	$\sum x_i = 100{,}00$		$\sum \rho_i x_i = 0{,}9192$

$\rho_н = 0{,}9192$ кг/м³. $\bar{\rho} = 0{,}9192/1{,}205 = 0{,}7628$.

По формуле (II.6) принимая $z = 1$, получим

$$\rho = 0{,}9192 \frac{150 \cdot 293}{1{,}0332 \cdot 303} = 129{,}04 \text{ кг/м}^3.$$

Пример. Определить плотность газоконденсатной смеси при следующих исходных данных: плотность газа после сепаратора при 20 °С и 760 мм рт. ст. $\rho = 0{,}723$ кг/м³ ($\bar{\rho} = 0{,}6$), плотность конденсата $\rho_к = 740$ кг/м³, содержание конденсата в газе 300 см³/м³, дебит газа 200 тыс. м³/сут, молекулярная масса конденсата $M = 149$ кг/кмоль. Определяем суточный дебит конденсата

$$Q_к = 0{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 10^3 = 60 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По формуле (II.9) рассчитаем

$$a_к = 24 \frac{740}{149} = 119{,}2.$$

По формуле (II.8) найдем $\rho_{см}$.

$$\rho_{см} = \frac{0{,}723 \cdot 200 \cdot 10^3 + 740 \cdot 60}{200 \cdot 10^3 + 119{,}2 \cdot 60} = 0{,}912 \text{ кг/м}^3;$$

II.3. КРИТИЧЕСКИЕ И ПРИВЕДЕННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗА

Основные параметры, характеризующие состояние газа, — объем, давление и температура. Уравнение, связывающее эти параметры, называется уравнением состояния газа.

Уравнение состояния идеальных газов $pV = RT$ получено из условия отсутствия межмолекулярного взаимодействия и объема молекул. Однако молекулы реальных газов имеют конечные размеры и оказывают значительное взаимное влияние, поэтому для характеристики реальных газов необходимы дополнительные (характеристические) параметры, связанные с определенным потенциалом межмолекулярного взаимодействия. Эти параметры характеризуют расстояние межмолекулярного взаимодействия σ и минимальную потенциальную энергию соударения ε_0.

Для веществ, молекулы которых характеризуются постоянным несимметричным распределением заряда (полярных веществ), потенциал межмолекулярного взаимодействия характеризуется также некоторыми дополнительными параметрами. В качестве полярных соединений можно назвать содержащуюся в продукции скважин воду, вводимые в скважину метанол, соляную кислоту, к слабо полярным веществам относится сероводород. Все углеводородные компоненты природного газа, а также азот и углекислый газ относятся к неполярным соединениям. Обобщенные уравнения состояния реальных газов, константы которого непосредственно связаны с описанными характеристическими параметрами, построенные на строгой теоретической основе, сложны для использования в связи с громоздкостью расчетов, а часто и с отсутствием необходимых данных. Поэтому для расчета состояния реальных газов и их свойств основываются обычно на экспериментальных данных, используемых либо непосредственно, либо для построения эмпирических формул или уравнений.

В инженерных расчетах чаще всего пользуются обобщенным уравнением Менделеева—Клапейрона, в которое вводится коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от закона идеального, названный коэффициентом сверхсжимаемости газа,

$$pV = zRT, \tag{II.10}$$

Заменив удельный объем плотностью газа, получим это же уравнение в более распространенном виде

$$p = \rho zRT, \tag{II.11}$$

где z — безразмерный коэффициент сверхсжимаемости газа; R — газовая постоянная, м/°С.

Критическим называется такое состояние вещества, при котором плотность вещества и его насыщенного пара равны друг другу. Параметры, соответствующие этому состоянию, называются критическими параметрами.

Для природного газа, являющегося смесью углеводородных и неуглеводородных компонентов, критические параметры определяются как псевдокритические по составу газа.

Когда природный газ содержит меньше 10 об.% высококипящих углеводородных фракций и неуглеводородных компонентов, псевдокритические параметры определяются по формулам

$$p_{п.кр} = \sum_{i=1}^{n} x_i p_{кр\,i}, \tag{II.12}$$

$$T_{п.кр} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{кр\,i}, \tag{II.13}$$

где $p_{п.кр}$ — псевдокритическое давление газа, кгс/см²; $T_{п.кр}$ — псевдокритическая температура, К; $p_{кр\,i}$, $T_{кр\,i}$ — критическое давление и температура i-го компонента соответственно, определяемые по табл. II.1; x_i — молярное (объемное) содержание i-го компонента.

Для газов газоконденсатных месторождений, а также газов, содержащих свыше 10 об. % тяжелых углеводородных и неуглеводородных компонентов,

формулы (II.12), (II.13) дают погрешность. Поэтому для расчетов, требующих высокой точности, следует использовать формулы

$$p_{\text{п. кр}} = K^2/J^2,$$

$$T_{\text{п. кр}} = K^2/J,$$

$$K = \sum_{i=1}^{n} x_i \frac{T_{\text{кр } i}}{\sqrt{p_{\text{кр } i}}}, \qquad \text{(II.14)}$$

$$J = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} x_i x_j \left[(T_{\text{кр } i}/p_{\text{кр } i})^{\frac{1}{3}} + (T_{\text{кр } j}/p_{\text{кр } j})^{\frac{1}{3}} \right]^3.$$

При отсутствии данных о компонентном составе фракций C_7+ в для газовых месторождений псевдокритические параметры этих фракций можно заменить

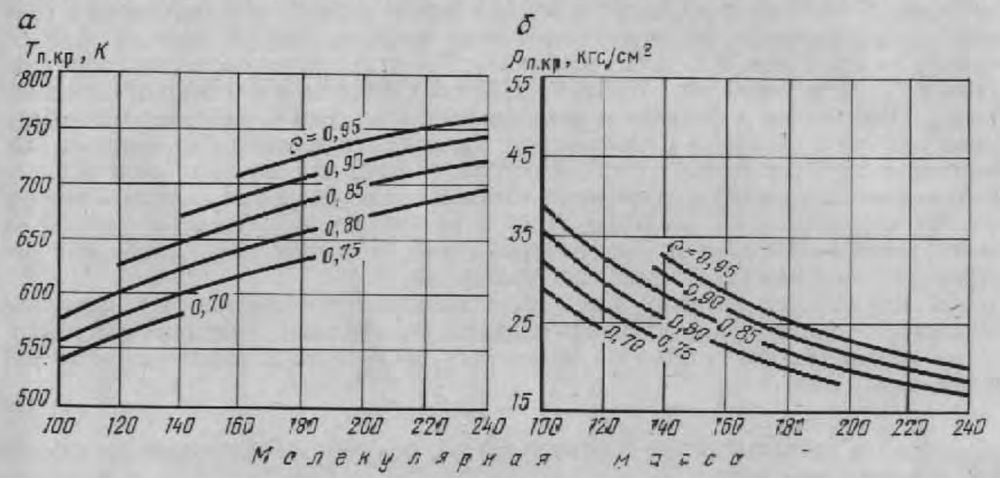


Рис. II.1. Псевдокритические температуры (*а*) и давления (*б*) для C_7H_{16} +в

критическими параметрами гептана. Для газоконденсатных месторождений псевдокритические параметры C_7+ в определяются по графикам рис. II.1 в зависимости от молекулярной массы.

В том случае, когда компонентный состав газа неизвестен, псевдокритические параметры можно определить по относительной плотности газа (рис. II.2, II.3). При наличии в газе азота, сероводорода и углекислого газа в псевдокритические параметры вводятся поправки с соответствующим знаком.

Приведенными параметрами называются отношения соответствующих параметров к их критическим значениям

$$p_{\text{пр}} = p/p_{\text{кр}},$$

$$T_{\text{пр}} = T/T_{\text{кр}}. \qquad \text{(II.15)}$$

Приведенные параметры природного газа определяются как отношения давления и температуры к их псевдокритическим значениям.

Критические и приведенные параметры позволяют использовать принцип соответственных состояний для определения коэффициента сверхсжимаемости, вязкости и некоторых других характеристик газа.

Принцип соответственных состояний заключается в том, что если два или несколько веществ, удовлетворяющих одному и тому же приведенному уравнению состояния, имеют одинаковые два из трех приведенных параметров, то и третий приведенный параметр будет у них также одинаков. Так как в критической точке приведенные параметры одинаковы и равны единице, критические состояния всех веществ являются соответственными.

В общем случае единого приведенного уравнения состояния, справедливого для всех без исключения веществ, не существует. Однако для веществ, относящихся к одному типу химических соединений и имеющих близкие значения критических параметров, закон соответственных состояний соблюдается.

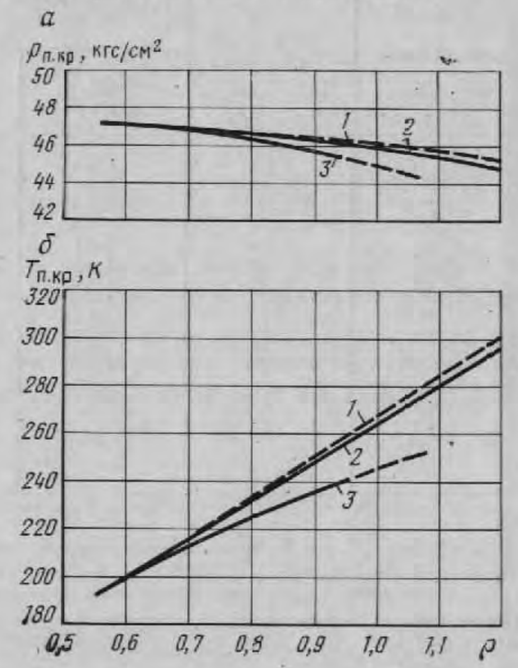
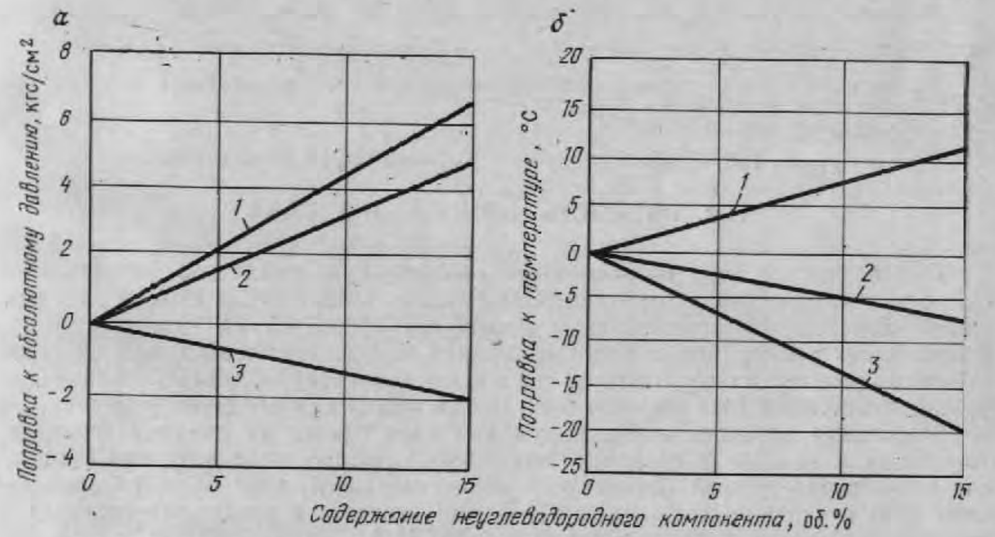


Рис. II.2. Псевдокритические давления (*а*) и температуры (*б*) природных газов.

1 — углеводородные газы; *2* — смесь газов; *3* — продукция газоконденсатных скважин

Рис. II.3. Поправки к псевдокритическим давлениям (*а*) и температурам (*б*), определяемым по рис. II.2 для газов, содержащих примеси. Примесь: *1* — H_2S; *2* — CO_2; *3* — N_2



При наличии в газе компонентов, относящихся к другому классу соединений, точность расчетов при использовании соответственных состояний уменьшается в тем большей степени, чем выше содержание этих компонентов. В этом случае необходимо вносить поправки, которые определяют либо по дополнительным графикам, либо вводя третий параметр в приведенное уравнение состояние.

Пример. Рассчитать псевдокритические параметры газа, состав и плотность которого приведены в табл. II.4.

Расчет $p_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ по формулам (II.12) и (II.13) приведен в табл. II.5. Получено: $p_{\text{кр}} = 47{,}6$ кгс/см²; $T_{\text{кр}} = 218{,}37$ К.

Определим критические параметры того же газа по его относительной плотности.

Таблица II.5

Определение критических давлений и температуры

Состав газа	Содержание об. %	Критические параметры компонентов		Псевдокритические параметры	
		$p_{абс}$, кгс/см²	T, К	$p_{кр.абс}$, кгс/см²	$T_{кр}$, К
CH_4	74,1	46,95	190,55	34,79	141,22
C_2H_6	7,48	49,76	306,43	3,72	22,85
C_3H_8	3,37	43,33	369,82	1,46	12,46
i-C_4H_{10}	0,76	37,19	408,13	0,28	3,10
n-C_4H_{10}	1,68	38,71	425,16	0,65	7,14
i-C_5H_{12}	0,57	34,48	460,39	0,19	2,62
n-C_5H_{12}	0,32	34,35	469,65	0,11	1,50
C_6H_{14}	0,63	30,72	507,35	0,19	3,19
N_2	6,09	34,65	126,26	2,11	7,69
H_2S	2,00	91,85	373,60	1,84	7,47
CO_2	3,00	75,27	304,20	2,26	0,13
	100			$p_{п.кр}$ = 47,60	$T_{п.кр}$ = 218,37

По рис. II.2 и II.3, пользуясь кривой для газоконденсатных месторождений с относительной плотностью $\bar{\rho} = 0{,}763$, находим критические параметры.

Критическое давление определяем по основному графику: $p_{кр} = 46{,}5$ кгс/см². Найдем поправки: на содержание H_2S (2 об. %) + 0,8 кгс/см²; на CO_2 (3 об. %) + 1 кгс/см²; на азот (6,09 об. %) — 0,7 кгс/см². Таким образом $p_{кр} = 46{,}5 + 0{,}8 + 1 - 0{,}7 = 47{,}6$ кгс/см².

Критическая температура, определенная в том же порядке,

$$T_{кр} = 220 + 2 - 1{,}8 - 1{,}5 = 218{,}7\text{К}.$$

Пример. Рассчитать приведенные параметры для газа предыдущего примера при $p = 150$ кгс/см² и $T = 303$ К.

По формулам (II.15) находим:

$$p_{пр} = 150/47{,}60 = 3{,}15; \qquad T_{пр} = 303/218{,}37 = 1{,}388.$$

II.4. ВЯЗКОСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Под вязкостью газа понимают его свойство сопротивляться перемещению одних частиц относительно других. Силы трения между двумя слоями газа единичной площади пропорциональны изменению скоростей на единицу длины. Коэффициент пропорциональности называется коэффициентом абсолютной или динамической вязкости газа. Вязкость так же, как температура, давление и объем, — функция состояния газа и может быть использована для его характеристики.

Поскольку вязкость определяется как сила сдвига на единицу площади, отнесенная к градиенту скорости, она имеет размерность: сила·время/(длина)² или масса/длина·время. Применяются обе размерности, хотя более распространены пуаз и сантипуаз. Единицы измерения вязкости в различных системах и соотношения между ними приведены в табл. II.6.

Для пересчета заданной единицы измерения (левая графа) в требуемую (верхняя строка таблицы) необходимый множитель находят на пересечении столбцов и строк. Например, чтобы выразить заданную в кг·ч/м² вязкость в пуазах, необходимо ее величину умножить на $0{,}35304 \cdot 10^5$.

Вязкость природного газа, так же как и отдельных его компонентов, зависит от температуры и давления. Расчет вязкости при заданных условиях проводится в два этапа. Сначала определяется вязкость при заданной температуре и атмосферном давлении $\mu_{ат}$, а затем полученное значение $\mu_{ат}$ пересчитывают на заданное давление.

Таблица II.6

Единицы измерения вязкости

Единицы измерения	кг·с/м²	кг·ч/м²	Н·с/м²	Пуаз	lbt·s/ft²
кг·с/м²	1	$2{,}7778 \cdot 10^4$	0,8066	98,0066	0,20482
кг·ч/м²	3600	1	35304	353040	737,34
Н·с/м²	0,10197	$2{,}8325 \cdot 10^5$	1	10	0,020885
Пуаз	0,010197	$2{,}8325 \cdot 10^6$	0,1	1	0,002088
lbt·s/ft²	4,8824	$1{,}3562 \cdot 10^3$	47,880	478,80	1

1 П = 1 дин·с/см² = 0,1 Н·с/м² = 10^2 сП = 10^6 мкП.

Определение $\mu_{ат}$ можно проводить аналитическим путем по известному составу газа и графическим способом по его относительной плотности. Второй способ более удобен для практических расчетов, не требующих высокой точности.

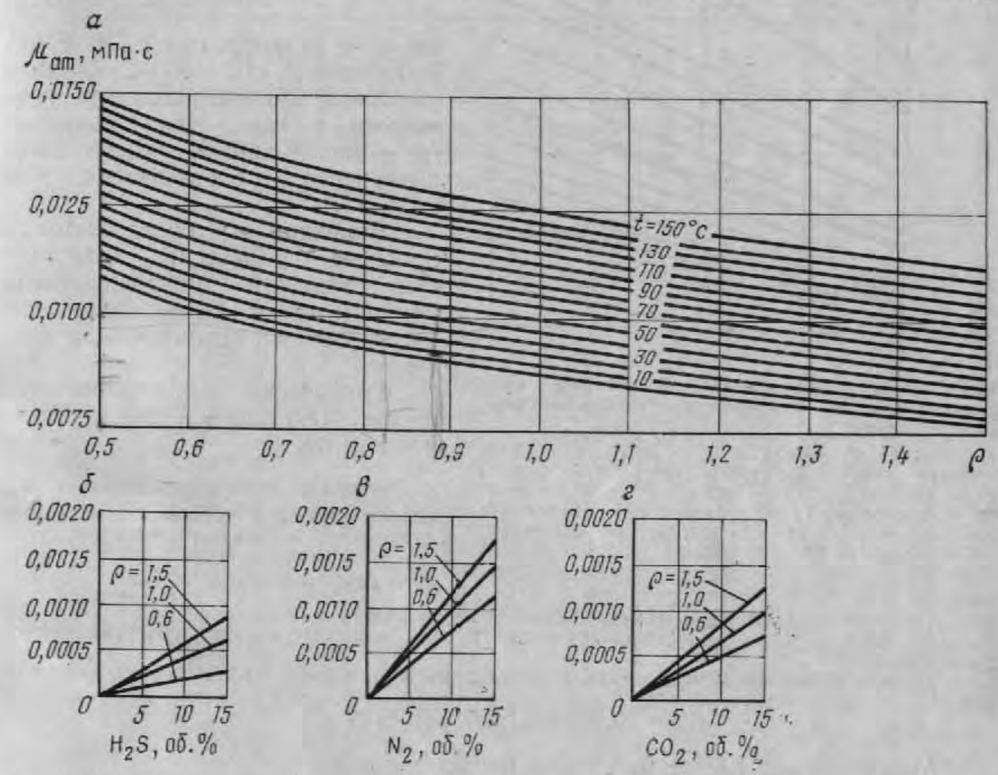


Рис. II.4. Зависимость вязкости углеводородных газов от относительной плотности газа по воздуху (*а*) и поправки на вязкость для газов, содержащих H_2S (*б*), N_2 (*в*) и CO_2 (*г*)

II.4.1 Определение вязкости газа при атмосферном давлении графическим способом

Вязкость газа при атмосферном давлении и заданной температуре определяется по относительной плотности газа по графику, приведенному на рис. II.4. При этом влияние неуглеводородных компонентов учитывается введением поправок, которые определяются по дополнительным графикам, для соответствующих концентраций этих компонентов в газе. Значения поправок должны быть вычтены из значения вязкости, определенной по основному графику.

Пример. Рассчитать вязкость при атмосферном давлении и 67 °С (340 К) газа следующего состава: CH_4 — 74,10; C_2H_6 — 7,48; C_3H_8 — 3,37; n-C_4H_{10} — 1,68; i-C_4H_{10} — 0,76; i-C_5H_{12} — 0,32; n-C_5H_{12} — 0,57; C_6H_{14} — 0,63; N_2 — 6,09; H_2S — 2,00; CO_2 — 3,00 об. %. Относительная плотность газа рассчитывается способами, приведенными в п. II.2. Для данного состава она равна $\bar{\rho} = 0{,}763$.

По рис. II.4 определяем для $\bar{\rho} = 0{,}763$ и $t = 67$ °С

$$\mu_{ат} = 0{,}0112 - 0{,}0005 - 0{,}0001 - 0{,}0002 = 0{,}0104.$$

II.4.2. Аналитическое определение вязкости при атмосферном давлении

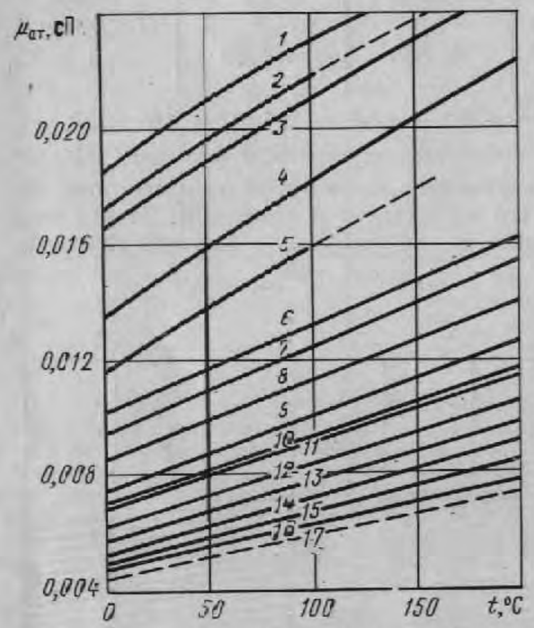


Рис. II.5. Зависимость абсолютной вязкости газов от температуры при атмосферном давлении.

1 — гелий; *2* — воздух; *3* — азот; *4* — углекислый газ; *5* — сероводород; *6* — метан; *7* — этилен; *8* — этан; *9* — пропан; *10* — изобутан; *11* — н-бутан; *12* — н-пентан; *13* — н-гексан; *14* — н-гептан; *15* — н-октан; *16* — н-нонан; *17* — н-декан

Расчет $\mu_{ат}$ по известному составу газа проводится по формуле

$$\mu_{ат} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \mu_i x_i \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^{n} x_i \sqrt{M_i}}, \qquad (II.16)$$

где μ_i — вязкость при $p_{ат}$ и T i-го компонента, сП; x_i — молярная (объемная) концентрация i-го компонента в газе, доли единицы; M_i — молекулярная масса i-го компонента, определяемая из табл. II.1.

Величина μ_i определяется с помощью графических зависимостей вязкости индивидуальных компонентов от температуры либо рассчитывается аналитическим способом.

Графически μ_i определяется по рис. II.5 как $\mu_{ат}$ для каждого компонента.

Пример. Рассчитать вязкость $\mu_{ат}$ аналитическим способом по исходным данным предыдущего примера.

Определяем по рис. II.5 μ_i каждого компонента при 67 °С.

По табл. II.1 находим молекулярные массы каждого компонента.

По формуле (II.16) рассчитываем вязкость газа заданного состава при атмосферном давлении и 67 °С.

Исходные данные и результаты расчета приведены в табл. II.7. Искомая величина равна

$$\mu_{ат} = 0{,}0564/4{,}5597 = 0{,}0124 \text{ сП}.$$

Аналитический расчет μ_i проводится по формуле

$$\mu_i = 0{,}002669 \frac{\sqrt{M_i T}}{\sigma_i^2 \Omega_{\mu_i}}, \qquad (II.17)$$

где Ω_{μ_i} — интеграл столкновений, определяемый для неполярных веществ по II.8 в зависимости от $T_i^* = \frac{T}{(\varepsilon/k)_i}$, для полярных компонентов — по табл. II.9 в зависимости от T_i^* и δ_i.

Значения σ_i, $(\varepsilon/k)_i$ и δ_i — параметры, определяемые по табл. II.1 (для неполярных веществ $\delta = 0$).

Таблица II.7

Пример расчета вязкости газа при атмосферном давлении

Состав газа	x_i	μ_i	$\mu_i x_i$	M_i	$\sqrt{M_i}$	$\mu_i x_i \sqrt{M_i}$	$x_i \sqrt{M_i}$
CH_4	0,7410	0,0123	0,00911	16,042	4,0052	0,0365	2,9678
C_2H_6	0,0748	0,0104	0,00078	30,068	5,483	0,0043	0,4101
C_3H_8	0,0337	0,0081	0,00031	44,094	6,640	0,0020	0,2238
i-C_4H_{10}	0,0076	0,0088	0,00007	58,120	7,623	0,0005	0,0579
n-C_4H_{10}	0,0168	0,0085	0,00014	58,120	7,623	0,0010	0,1281
i-C_5H_{12}	0,0057	0,0078	0,00004	72,151	8,494	0,0003	0,0484
n-C_5H_{12}	0,0032	0,0078	0,00002	72,151	8,494	0,0001	0,0272
C_6H_{14}	0,0063	0,0072	0,00004	85,178	9,366	0,0003	0,0584
N_2	0,0609	0,0197	0,00120	28,016	5,293	0,0063	0,3223
H_2S	0,0200	0,0148	0,00030	34,082	5,837	0,0018	0,1167
CO_2	0,0300	0,0169	0,00050	44,011	6,634	0,0033	0,1990
						$\sum = 0{,}0564$	$\sum = 4{,}5597$

Таблица II.8

Значение интеграла столкновений Ω_{μ_i} при различных T^* для неполярных компонентов

T^*	Ω_{μ_i}	T^*	Ω_{μ_i}	T^*	Ω_{μ_i}	T^*	Ω_{μ_i}
0,30	2,785	1,35	1,375	2,8	1,058	4,9	0,9305
0,35	2,628	1,40	1,353	2,9	1,048	5	0,9269
0,40	2,492	1,45	1,333	3,0	1,039	6	0,8963
0,45	2,368	1,50	1,314	3,8	1,030	7	0,87727
0,50	2,257	1,55	1,296	3,2	1,022	8	0,8538
0,55	2,156	1,60	1,279	3,3	1,014	9	0,8379
0,60	2,065	1,65	1,264	3,4	1,007	10	0,8242
0,65	1,982	1,70	1,248	3,5	0,9999	20	0,7432
0,70	1,908	1,75	1,234	3,6	0,9932	30	0,7005
0,75	1,841	1,80	1,221	3,7	0,9870	40	0,6718
0,80	1,780	1,85	1,209	3,8	0,9811	50	0,6504
0,85	1,725	1,90	1,197	3,9	0,9755	60	0,6335
0,90	1,675	1,95	1,186	4,0	0,9700	70	0,9194
0,95	1,629	2,00	1,175	4,1	0,9649	80	0,6076
1,00	1,587	2,10	1,156	4,2	0,9600	90	0,5973
1,05	1,549	2,20	1,138	4,3	0,9553	100	0,5882
1,10	1,514	2,30	1,122	4,4	0,9507	200	0,5320
1,15	1,482	2,40	1,107	4,5	0,9464	300	0,5016
1,20	1,452	2,50	1,093	4,6	0,9432	400	0,4811
1,25	1,424	2,60	1,081	4,7	0,9382		
1,30	1,399	2,70	1,069	4,8	0,9343		

Пример. Рассчитать вязкость метана $\mu_{ат}$ при температуре 67 °С.

По табл. II.1 находим для метана $M = 16{,}042$; $\sigma = 3{,}808$, $(\varepsilon/k = 140$; $\delta = 0)$.

Рассчитаем величину $T = (67 + 273)/148 = 2{,}43$.

По табл. II.8 для $T^* = 2{,}43$ находим $\Omega_{\mu_i} = 1{,}103$.

По формуле (II.17) рассчитываем вязкость

$$\mu_{CH_4} = \frac{0{,}002669\sqrt{16{,}042 \cdot 340}}{3{,}808^2 \cdot 1{,}103} = 0{,}0123 \text{ сП}.$$

Таблица II.9

Значения интеграла столкновений Ω_{μ_i} для полярных компонентов

T^*	δ							
	0	0,25	0,50	0,75	1,0	1,5	2,0	2,5
0,1	4,1005	4,266	4,833	5,742	6,739	8,624	10,34	11,89
0,2	3,2626	3,305	3,516	3,914	4,439	5,570	6,637	7,618
0,3	2,8399	2,836	2,936	3,168	5,511	4,329	5,126	5,874
0,4	2,5310	2,522	2,586	2,749	3,004	3,640	4,282	4,985
0,5	2,2837	2,277	2,329	2,460	2,665	3,187	3,723	4,249
0,6	2,0838	2,081	2,130	2,243	2,417	2,862	3,329	3,786
0,7	1,9220	1,924	1,970	2,072	2,225	2,614	3,028	3,435
0,8	1,7902	1,795	1,840	1,934	2,070	2,417	2,788	3,560
0,9	1,6823	1,689	1,733	1,820	1,944	2,258	2,596	2,933
1,0	1,5929	1,601	1,644	1,725	1,838	1,124	2,435	2,746
1,2	1,4551	1,465	1,504	1,574	1,670	1,913	2,181	2,451
1,4	1,3551	1,365	1,400	1,461	1,544	1,754	1,989	2,228
1,6	1,2800	1,289	1,321	1,374	1,447	1,630	1,838	2,053
1,8	1,2219	1,231	1,259	1,306	1,370	1,532	1,718	1,912
2,0	1,1757	1,184	1,209	1,251	1,307	1,451	1,618	1,795
2,5	1,0933	1,100	1,119	1,150	1,193	1,304	1,435	1,578
3,0	1,0388	1,044	1,059	1,083	1,017	1,204	1,310	1,428
3,5	0,99863	1,004	1,016	1,035	1,062	1,133	1,220	1,319
4,0	0,96988	0,9732	0,9830	0,9991	1,021	1,079	1,153	1,236
5,0	0,92676	0,9291	0,9360	0,9473	0,9628	1,005	1,058	1,121
6,0	0,89616	0,8979	0,9030	0,9114	0,9230	0,9545	0,9955	1,044
7,0	0,87272	0,8741	0,8780	0,8845	0,8935	0,9181	0,9505	0,989
8,0	0,85379	0,8549	0,8580	0,8632	0,8703	0,8901	0,9164	0,948
9,0	0,83795	0,8338	0,8414	0,8456	0,8515	0,8678	0,8895	0,916
10,0	0,82435	0,8251	0,8273	0,8308	0,8356	0,8493	0,8676	0,890
12,0	0,80184	0,8024	0,8039	0,8065	0,8101	0,8201	0,8337	0,850
14,0	0,78363	0,7840	0,7852	0,7872	0,7899	0,7976	0,8081	0,821
16,0	0,76834	0,7687	0,7696	0,7712	0,7790	0,7730	0,7878	0,7983
18,0	0,75516	0,7554	0,7562	0,7575	0,7592	0,7642	0,7711	0,7797
20,0	0,73464	0,7435	0,7445	0,7455	0,7470	0,7512	0,7569	0,7642
25,0	0,71982	0,7200	0,7204	0,7211	0,7221	0,7250	0,7289	0,7339
30,0	0,70097	0,7011	0,7014	0,7019	0,7026	0,7047	0,7076	0,7112
35,0	0,68545	0,6855	0,6858	0,6861	0,6867	0,6883	0,6905	0,8932
40,0	0,67232	0,6724	0,6726	0,6728	0,6733	0,6745	0,6762	0,6784
50,0	0,65099	0,6510	0,6512	0,6513	0,6516	0,6524	0,6534	0,6546
75,0	0,61397	0,6141	0,6143	0,6145	0,6147	0,6148	0,6148	0,6147
100,0	0,58870	0,5889	0,5894	0,5900	0,3903	0,5901	0,5895	0,5885

Пример. Рассчитать вязкость сероводорода при атмосферном давлении и температуре 67 °С.

По табл. II.1 находим для H_2S $M = 34{,}082$; $\sigma = 3{,}49$; $(\varepsilon/k) = 343$; $\delta = 0{,}21$.

Рассчитываем T^*

$$T^* = (67 + 273)/343 = 0{,}991.$$

Для $T^* = 0{,}991$ и $\delta = 0{,}21$ по табл. II.9 находим

$$\Omega_{\mu_i} = 1{,}6077.$$

По формуле (II.17) рассчитываем вязкость

$$\mu_{H_2S} = \frac{0{,}00269\sqrt{34{,}082 \cdot 340}}{3{,}49^2 \cdot 1{,}6077} = 0{,}0148 \text{ сП}.$$

II.4.3. РАСЧЕТ ВЯЗКОСТИ ПРИ ЗАДАННОМ ДАВЛЕНИИ

Для определения вязкости газа при заданных давлении p и температуре T необходимо следующее.

1. Одним из способов, описанных выше, определить вязкость газа при атмосферном давлении и температуре T — $\mu_{ат}$;
2. Найти критические и приведенные параметры газа согласно п. II.3.
3. По графику, приведенному на рис. II.6, для найденных $p_{пр}$ и $T_{пр}$ определить $\mu^* = \mu/\mu_{ат}$.
4. По известным $\mu_{ат}$ и μ^* рассчитать искомую вязкость при заданных p и T — $\mu = \mu^*\mu_{ат}$.

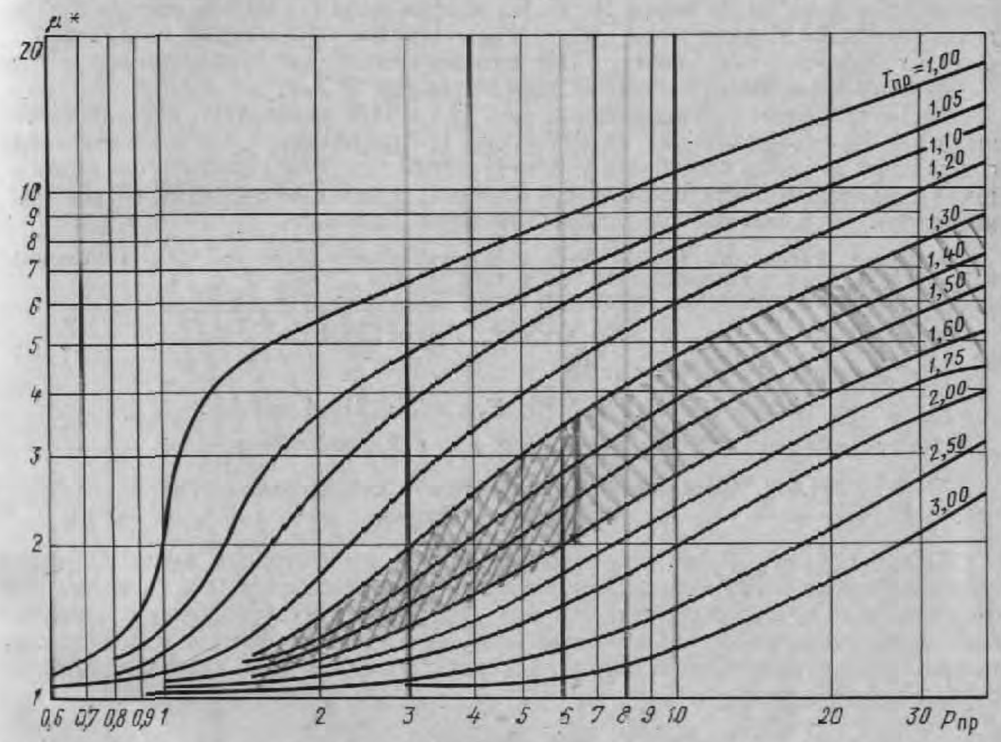


Рис. II.6. Зависимость отношения вязкостей μ^* от приведенного давления $p_{пр}$ при различных приведенных температурах $T_{пр}$

Пример. Определить вязкость газа, состав которого приведен в табл. II.7, при температуре 67 °С и давлении 150 кгс/см².

Вязкость при атмосферном давлении $\mu_{ат}$ принимаем равной 0,0124 сП.

Критические параметры для газа данного состава $p_{кр} = 47{,}6$ кгс/см², $T_{кр} = 218{,}4$ К.

Определяем приведенные параметры

$$p_{пр} = 150/47{,}6 = 3{,}15; \quad T_{пр} = 340/218{,}4 = 1{,}56.$$

По рис. II.6 находим $\mu^* = 1{,}5$.

Рассчитываем вязкость при 150 кгс/см² и 340 К:

$$\mu = 1{,}5 \cdot 0{,}0124 = 0{,}0185 \text{ сП}.$$

II.5. КОЭФФИЦИЕНТ СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Коэффициент сверхсжимаемости газа — функция давления, температуры и состава газа.

Метод определения коэффициента сверхсжимаемости следует выбирать исходя из состава газа. Большинство методов определения коэффициента сверхсжи-

маемости основано на применении принципа соответственных состояний с использованием зависимостей его от приведенных параметров. В тех случаях, когда в природном газе содержится значительное количество тяжелых углеводородов или неуглеводородных компонентов, определение коэффициента сверхсжимаемости по двум приведенным параметрам может привести к серьезным погрешностям. В этом случае рекомендуется вводить третий параметр, характеристический.

II.5.1. Определение коэффициента сверхсжимаемости по двум приведенным параметрам

В тех случаях, когда количество неуглеводородных и тяжелых углеводородных компонентов в газе менее 10 об. %, коэффициент сверхсжимаемости z определяют по двум параметрам — $p_{кр}$ и $T_{кр}$. Порядок определения следующий.

1. Способами, описанными в п. II.3, находят критические параметры $p_{кр}$ и $T_{кр}$.
2. Рассчитывают приведенные параметры $p_{пр}$ и $T_{пр}$.
3. По графикам, приведенным на рис. II.7 и II.8, определяют для рассчитанных $p_{пр}$ и $T_{пр}$ коэффициент z. При этом рис. II.7 используется в том случае, когда содержание метана в газе более 98 об. %. Этим способом определяется коэффициент сверхсжимаемости также в тех случаях, когда компонентный состав газа неизвестен, а известна только относительная плотность.

Пример. Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости газа при $p = 150$ кгс/см² и $T = 303$ К, состав которого приведен в табл. II.4.

Определим критические параметры газа

$$p_{кр} = 47{,}6 \text{ кгс/см}^2;\ T_{кр} = 218{,}4 \text{ К}.$$

Найдем приведенные параметры

$$p_{пр} = 150/47{,}6 = 3{,}15;\ T_{пр} = 303/218{,}4 = 1{,}388.$$

По графику рис. II.8 для полученных $p_{пр}$ и $T_{пр}$ находим $z = 0{,}7$.

II.5.2. Определение коэффициента сверхжимаемости по трем параметрам

В тех случаях, когда суммарная молярная концентрация высококипящих углеводородных и неуглеводородных компонентов превышает 10%, а также при наличии в газе полярных веществ для определения коэффициента z вводится третий параметр. Одним из наиболее употребительных в качестве характеристического параметра является фактор ацентричности молекул ω, который для смеси определяется по формуле

$$\omega = \sum_{i=1}^{n} x_i \omega_i, \qquad (II.18)$$

где ω_i — ацентрический фактор i-го компонента.

Для компонентов природного газа факторы ацентричности приведены в табл. II.1. Для фракций C_7 + в, если неизвестен состав фракции, ацентрический фактор можно определить по формуле

$$\omega_i = \frac{3}{7} \cdot \frac{\lg \frac{p_{кр\,i}}{p_{ат}}}{\frac{T_{кр\,i}}{T_{кип\,i}} - 1} - 1, \qquad (II.19)$$

где $T_{кип\,i}$ — температура кипения i-го компонента.

При этом критические параметры определяются по графику в зависимости от молекулярной массы фракции.

Коэффициент сверхсжимаемости z по трем параметрам определяется по формуле

$$z = z^{(0)} + \omega z^{(1)}. \qquad (II.20)$$

Значения $z^{(0)}$ и $z^{(1)}$ в зависимости от $p_{пр}$ и $T_{пр}$ находят по графикам, приведенным на рис. II.9 и II.10.

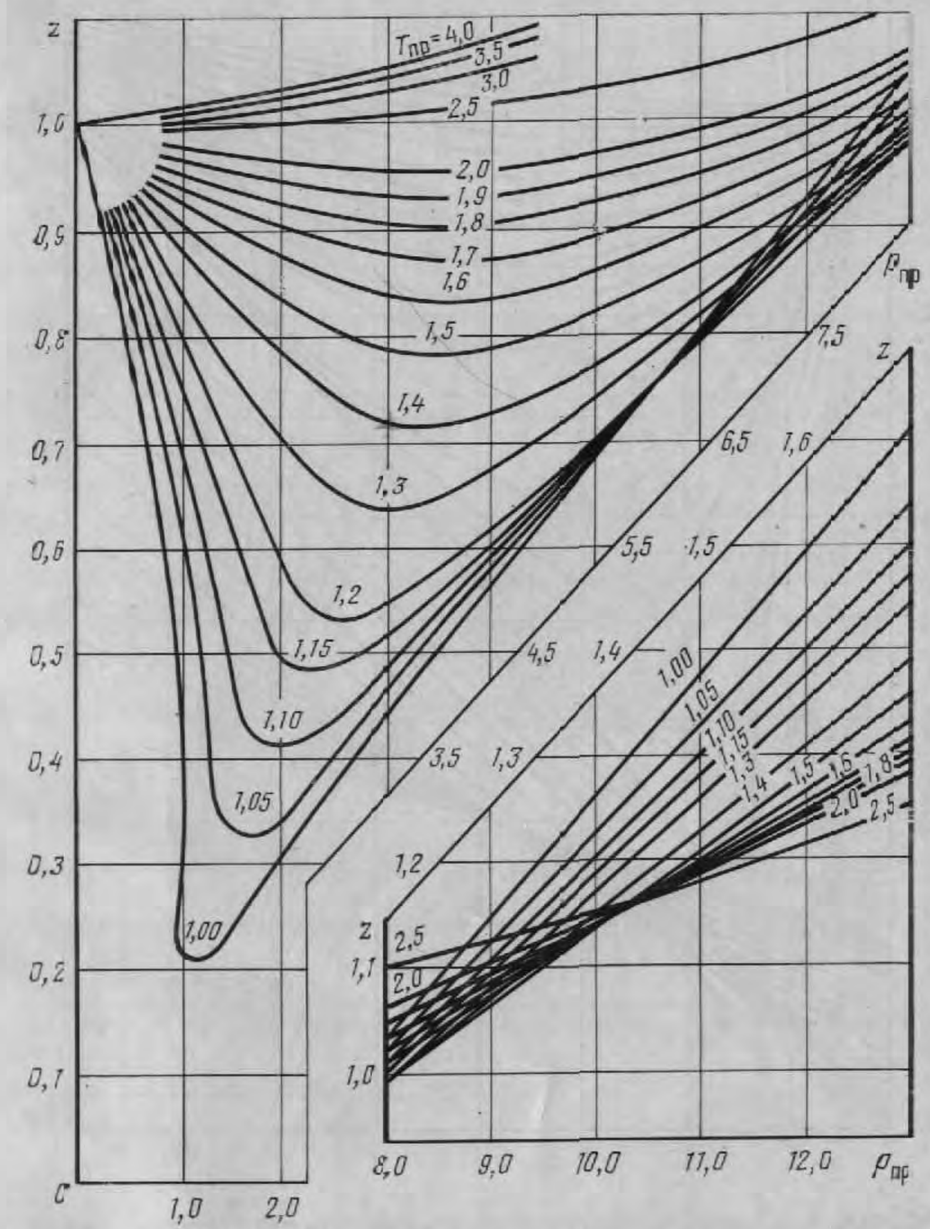


Рис. II.7. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости от приведенного давления и температуры для метана

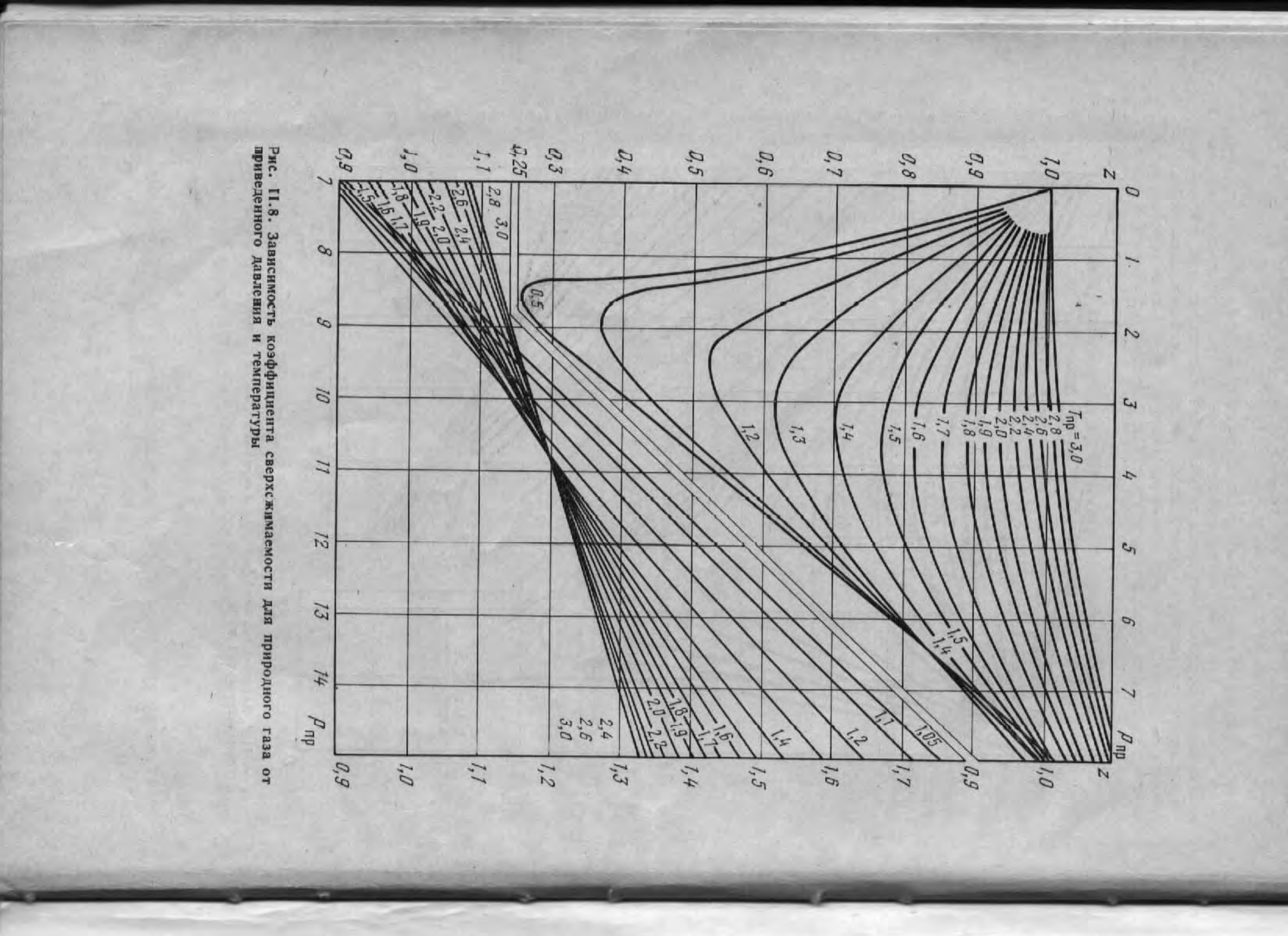


Рис. II.8. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведенного давления и температуры

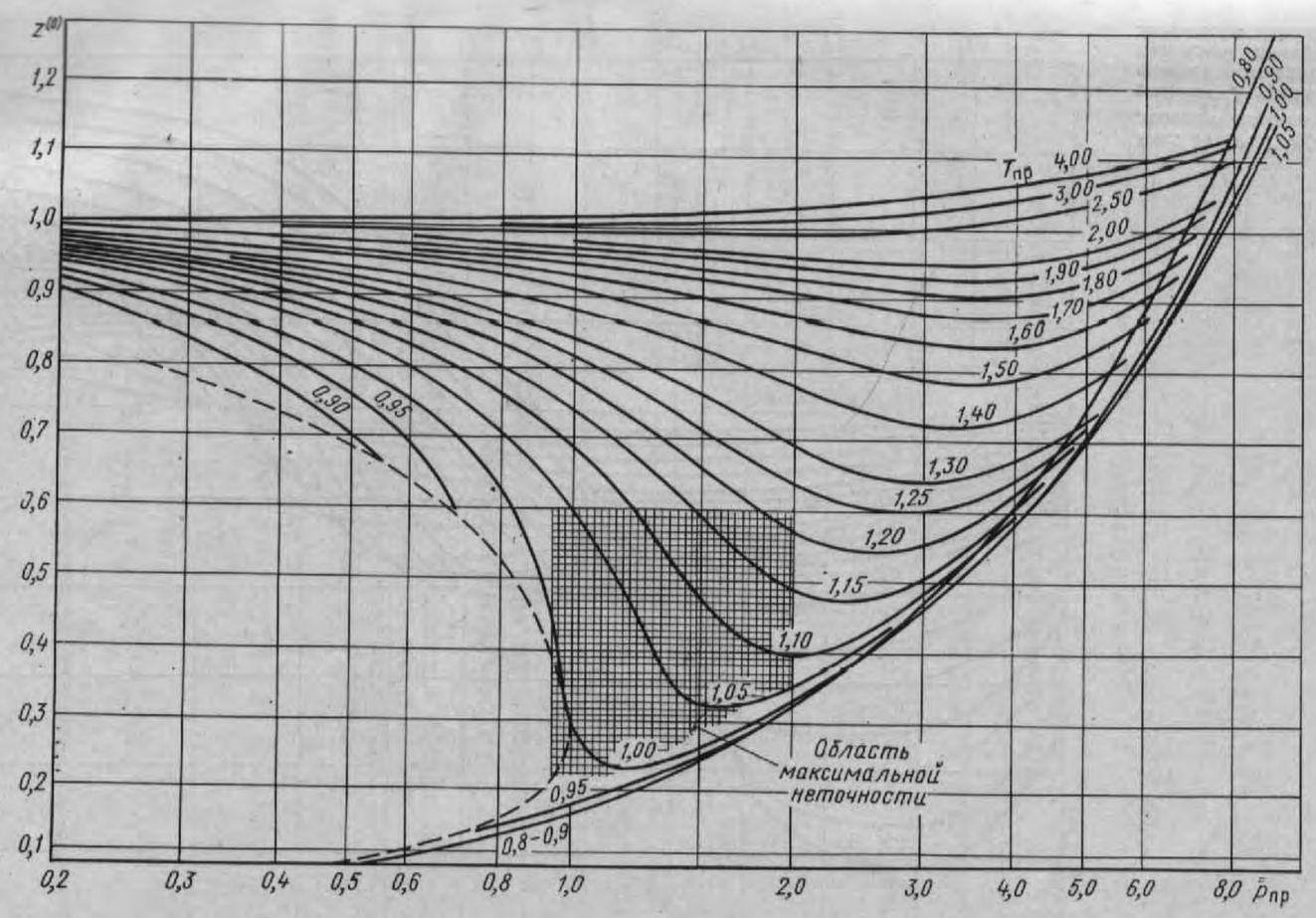


Рис. II.9. График для определения коэффициента сжимаемости $z^{(0)}$ простых веществ

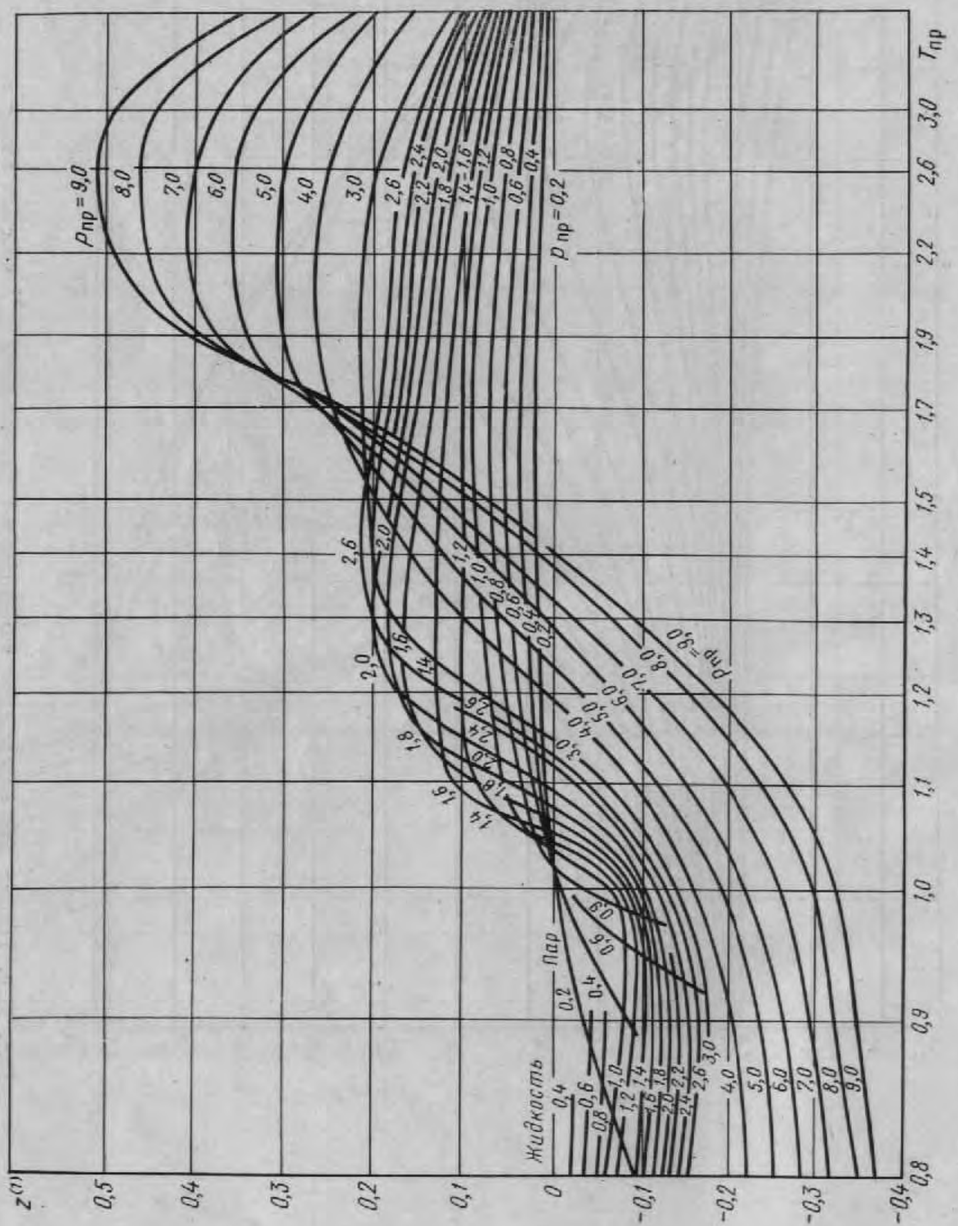


Рис. II.10. График для определения зависимости функции $z^{(1)}$, учитывающей несферичность молекул, от приведенной температуры и приведенного давления

Пример. Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости газа при $p = 150$ кгс/см² и $T = 303$ К. Состав газа приведен в табл. II.4.

По табл. II.1 находим факторы ацентричности отдельных компонентов ω_i.

Рассчитываем фактор ацентричности газа данного состава по формуле (II.18); $\omega = 0{,}04034$; расчет ω приведен в табл. II.10.

Определяем критические параметры газа способами, описанными в п. II.3; для данного примера $p_{кр} = 47{,}6$ кгс/см², $T_{кр} = 218{,}4$ К.

Рассчитываем приведенные параметры

$$p_{пр} = 150/47{,}6 = 3{,}15;\ T_{пр} = 303/218{,}4 = 1{,}39.$$

Для полученных $p_{пр}$, $T_{пр}$ по рис. II.9 и II.10 находим $z^{(0)}$ и $z^{(1)}$; $z^{(0)} = 0{,}715$; $z^{(1)} = 0{,}195$.

Находим коэффициент сверхсжимаемости газа по формуле (II.20)

$$z = 0{,}715 + 0{,}04034 \cdot 0{,}195 = 0{,}723.$$

Таблица II.10

Расчет фактора ацентричности природного газа

Состав газа	x_i	ω_i	$x_i\omega_i$
CH_4	0,7410	0,0104	0,007710
C_2H_6	0,0748	0,0986	0,007375
C_3H_8	0,0337	0,1524	0,005135
i-C_4H_{10}	0,0076	0,1849	0,001405
n-C_4H_{10}	0,0163	0,1010	0,003376
i-C_5H_{12}	0,0057	0,2223	0,001267
n-C_5H_{12}	0,0032	0,2539	0,000812
C_6H_{14}	0,0063	0,3007	0,001894
N_2	0,0609	0,0400	0,002436
H_2S	0,0200	0,1000	0,002000
CO_2	0,0300	0,3310	0,006930
			$\omega = 0{,}040340$

II.5.3. Аналитические методы определения коэффициента сверхсжимаемости

В случае необходимости аналитического определения коэффициента z, в частности, для расчетов с помощью ЭВМ можно использовать методы, основанные на уравнениях состояния газа с вириальными коэффициентами.

1. Для определения коэффициента z по двум параметрам можно использовать уравнение

$$z = \frac{1}{1-h} - \frac{a^{*2}}{b^*} \cdot \frac{h}{1+h}, \qquad \text{(II.21)}$$

где

$$h = pb^*/z;$$

$$b^* = 0{,}0867 T_{кр}/p_{кр}T; \qquad \text{(II.22)}$$

$$a^{*2} = 0{,}4278 T_{кр}^{2,5}/p_{кр}T^{2,5}.$$

Коэффициенты уравнения (II.21) для смеси определяются по формулам

$$a^*_{см} = \sum_{i=1}^{n} a^*_i x_i, \qquad \text{(II.23)}$$

$$b^*_{см} = \sum_{i=1}^{n} b^*_i x_i.$$

Пример. Определить аналитическим способом z при 303 К и 150 кгс/см² для газа следующего состава: CH_4 — 0,92; C_2H_6 — 0,06; C_3H_8 — 0,02.

По формулам (II.22) рассчитываем a_i^* и b_i^* для каждого компонента.

По формулам (II.23) определяем коэффициенты $a_{см}^*$ и $b_{см}^*$:

$$a_{см}^* = 0{,}05715;\ b_{см}^* = 0{,}001228.$$

Составляем уравнение

$$z^3 - z^2 + 0{,}272z - 0{,}0905 = 0.$$

Решаем уравнение относительно z. В данном случае получается один действительный корень $z = 0{,}8006$.

В связи с тем, что при решении получаются корни третьей степени, расчеты необходимо проводить до шести десятичных знаков.

II. С учетом фактора ацентричности коэффициент z определяется с помощью уравнения

$$z = z_0 + z^* + z^{**}\omega, \qquad (II.24)$$

где z_0 — коэффициент z, рассчитанный по уравнению (II.21).

$$z^* = -A_1 p_{пр}^3 / \{1 + A_2 (T_{пр} - 1)^2 + A_3 [p_{пр} - A_4 - A_5 (T_{пр} - 1)^4]\} + \\ + \frac{B_1 p_{пр} (T_{пр} - B_2 - B_3 p_{пр} + B_4 p_{пр} T_{пр}^2)(1 - B_5 p_{пр} + B_6 p_{пр} T_{пр})}{1 + B_7 (T_{пр} - B_8 - B_9 p_{пр} - B_{10} p_{пр} T_{пр})^4} + \\ + B_{11} T_{пр}^3 p_{пр}^3 / (T_{пр}^4 + B_{12} p_{пр}^4); \qquad (II.25)$$

$$z^{**} = \frac{T_{пр} p_{пр} (T_{пр} - 1 - 0{,}049 p_{пр})(C_1 + C_2 p_{пр} - C_3 p_{пр} T_{пр} + C_4 T_{пр})}{T_{пр}^4 + C_5 (T_{пр} - C_6 - C_7 p_{пр} + C_8 p_{пр} T_{пр})^4}. \qquad (II.26)$$

Константы уравнений (II.25), (II.26) приведены в табл. II.11.

Таблица II.11

Значение констант уравнений (II.25) и (II.26)

Константа	Значение	Константа	Значение
A_1	0,035	B_9	0,0112141
A_2	14137,6	B_{10}	0,0495574
A_3	1397,124	B_{11}	0,000442593
A_4	1,030	B_{12}	0,0692768
A_5	13,440	C_1	0,825714
B_1	0,00260913	C_2	0,00736587
B_2	3,19325	C_3	0,00255204
B_3	1,77486	C_4	0,00115729
B_4	0,434418	C_5	0,101212
B_5	0,144392	C_6	2,46596
B_6	0,00704658	C_7	0,220411
B_7	616,830	C_8	0,0161963
B_8	1,00122		

Точность определения коэффициента z по формулам (II.24)—(II.26) такая же, как у метода, приведенного в п. II.5.2.

III. Для смесей легких углеводородов и SO_2, H_2S, CO_2 и N_2 наиболее проверено уравнение Бенедикта—Вебба—Рубина, которое для коэффициента сверхсжимаемости имеет вид

$$z = pv/RT = 1 + (B_0 - A_0)/RT - C_0/RT^3)\frac{1}{V} + (b - a/RT)\frac{1}{V^2} + \\ + (a\alpha/RT)\frac{1}{V^5} + (c/RT^3)\left[(1 + \gamma V^{-2})\Big/\frac{1}{V^2}\right] e^{-\gamma V^{-2}}. \qquad (II.27)$$

Здесь p — давление, кгс/см²; $R = 0{,}08207$ $\frac{\text{л}\cdot\text{кгс/см}^2}{\text{моль}\cdot{}^\circ\text{C}}$ (плотность в моль/л); константы A_0, B_0, C_0, a, b, α, c, γ приведены для индивидуальных веществ в табл. II.12.

Таблица II.12

Константы уравнения (II.27)

Компонент	A_0	B_0	$C_0 10^{-6}$	a	b	$c \cdot 10^{-6}$	$\alpha \cdot 10^3$	$\gamma \cdot 10^3$
Метан	1,85500	0,42600	0,02257	0,49400	0,00338004	0,002545	0,124359	0,6000
Этан	4,15556	0,027724	0,179592	0,345160	0,0111220	0,0327670	0,243389	1,18000
Пропан	6,87225	0,097313	0,508256	0,947700	0,0226000	0,139000	0,607175	2,20000
Бутан	10,0847	0,124361	0,992830	1,88231	0,0399988	0,316400	1,10132	3,40000
Изобутан	10,26264	0,137544	0,849943	1,93763	0,0424352	0,286910	1,07403	3,40000
Пентан	12,1794	0,156751	2,12121	4,07480	0,0668120	0,824170	1,81000	4,75000
Изопентан	12,7959	0,160053	1,74632	3,75620	0,0668120	0,695900	1,70000	4,63000
Гексан	14,4373	0,177813	3,31935	7,11671	0,109131	1,51276	2,81086	6,66849
Гептан	17,5206	0,139005	4,74574	10,36475	0,151954	2,47000	4,35611	9,0000
Декан	25,2325	—0,0645222	3,88626	381,637	0,646261	5,75722	5,70791	15,3030
CO_2 в природных газах	1,97575	0,0338945	0,0778086	1,75020	0,00527242	0,00978903	0,0698624	0,460598
CO_2 в смесях (>40 об.%)	2,46616	0,0484030	0,0841636	6,32033	0,00358992	0,00409736	0,961331	0,539386
N_2	1,19257	0,0458013	0,0058894	0,143013	0,00198165	0,00548110	0,291569	0,750042
SO_2	2,12054	0,0261827	0,793879	8,44395	0,0146542	0,113362	0,0719604	0,592380
H_2S	2,78413	0,0669750	0,221172	0,77460	0,0068946	0,03126	0,538738	1,90774

Примечание. Давление выражено в кгс/см², плотность — в моль/л, $R = 0{,}08207$ л·(кгс/см²)/(моль/°С).

Для смесей константы уравнения приближенно определяются по значениям констант чистых компонентов по формулам

$$B_{0\,\text{см}} = \frac{1}{4}\sum_{i=1}^{n} x_i B_{0i} + \frac{3}{4}\left(\sum_{i=1}^{n} x_i B_{0i}^{1/3}\right)\left(\sum_{i=1}^{n} x_i B_{0i}^{2/3}\right);$$

$$A_{0\text{см}} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i A_{0i}^{1/2}\right)^2;$$

$$C_{0\,\text{см}} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i C_{0i}^{1/2}\right)^2;$$

$$a_{\text{см}} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i a_i^{1/3}\right); \qquad (II.28)$$

$$b_{\text{см}} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i b_i^{1/3}\right)^3;$$

$$c_{\text{см}} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i c_i^{1/3}\right)^3;$$

$$\alpha_{\text{см}} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i \alpha_i^{1/3}\right)^3;$$

$$\gamma_{\text{см}} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i \gamma_i^{1/2}\right)^2.$$

Для определения удельного объема смеси следует использовать уравнение (II.27), подставляя в него константы смеси, определенные по формулам (II.28).

II.6. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ ГАЗА

Содержание водяных паров в газе характеризуется абсолютной или относительной влажностью.

Абсолютной влажностью W называется содержание паров воды в единице объема газа. Абсолютная влажность измеряется в г/м³ или кг/1000 м³.

Относительная влажность $\overline{W}$ — отношение фактического содержания паров воды в единице объема газа при данных давлении и температуре к его влагоемкости, т. е. к количеству водяных паров в том же объеме и при тех же давлении и температуре при полном насыщении. Относительная влажность измеряется в долях единицы или в процентах.

Влагосодержание природного газа зависит от давления, температуры, состава газа и минерализации воды.

Влагосодержание природного газа с относительной плотностью 0,6 можно с точностью до 10% определить по номограмме, приведенной на рис. II.11. Поправочные коэффициенты, приведенные на рис. II.12, учитывают влияние солености воды C_s, температуры C_t и плотности газа C_G. Влагосодержание газа с относительной плотностью выше 0,6, находящегося в контакте с соленой водой, определяется из выражения

$$W = W_{0,6} C_s C_G, \qquad (II.29)$$

где $W_{0,6}$ — влажность газа, определенная по рис. II.11.

Следует отметить, что поправка C_G учитывает лишь увеличение относительной плотности независимо от наличия в газе неуглеводородных компонентов,

которые оказывают различное по величине и знаку влияние на влагосодержание. Так, наличие азота в газе снижает, а наличие углекислого газа и сероводорода повышает влажность природного газа. Поэтому при наличии неуглеводородных компонентов номограмму можно использовать только для оценочных расчетов. Для аналитических расчетов влагосодержания используется формула

$$W = \frac{A}{p} + B, \qquad (II.30)$$

где A — коэффициент, равный влагосодержанию идеального газа; B — коэффициент, зависящий от состава газа; p — заданное давление, кгс/см².

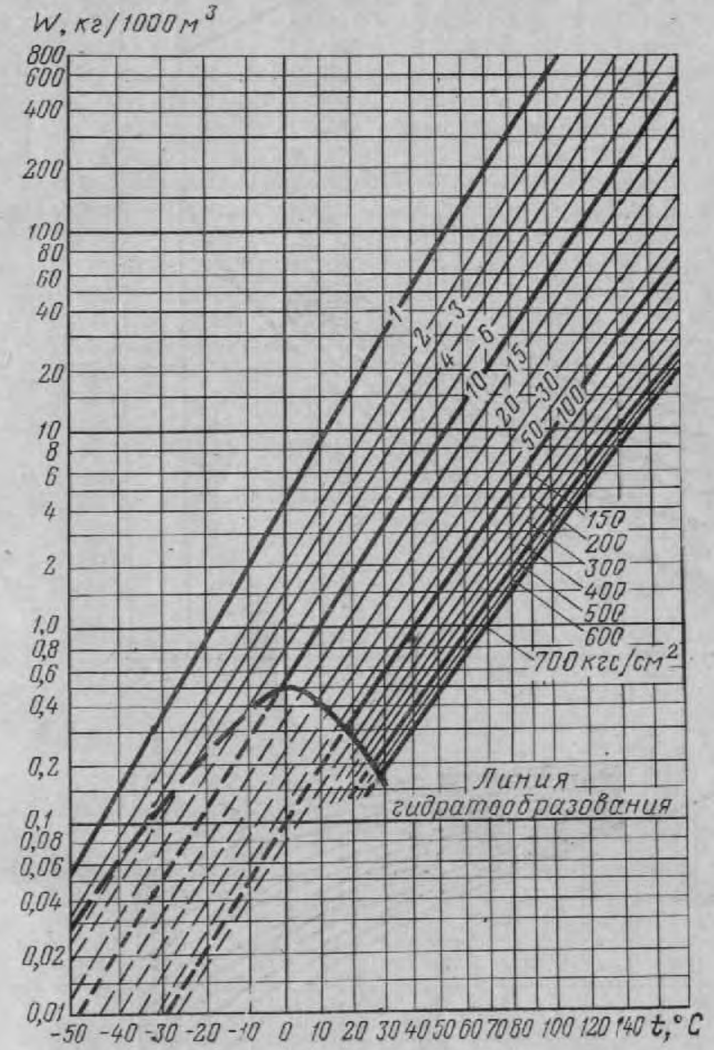


Рис. II.11. Номограмма равновесного влагосодержания природного газа с относительной плотностью 0,6

Коэффициенты A и B в зависимости от температуры приведены в табл. II.13. Коэффициент A можно также вычислить по формуле

$$A = \frac{p_{\text{в. п}} M \cdot 1{,}033 \cdot 10^3}{0{,}0848 \cdot 293 \cdot z}, \qquad (II.31)$$

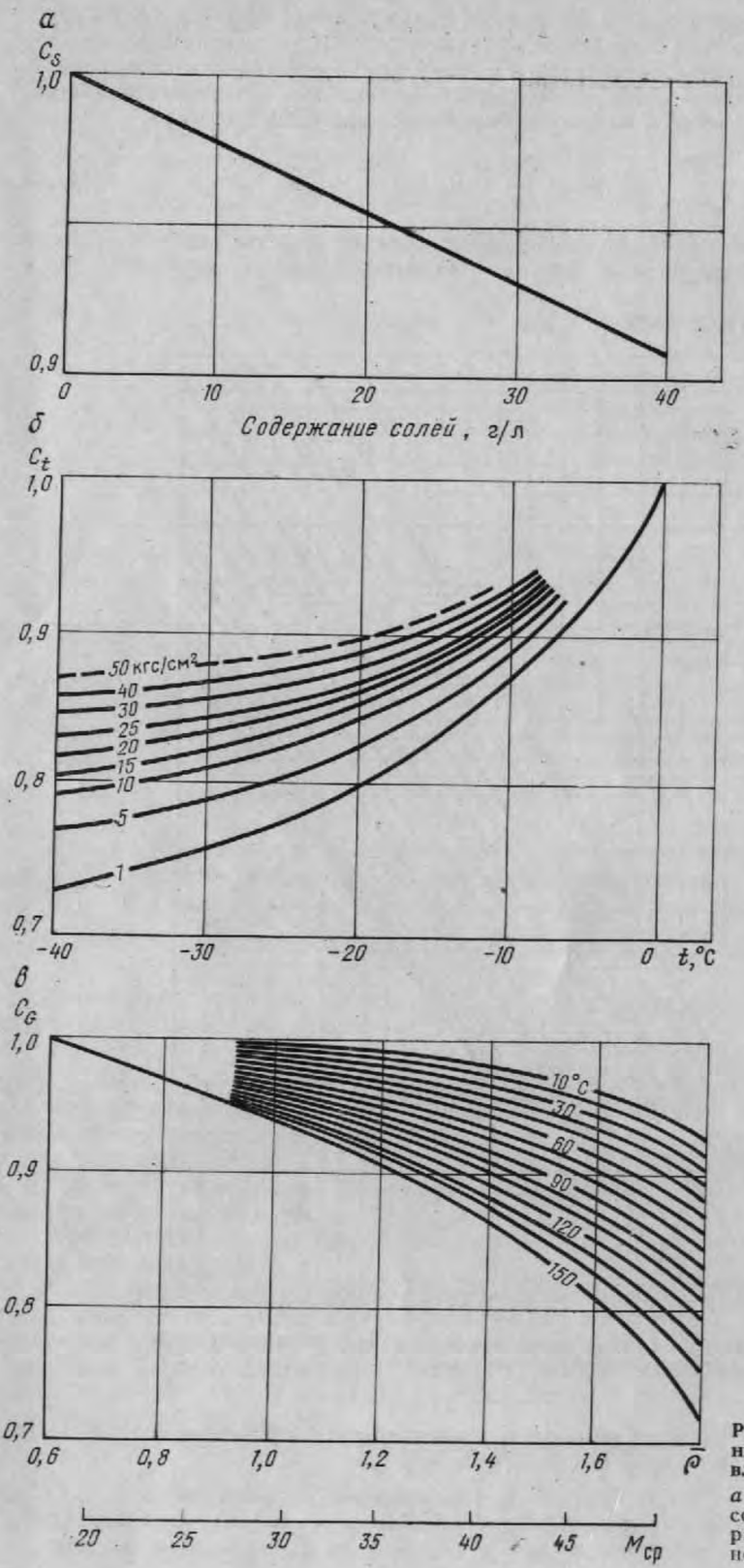


Рис. II.12. Поправочные коэффициенты к влажности.

а — на содержание солей; *б* — на температуру; *в* — на плотность газа

Таблица II.13

Значения коэффициентов A и B в уравнении влагосодержания газа

t, °C	A	B	t, °C	A	B	t, °C	A	B
—40	0,1451	0,00347	8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487
—38	0,1780	0,00402	10	9,390	0,0696	58	138,0	0,521
—36	0,2189	0,00465	12	10,72	0,0767	60	152,0	0,562
—34	0,2670	0,00538	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,599
—32	0,3235	0,00623	16	13,94	0,0930	64	183,3	0,645
—30	0,3930	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
—28	0,4715	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
—26	0,5660	0,00921	22	20,15	0,1227	70	238,5	0,793
—24	0,6775	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
—22	0,8090	0,01168	26	25,50	0,1453	74	283,0	0,902
—20	0,9600	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
—18	1,1440	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023
—16	1,350	0,01705	32	36,10	0,1895	80	363,0	1,083
—14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
—12	1,868	0,021155	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
—10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
—8	2,550	0,0271	40	56,25	0,263	88	501,0	1,290
—6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
—4	3,480	0,03380	44	69,25	0,310	92	582,5	1,327
—2	4,030	0,0377	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,0418	48	85,29	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,0464	50	94,99	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620

Таблица II.14

Упругость водяных паров в зависимости от температуры

t, °C	$p_{в.п}$, кгс/см²	t, °C	$p_{в.п}$, кгс/см²	t, °C	$p_{в.п}$, кгс/см²
—40	0,00013	10	0,0125	60	0,2031
—35	0,60023	15	0,0174	65	0,2550
—30	0,00038	20	0,0238	70	0,3178
—25	0,00064	25	0,0323	75	0,3931
—20	0,00105	30	0,0435	80	0,4829
—15	0,00168	35	0,0573	85	0,5894
—10	0,00265	40	0,0752	90	0,7149
—5	0,00490	45	0,0977	95	0,8619
0	0,00620	50	0,1258	100	1,0332
+5	0,00890	55	0,1605	110	1,4609

где $p_{в.п}$ — упругость водяных паров при данной температуре, кгс/см²; z — коэффициент сверхсжимаемости газа при p и T; M — молекулярная масса паров воды, равная 18.

Упругость водяных паров в зависимости от температуры приведена в табл. II.14.

Формула (II.30) справедлива для тех же условий, что и номограмма, приведенная на рис. II.11, и в нее следует вводить те же поправки.

Пример. Определить влагосодержание газа с относительной плотностью 0,7, находящегося в контакте с водой, содержащей 10% солей, при давлении $p = 100$ кгс/см² и температуре $t = 60$ С.

Определяем $W_{0,6}$ при 100 кгс/см² и 60 °С по рис. II.11.

$$W_{0,6} = 2{,}1 \text{ кг/1000 м}^3.$$

По табл. II.13 находим при $t = 60$ °С $A = 152$; $B = 0{,}562$ и рассчитываем по формуле (II.30)

$$W_{0,6} = \frac{152}{100}\,0{,}562 = 2{,}082 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Определяем для $\bar{\rho} = 0{,}7$ $C_G = 0{,}98$.

Поправка на соленость $C_s = 0{,}93$.

Искомая влажность равна

$$W = 2{,}1 \cdot 0{,}98 \cdot 0{,}93 = 1{,}914 \text{ кг/1000 м}^3.$$

II.7. ТЕПЛОЕМКОСТЬ ГАЗА

Теплоемкостью газа называется отношение теплоты, подведенной к нему в определенном термодинамическом процессе, к соответствующему изменению температуры газа.

Отношение теплоемкости к единице количества газа называется удельной (массовой или молярной) теплоемкостью.

Единицы измерения удельной теплоемкости Дж/кг·°С, ккал/кг·°С, кал/г·°С (1 кал/г·°С = 4,1868 Дж/кг·°С) или по отношению к одному молю газа Дж/моль × × °С, ккал/моль·°С.

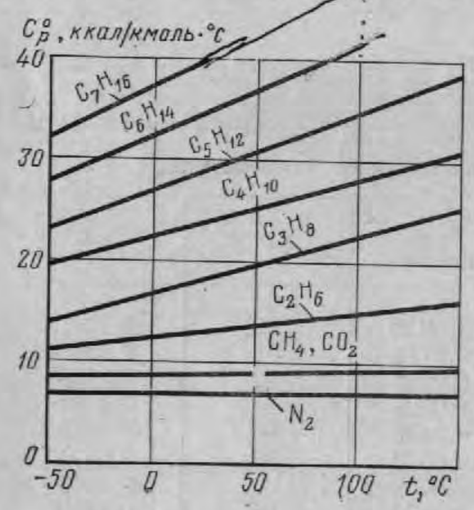


Рис. II.13. Зависимость изобарной молярной теплоемкости углеводородов при атмосферном давлении от температуры

Для практических расчетов используют массовую или молярную теплоемкость при постоянном давлении C_p (изобарная теплоемкость).

Изобарная теплоемкость газа при T и p определяется по формуле

$$C_p = C_p^0 + \Delta C_p, \qquad (II.32)$$

где C_p^0 — изобарная теплоемкость при атмосферном давлении и заданной температуре T, ккал/кг·°С; ΔC_p — поправка на давление, ккал/кг·°С.

Величина C_p для природного газа известного состава определяется по формуле

$$C_{p\,см}^0 = \sum_{i=1}^{n} g_i C_{p\,i}^0, \qquad (II.33)$$

где C_{pi}^0 — изобарная теплоемкость при T и атмосферном давлении i-го компонента, ккал/кмоль·°С, или ккал/кг·°С; g_i — массовая доля i-го компонента, доли единицы.

Величина C_{pi}^0 определяется по рис. II.13 или рассчитывается по формуле

$$C_{p\,i}^0 = E_i + nF_i + n^2G_i + n^3H_i + \frac{N_i}{n}, \qquad (II.34)$$

где E_i, F_i, G_i, H_i, N_i — коэффициенты, определяемые для каждого компонента по табл. II.15; $n = T/100$; T — температура, К.

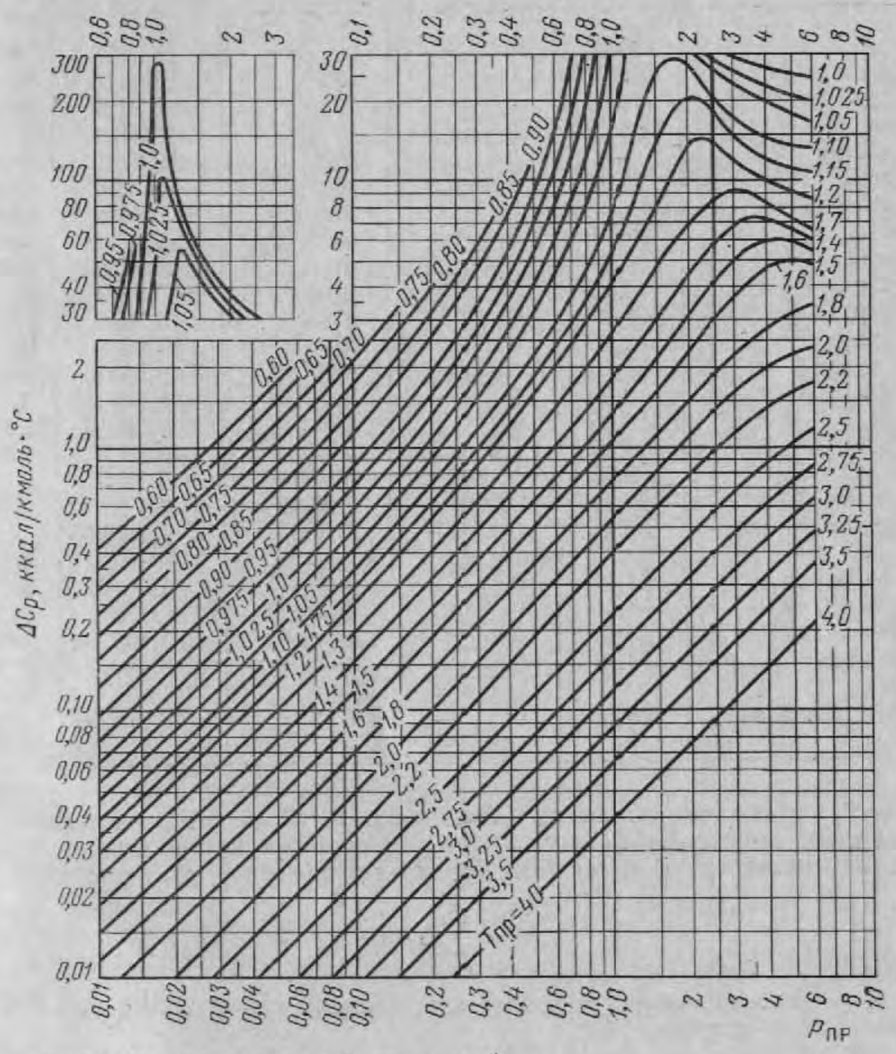


Рис. II.14. Зависимость ΔC_p от $p_{пр}$ и $T_{пр}$

Поправка на давление ΔC_p должна определяться в зависимости от состава газа по двум или трем параметрам (способ выбора метода аналогичен описанному в п. II.5.1 или II.5.2).

I. Для определения ΔC_p по двум параметрам используется график, представленный на рис. II.14. Псевдокритические и псевдоприведенные параметры определяются, как в п. II.3.

Так как на рис. II.13, II.14 ΔC_p приведено в ккал/кмоль·°С, C_p^0 надо определять в тех же единицах. В результате полученная по формуле (II.32) теплоем-

Коэффициенты

Компонент	M	E		$F \cdot 10^2$	
		C_p°, ккал/кг/°С	C_p°, ккал/кмоль/°С	C_p°, ккал/кг/°С	C_p°, ккал/кмоль/°С
Метан	16,04	0	0	13,9778	224,203
Этан	30,07	0	0	14,9416	449,293
Пропан	44,09	0	0	15,8422	698,483
Бутан	58,12	0	0	15,7191	913,595
Изобутан	—	0	0	16,2779	946,072
Пентан	72,15	0	0	15,7071	1133,26
Изопентан	—	0	0	15,9642	1151,82
Гексан	86,18	0	0	15,7782	1359,77
Гептан	100,20	0	0	15,7734	1580,49
Октан	114,22	0	0	15,7864	1803,12
Нонан	128,26	0	0	15,7605	2021,45
Лекан	142,29	0	0	15,7618	2242,70
Кислород	32,00	0	0	5,16411	165,25152
Водород	2,02	0	0	78,907122	158,07675
Вода	18,02	0	0	9,58901	172,7556
Гелий	4,00	1,24	4,96	0	0
Аргон	39,95	0,12437	4,9686	0	0
Криптон	8380	0,0594	4,9777	0	0
Хлористый водород	36,46	0,177044	6,45591	0,345655	12,9325
Сероводород	64,86	0	0	4,56145	292,23385
Двуокись серы	34,08	0	0	5,82291	198,683
Азот	28,01	0	0	5,193740	145,5280
Двуокись углерода	44,01	0	0	6,14927	270,636
Окись углерода	28,01	0	0	5,27029	147,626

кость C_p будет также выражена в ккал/кмоль·°С. Если для последующих расчетов необходимо иметь C_p в ккал/кг·°С, следует полученную величину разделить на молекулярную массу газа, определяемую по формуле

$$M = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i, \qquad (II.35)$$

где M_i — масса киломоля i-го компонента, кг/кмоль; x_i — мольная доля i-го компонента, доли единицы.

Пример. Определить C_p при $p = 1$ 0 кгс/см² и $t = 137$ °С для газа следующего состава: CH_4 — 97,7; C_2H_6 — 3,04; C_3H_8 — 1,05; C_4H_{10} — 0,72; C_5H_{12} — 0,17; CO_2 — 0,72; N_2 — 0,61 об. %.

Определяем по рис. II.13 или по формуле (II.34) C_{pi}^0 для каждого компонента при $t = 137$ °С.

Находим g_i для каждого компонента по формуле (II.1).

По формуле (II.33) вычисляем $C_{p\ см}^0 = 10,825$ ккал/кмоль·°С. Расчет $C_{p\ см}^0$ приведен в табл. II.16.

Определяем $p_{кр}$, $T_{кр}$ (расчет приведен в табл. II.16).

Рассчитываем приведенные параметры

$$p_{пр} = 150,0/47,38 = 3,16; \quad T_{пр}\,(273 + 137)/200 = 2,05.$$

Таблица II.15

уравнения (II.34)

$-G \cdot 10^{-3}$		$H \cdot 10^5$		$N \cdot 10$	
C_p°, ккал/кг/°С	C_p°, ккал/кмоль/°С	C_p°, ккал/кг/°С	C_p°, ккал/кмоль/°С	C_p°, ккал/кг/°С	C_p°, ккал/кмоль/°С
3,63405	58,2901	—0,70404	—11,2928	4,43679	71,1661
6,12969	184,320	8,5988	258,565	0,798489	24,0090
7,82632	345,062	14,8790	656,015	—0,186794	—8,23567
7,92549	460,630	15,3555	892,491	0,0009222	0,0535982
8,78718	504,899	18,1292	1053,67	—0,40259	—23,3985
8,07657	582,725	15,9910	1153,75	—0,02678	—1,93242
8,28487	597,754	16,6134	1198,66	—0,36553	—26,3732
8,30555	715,772	16,9376	1459,68	—0,109444	—9,43192
8,38146	839,822	7,60467	661,774	—0,120294	—12,0535
8,47111	967,569	17,6414	2515,00	—0,134128	—15,3201
8,47869	1087,48	17,6840	2268,15	—0,124772	—16,0033
—8,52149	—1212,50	17,8629	2541,66	—0,131244	—18,6744
3,93096	125,79072	10,8545	347,343	2,87836	92,10755
70,346688	141,81931	224,910	454,319	47,940622	96,8406
6,64028	119,63128	18,9227	340,988	6,30786	143,7332
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0,04478	1,63292	0,0122594	0,459225	0,07491	2,73161
3,69804	236,91798	10,49818	672,513	1,22039	78,24764
3,98313	135,745	10,9436	372,958	2,79027	95,0917
3,852420	107,9448	10,7919	302,280	3,685390	103,24662
4,64030	204,224	12,7996	563,323	1,65387	72,7885
3,86785	108,3342	10,6507	298,337	3,62987	101,676

По рис. II.14 для полученных значений $p_{пр}$ и $T_{пр}$ находим $\Delta C_p = 1,6$ ккал/кмоль·°С. По формуле (II.32) рассчитываем C_p

$$C_p = 10,825 + 1,6 = 12,425 \text{ ккал/кмоль·°С.}$$

Для получения C_p в ккал/кг·°С делим полученную величину на массу киломоля $M = 17,431$

$$C_p = 12,425/17,431 = 0,713 \text{ ккал/кг·°С.}$$

II. Определение величины ΔC_p с учетом третьего параметра проводится по формуле

$$\Delta C_p = \frac{R}{M}\left(\Delta C_p^{(0)} + \omega\,\Delta C_p^{(1)}\right), \qquad (II.36)$$

где $R = 1,986$ ккал/кмоль·°С; M — масса киломоля, кг/кмоль; $\Delta C_p^{(0)}$, $\Delta C_p^{(1)}$ — безразмерные функции, представленные на рис. II.15 и II.16 в зависимости от приведенных давления и температуры для значений $p_{пр}$ от 0,3 до 4 и $T_{пр}$ от 0,8 до 2.

Для расчета по формуле (II.36) величины M, ω, $p_{пр}$, $T_{пр}$ должны быть рассчитаны по составу газа соответственно по формулам (II.35), (II.18), (II.12), (II.15).

Таблица II.16

Пример расчета теплоемкости природного газа

Состав газа	x_i, об. %	C°_{pi}	M_i	g_i	$C^\circ_{pi}g_i$	$M_i x_i$	$p_{кр\,i}$	$p_{кр\,i}x_i$	$T_{кр\,i}$	$T_{кр\,i}x_i$	ω_i	$\omega_i x_i$
CH_4	93,70	9,5	16,042	0,8620	8,189	15,03	46,95	43,99	190,55	178,54	0,0104	0,0097
C_2H_6	3,04	15,0	30,068	0,0524	0,786	0,914	49,76	1,51	305,43	9,28	0,0986	0,0029
C_3H_8	1,05	24,0	44,094	0,0265	0,636	0,463	43,33	0,45	369,82	3,88	0,1524	0,0016
C_4H_{10}	0,71	30,0	58,120	0,0236	0,708	0,413	36,71	0,27	425,6	3,02	0,2010	0,0014
C_5H_{12}	0,17	38,0	72,151	0,0070	0,266	0,123	34,48	0,06	469,65	0,80	0,2539	0,0004
CO_2	0,72	9,5	44,011	0,0181	0,172	0,317	75,27	0,54	304,20	2,19	0,2310	0,0016
H_2S	0,61	7,0	28,016	0,0097	0,068	0,171	91,35	0,56	373,60	2,28	0,1000	0,0006
	100,00				$C^\circ_p = 10,825$;	$M = 17,431$;	$p_{пр.кр} = 47,38$;		$T_{пр.кр} = 200,0$;		$\omega = 0,0182$.	

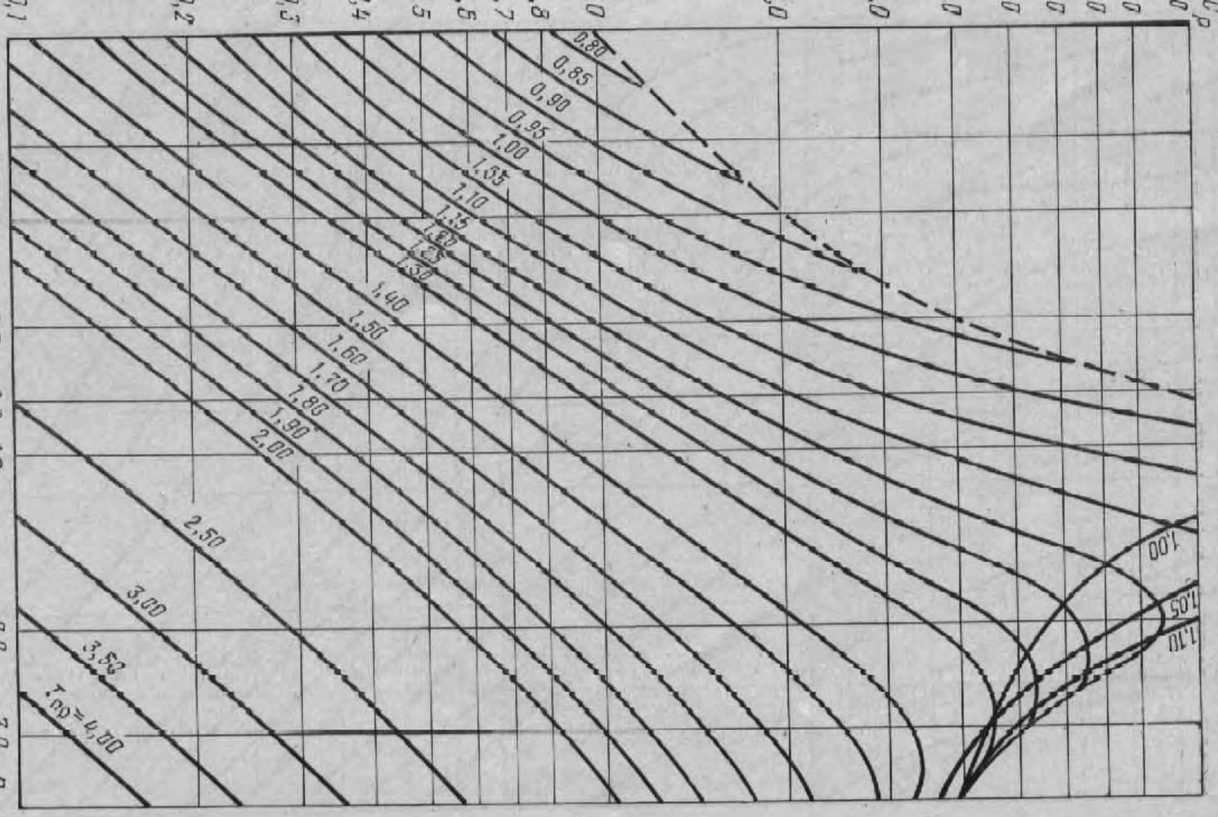


Рис. II.15. Зависимость поправочной функции $\Delta C^{(0)}_p$ от $p_{пр}$ и $T_{пр}$

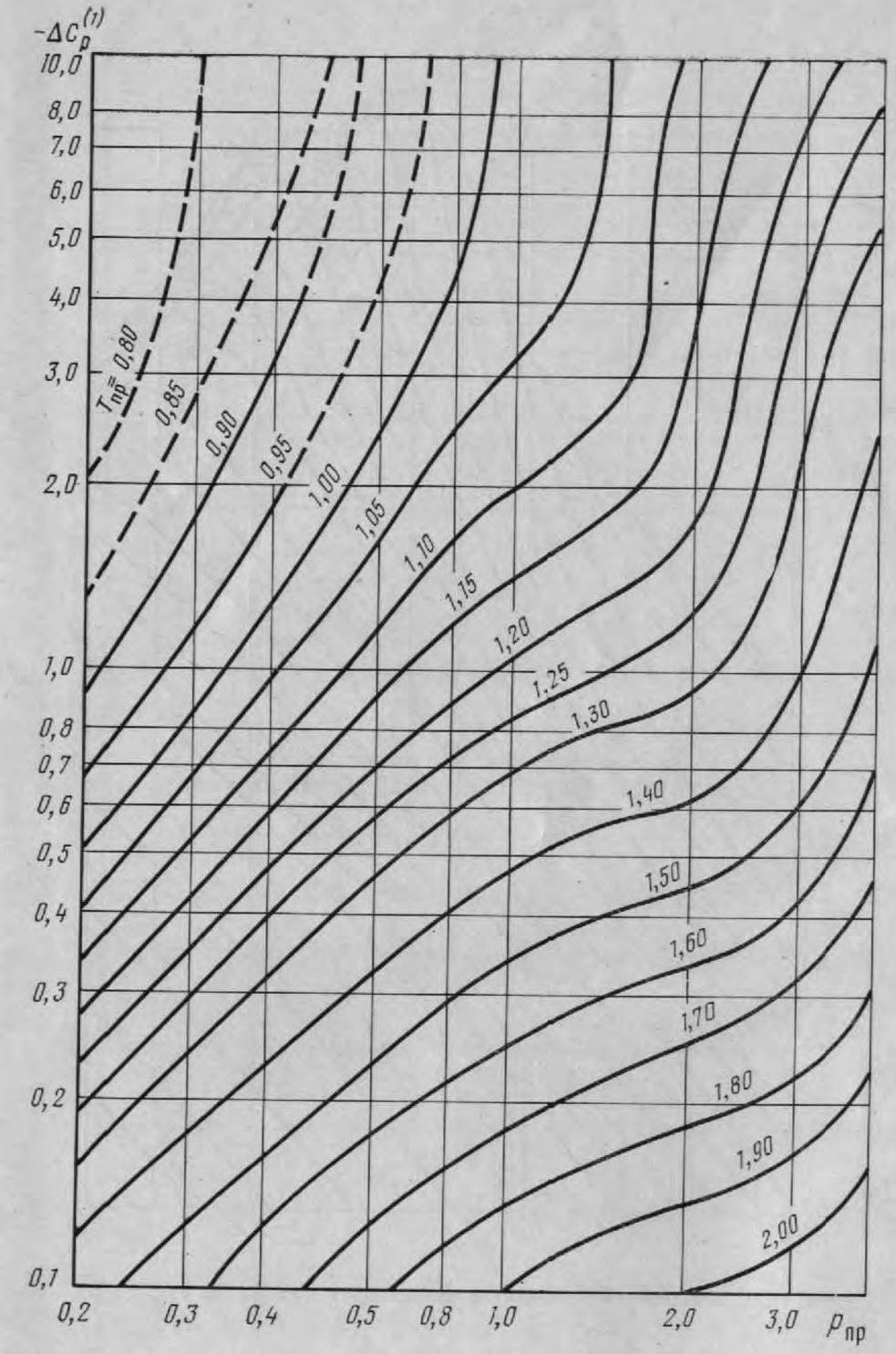


Рис. II.16. График для определения поправочной функции $\Delta C_p^{(1)}$

Пример. Рассчитать ΔC_p по трем параметрам для исходных данных предыдущего примера при $p = 150$ кгс/см² и $T = 400$ К.

Расчет $p_{пр.кр}$, $T_{пр.кр}$, M, ω приведен в табл. II.16.

По полученным $p_{пр.кр}$ и $T_{пр.кр}$ определяем $p_{пр} = 3,16$ и $T_{пр} = 2$.

Для получения $p_{пр}$, $T_{пр}$ определяем по рис. II.15 и II.16

$$\Delta C_p^{(0)} = 0,87;\ \Delta C_p^{(1)} = 9,12.$$

По формуле (II.36) рассчитываем ΔC_p

$$\Delta C_p = \frac{1,896}{17,431}(0,87 + 0,12 \cdot 0,0812) = 0,0948 \text{ ккал/кг} \cdot °C.$$

Если полученную величину перевести в ккал/кмоль·°С, получим

$$\Delta C_p = 0,0948 \cdot 17,431 = 1,65 \text{ ккал/кмоль °С}.$$

Рассчитанная по двум параметрам в предыдущем примере эта величина составила 1,6 ккал/кмоль·°С.

Таким образом, расчет по двум параметрам привел к погрешности

$$\delta = \frac{(1,65 - 1,6)}{1,65} 100 = 3,12\%.$$

При неизвестном компонентном составе и для приближенных расчетов при заданных давлении и температуре теплоемкость газа определяется по графикам, представленным на рис. II.17 для различных относительных плотностей.

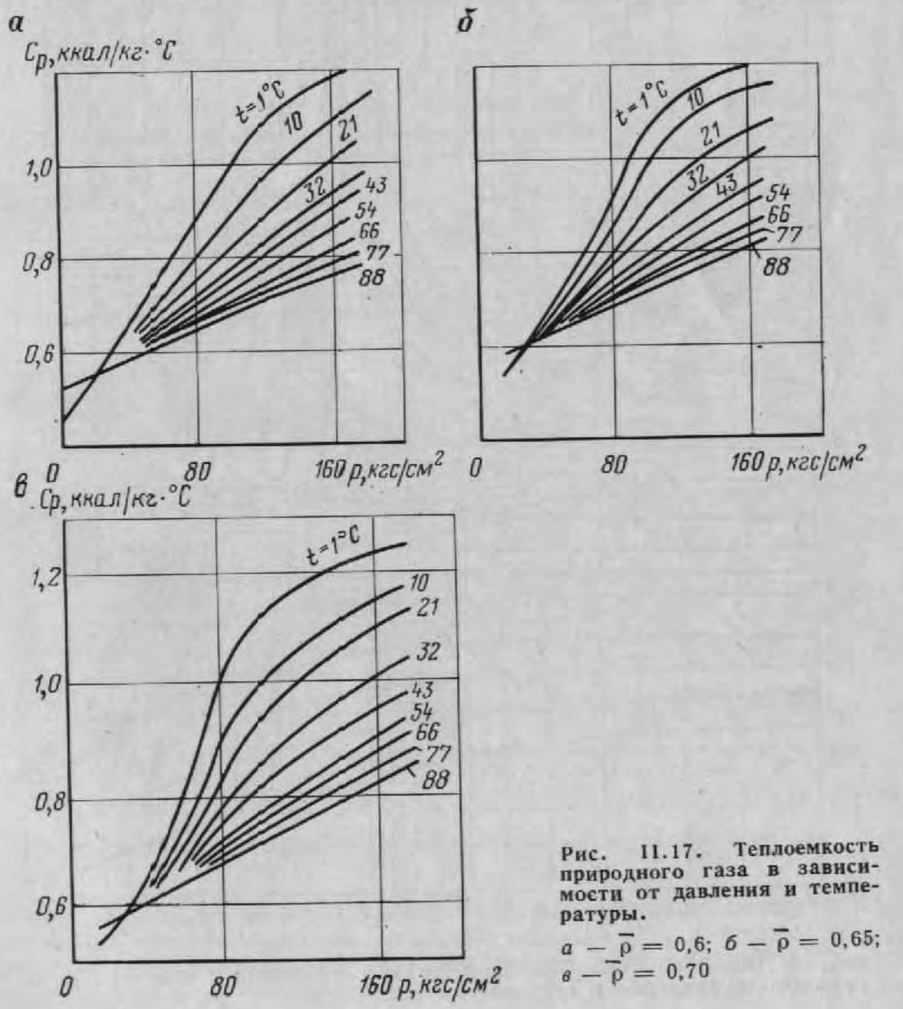


Рис. II.17. Теплоемкость природного газа в зависимости от давления и температуры.

а — $\bar{\rho} = 0,6$; *б* — $\bar{\rho} = 0,65$; *в* — $\bar{\rho} = 0,70$

II.8. ДРОССЕЛИРОВАНИЕ ГАЗА КОЭФФИЦИЕНТ ДЖОУЛЯ—ТОМСОНА

Отношение изменения температуры газа в результате его адиабатического расширения (дросселирования) к изменению давления называется дроссельным эффектом, или эффектом Джоуля—Томсона. Адиабатическими называются процессы, происходящие в энергетически изолированной системе материальных тел, т. е. без обмена теплотой или работой между системой и окружающей средой.

Изменение температуры при снижении давления на 1 кгс/см² называется коэффициентом Джоуля—Томсона. Этот коэффициент изменяется в широких пределах и может быть положительным или отрицательным.

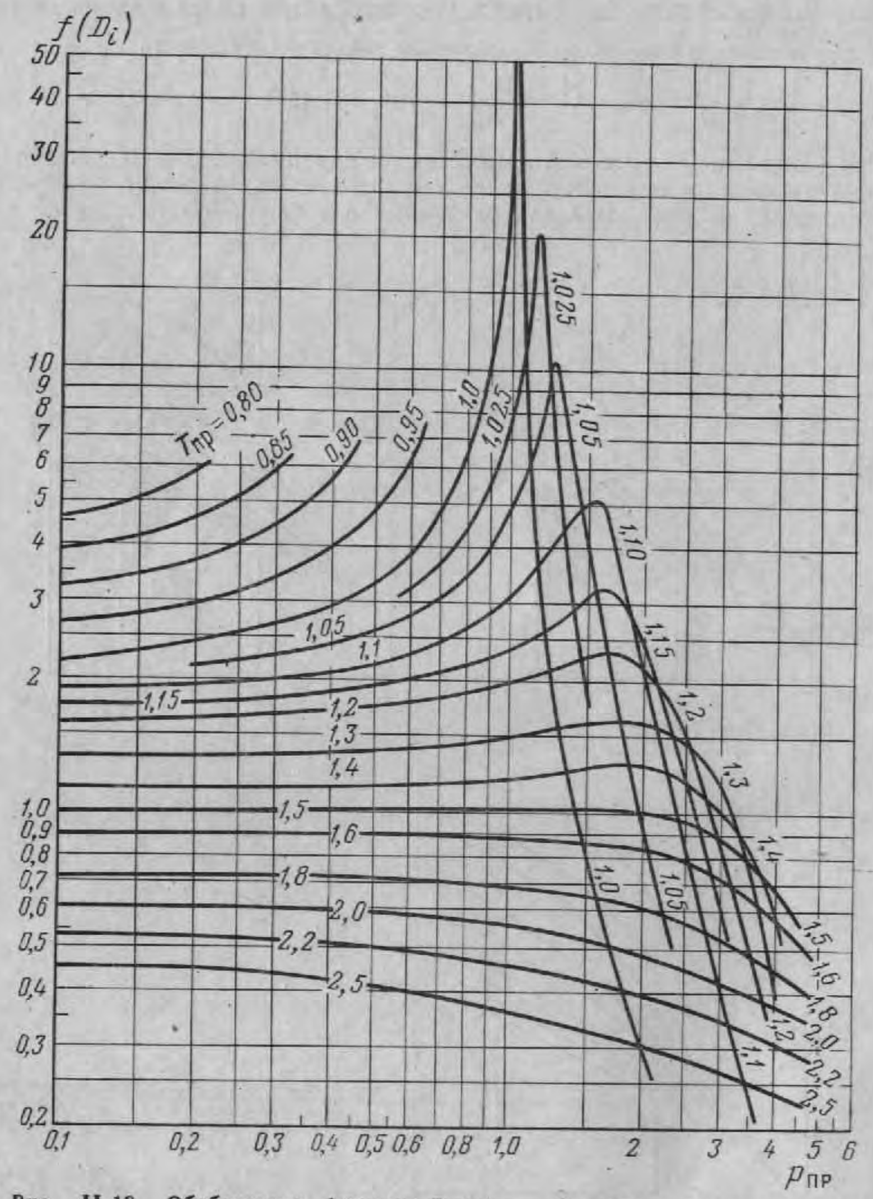


Рис. II.18. Обобщенная функция Джоуля — Томсона в зависимости от приведенных давления и температуры

Коэффициент Джоуля—Томсона для природных газов определяется из выражения

$$D_i = \frac{T_{кр} f(D_i)}{p_{кр} C_p}, \qquad (II.37)$$

где C_p — изобарная теплоемкость, ккал/кг·моль·°С; $f(D_i)$ — функция, определяемая по графику, представленному на рис. II.18 в зависимости от $p_{пр}$ и $T_{пр}$, ккал/кг·моль·°С. Величина C_p определяется способами, описанными в п. II.7, величины $p_{пр}$ и $T_{пр}$ — в п. II.3.

Пример. Определить коэффициент Джоуля—Томсона при снижении давления от $p_1 = 260$ кгс/см² до $p_2 = 150$ кгс/см² для газа, состав которого приведен в табл. II.16, с начальной температурой 137 °С.

Одним из способов, описанных в п. II.7, определяем теплоемкость газа C_p для $p_{ср} = (p_1 + p_2)/2 = (260 + 150)/2 = 205$ кгс/см² и $t = 137$ °С. Получаем $C_p = 12{,}76$ ккал/кмоль·°С.

Определяем $p_{пр}$ и $T_{пр}$

$$p_{пр} = 205/47{,}38 = 4{,}33; \quad T_{пр} = 410/200 = 2{,}05.$$

По рис. II.18 для полученных $p_{пр}$ и $T_{пр}$ находим $f(D_i) = 0{,}35$.

По формуле (II.37)

$$D_i = \frac{\frac{200}{47{,}38} \cdot 0{,}35}{12{,}76} = 0{,}116.$$

Для оценки изменения температуры газа при его дросселировании можно использовать графики, представленные на рис. II.19.

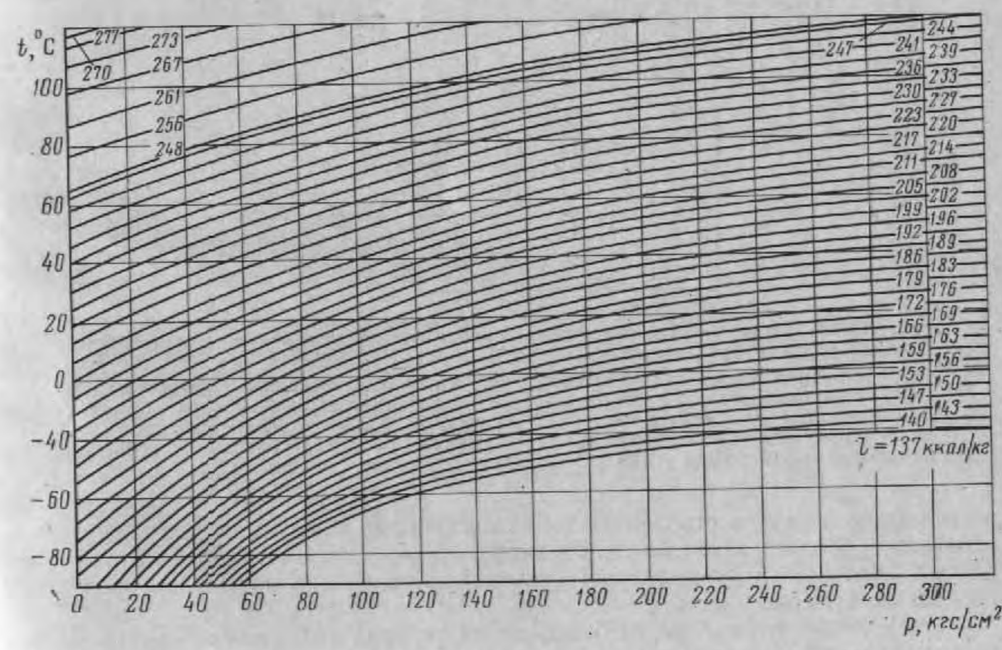


Рис. II.19. Номограмма для определения интегрального дроссель-эффекта метана

Чтобы определить температуру газа после дросселирования, находят точку с координатами, соответствующими начальным давлению p_1 и температуре t_1 (до дросселирования), затем эту точку перемещают параллельно ближайшей линии до конечного давления p_2 (после дросселирования и определяют на шкале

температур конечную температуру t_2. Средний коэффициент Джоуля—Томсона при этом процессе определяется по формуле

$$D_{ср} = \frac{\Delta t}{\Delta p} = \frac{t_1 - t_2}{p_1 - p_2}. \qquad (II.38)$$

Пример. Определить температуру газа после дросселирования от 260 до 150 кгс/см² с начальной температурой $t_1 = 120$ °С. Состав газа приведен в табл. II.16.

На рис. II.20 проводим линию от точки с начальной температурой 120 °С и давлением 260 кгс/см² параллельно ближайшей линии до давления $p_2 = 150$ кгс/см². Температура в этой точке равна 102 °С.

Средний коэффициент Джоуля—Томсона

$$D_{ср} = (120 - 102)/(260 - 150) = 0{,}164\ °С/(кгс/см^2).$$

II.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Природный газ, представляющий собой смесь различных компонентов (метан, пропан, этан, изобутан, азот, углекислый газ, сероводород и др.), в соединении с водой при определенных условиях образуют гидраты — твердые кристаллические соединения. Образование гидратов при соответствующих условиях

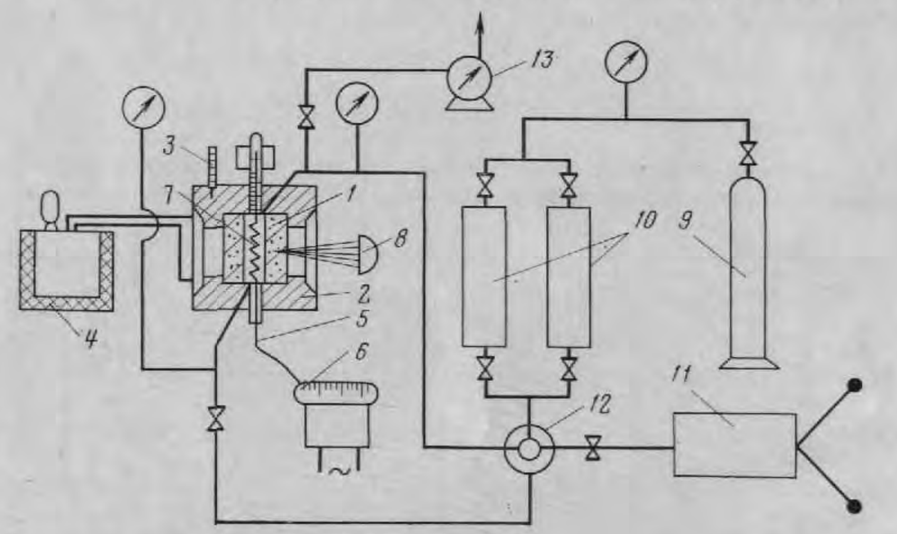


Рис. II.20. Принципиальная схема лабораторной установки для изучения условий гидратообразования.

1 — гидратная камера; *2* — термостатирующая рубашка; *3* — ртутный термометр; *4* — термостат; *5* — термопара; *6* — потенциометр; *7* — электромагнитная мешалка; *8* — телескопическая лупа; *9* — баллон с исследуемым газом; *10* — поджимки-пробоотборники; *11* — ручной пресс; *12* — манифольд (распределитель) высокого давления; *13* — газовый счетчик барабанный

в призабойной зоне, в стволе скважины и наземных коммуникациях значительно осложняет процесс исследования и эксплуатацию скважин. Определения равновесных давления и температуры (условий образования гидратов) проводится несколькими методами.

1. Наиболее точный метод определения условия гидратообразования — экспериментальный, реализуемый с помощью малогабаритного оборудования в лабораториях и промысловых условиях. Принципиальная схема установки по определению условий гидратообразования показана на рис. II.20. Основной узел установки — камера высокого давления, изготовленная из оргстекла. Рабочие условия таких камер позволяют исследовать процесс образования гидратов при давлении до 250 кгс/см² и температуре от —30 °С до +50 °С. Объем такой камеры равен 40—90 см³. При давлениях, превышающих 250 кгс/см², камеру следует

помещать в защитный металлический кожух со смотровым отверстием в нем. В процессе изучения условий гидратообразования камера помещается в термостатирующую рубашку, в которой с помощью термостата (тип ТС-1в) поддерживается нужная температура. Для получения низких температур можно использовать холодильный агрегат (тип ВСР-0,35). Фазы перемешиваются при помощи электромагнитной мешалки. Начало образования гидратов определяется визуально. Соответствующее давление в камере создается в пробоотборниках с помощью ручного пресса (тип МП-100) или насоса (ИР-1). В настоящее время имеется необходимая документация для изготовления опытных образцов передвижной установки для исследования процесса гидратообразования и влияния ингибирования ПУИТ-1, пригодной в полевых условиях.

2. Отсутствие возможности, особенно на поисковых и разведочных площадях, проведения таких экспериментов — основная причина разработки приближенных аналитических зависимостей для определения равновесных условий гидратообразования на основе анализа экспериментальных данных.

Многочисленные экспериментальные данные показывают, что аналитическую зависимость равновесной температуры гидратообразования от давления можно выразить формулой

$$t_р = a \lg p_р \pm b, \qquad (II.39)$$

где a и b — коэффициенты, определяемые по экспериментальным данным для каждого месторождения (табл. II.17).

Таблица II.17

Значения коэффициентов a и b для различных месторождений

Месторождение	Содержание метана, %	a	b
Уренгойское	98—99,6	19,9	—28,5
Медвежье	98—99,6	19,9	—28,5
Комсомольское	98—99,6	19,9	—28,5
Губкинское	98—99,6	19,9	—28,5
Мессояхское	98—99,6	19,9	—28,5
Надымское	98—99,6	19,9	—28,5
Вуктыльское	81,2	12,25	—8,2
Оренбургское	84,2	16,7	—14,2
Уренгойское	86,7	14,7	—11,1
Зальцведель-Пекензен	34,7	19,0	—3,3

Данные таблицы показывают, что коэффициенты зависят и от состава газа.

Для давлений до 90 кгс/см² температуру гидратообразования приближенно можно оценить:

при положительных температурах

$$t_р = 18{,}47 \lg p_р - B, \qquad (II.40)$$
$$\lg p_р = 0{,}0541\,(t_р + B);$$

при отрицательных температурах

$$t_р = -58{,}5 \lg p_р + B_1. \qquad (II.41)$$
$$\lg p_р = 0{,}0171\,(B_1 - t_р),$$

где B и B_1 — коэффициенты, определяемые по рис. II.21 в зависимости от отношения суммы парциальных плотностей изучаемого газа $\sum_{i=1}^{n} x_{iг}\bar{\rho}_{iг}$ к сумме их объемных (в долях единицы) концентраций в газе $\sum_{i=1}^{n} x_{iг}$, которое лучше характери-

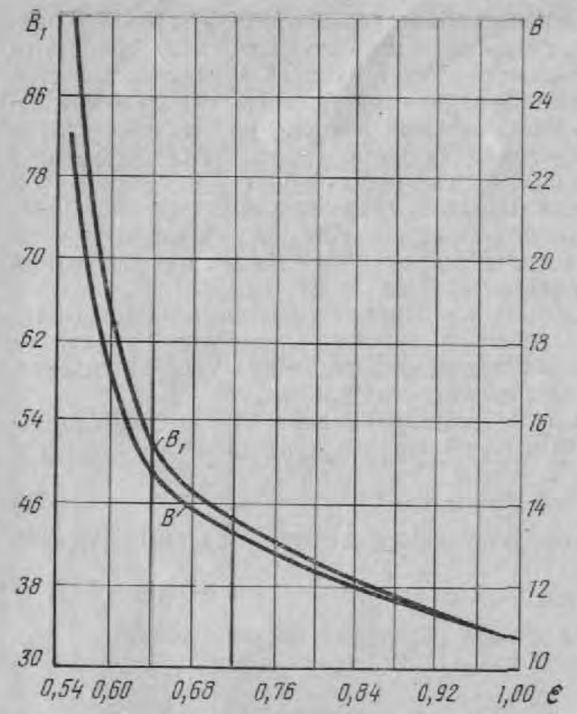


Рис. II.21. Значения коэффициентов B и B_1

зует гидратообразующую способность данного газа, чем его общая средняя плотность.

Использование формул (II.40) и (II.41) возможно лишь при известном составе газа в объемной (молярной) концентрации гидратообразующих компонентов в газе.

Пример. Определить давление гидратообразования газа при известной температуре $t_р = +10$ °С. Состав газа приведен в табл. II.18.

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_{iг}\bar{\rho}_{iг}}{\sum_{i=1}^{n} x_{iг}} = \frac{0{,}545}{0{,}94} = 0{,}580.$$

Из графика определяем $B = 19$. Тогда

$$\lg p_р = 0{,}054\,(10 + 19) = 1{,}57;$$

$$p_р = 37{,}1 \text{ кгс/см}^2.$$

Пример. Давление гидратообразования газа равно 50 кгс/см². Состав газа приведен в табл. II.18. Определить равновесную температуру гидратообразования.

При $\varepsilon = 0{,}580$ $B = 19$ (см. рис. II.22). Тогда

$$t_р = 18{,}47 \lg 50 - 19 = 18{,}47 \cdot 1{,}78 - 19 = 31{,}4 - 19 = 12{,}4\ °С.$$

Такие расчеты надо провести для ожидаемых значений давления при различных режимах испытания. Ориентировочные значения ожидаемых давлений должны быть оценены для заданных дебитов на режимах с учетом двучленной формулы притока газа в пласте и движения его по стволу скважины до устья.

3. Один из простых, но более приближенных методов — графический метод определения равновесной температуры и давления гидратообразования по кривым, построенным как для отдельных компонентов, так и в целом для природных газов в зависимости от их относительной плотности. Методика определения условий гидратообразования по равновесным кривым заключается в следующем.

В соответствии с плотностью газа и расчетным распределением давления от пласта до системы осушки согласно графику, приведенному на рис. II.22, определяется температура гидратообразования. Область существования гидратов на этом графике находится выше и левее кривых. Чем больше давление и плотность газа, тем выше температура гидратообразования.

При наличии в составе газа азота, углекислого газа и сероводорода равновесные условия гидратообразования изменяются. В частности, при наличии в составе газа CO_2 и H_2S гидраты образуются более активно по сравнению с газом такой же плотности, но не содержащим эти компоненты. На рис. II.23 представлены кривые гидратообразования основных компонентов природного газа, а на рис. II.24 — влияние отдельных компонентов различной концентрации на условия образования гидратов в смеси с метаном. Приведенные кривые позволяют оценить возможность образования гидратов на месторождениях, содержащих газ аналогичного состава или близкого к приведенному. При незначительной разнице в составе газа от приведенных на рис. II.24 условия образования гидратов можно оценить путем интерполяции кривых для аналогичного состава, отличающегося только концентрацией того или иного компонента. Использование данного метода требует знания состава пластового газа.

Таблица II.18

Результаты расчетов по определению давления гидратообразования

Компонент	Молярная концентрация компонентов в газе, %	$x_{iг}$	$\bar{\rho}_{iг}$	$x_{iг}\bar{\rho}_{iг}$
Метан	90	0,900	0,554	0,499
Этан	2	0,020	1,049	0,621
Пропан	1	0,810	1,562	0,015
Изобутан	0,5	0,005	2,864	0,010
н-Бутан	0,5	0,005	—	—
Изопентан	0,5	—	—	—
н-Пентан	0,5	—	—	—
Гексан+высшие	0,4	—	—	—
Азот	4,6	—	—	—
Сумма	—	0,94		0,545

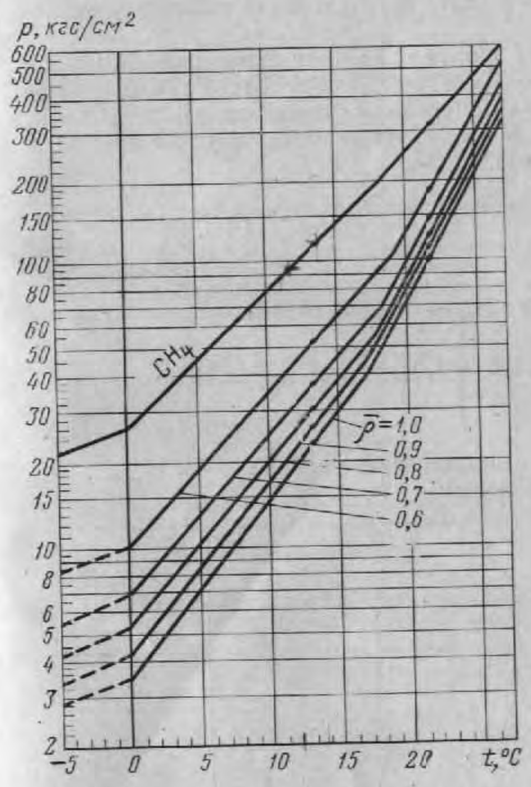


Рис. II.22. Зависимости равновесных параметров гидратообразования природных газов от их плотности

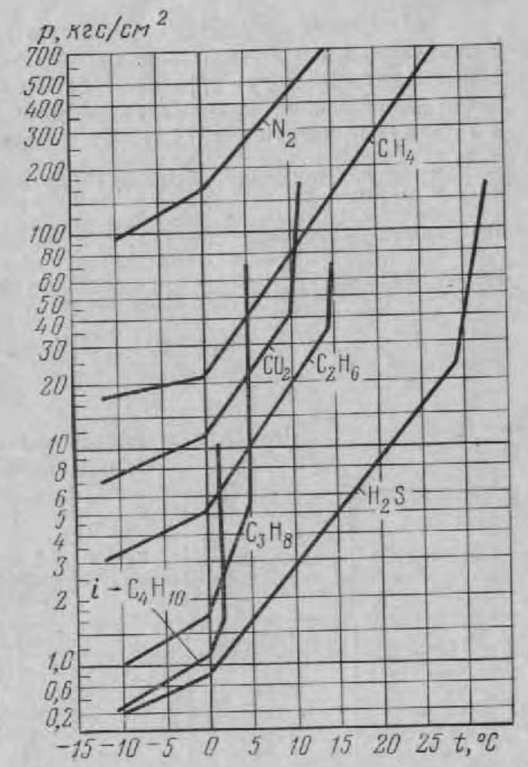


Рис. II.23. Кривые гидратообразования компонентов природного газа

4. Условия гидратообразования по константам равновесия определяют, используя константы фазового равновесия газ—гидрат, выражаемые формулой

$$K_i = y_i/x_i, \qquad (II.42)$$

где y_i — молярная доля i-го компонента природного газа в газовой фазе; x_i — молярная доля i-го компонента газа в гидрате.

При известных для заданного условия значениях констант фазового равновесия K_i и составе газа, молярную долю компонентов можно вычислять из выражения

$$x_i = y_i/K_i.$$

Если $\Sigma y_i/K_i < 1$, то при данных условиях гидраты не образуются.

Равновесные условия образования гидратов выражаются равенством

$$\sum_{i=1}^{n} x_i = \sum_{i=1}^{n} y_i/K_i = 1. \qquad (II.43)$$

Константы фазового равновесия газ—гидрат зависят от давления, температуры и состава газа. Константы равновесия при положительных температурах определяются по графикам, приведенным на рис. II.25, при отрицательных температурах — на рис. II.26.

Порядок определения равновесных условий гидратообразования по константам фазового равновесия заключается в следующем.

Для заданных p и T выбираются константы равновесия для каждого гидратообразующего компонента.

Процентное содержание каждого компонента делится на его константу равновесия.

Полученные результаты суммируются и если найденная сумма больше 100, то при заданных p и T гидраты могут образоваться, а если полученная сумма меньше 100, гидраты не могут образоваться. Если полученная сумма равна 100, то имеет место равновесное условие гидратообразования. Незначительное изменение p и T может привести к гидратообразованию.

Пример. Определить условия гидратообразования газа заданного состава при $p_1 = 35{,}2$ кгс/см² и $t = 8$ °С и при $p_2 = 42{,}2$ кгс/см² и $t = 8$ °С (табл. II.19).

Из табл. II.19 видно, что при заданном составе газов, $p_1 = 35{,}2$ и $t = 8$ °С, полученная сумма 94,34 меньше 100, т. е. существует возможность образования гидратов, а при $p_2 = 42{,}2$ кгс/см² и $t = 8$ °С отсутствует возможность гидратообразования. Порядок определения равновесного давления гидратообразования по константам равновесия следующий.

1. Вычисляется разность давлений p_1 и p_2

$$p_1 - p_2 = 42{,}2 - 35{,}2 = 7{,}0 \text{ кгс/см}^2.$$

Таблица II.19

Результаты расчетов по определению условий гидратообразования

Состав газа	Содержание компонентов y_i, %	K_i при $p = 35{,}2$ кгс/см² и $t = 8$ °С	$\left(\frac{y_i}{K_i}\right)_1$	K_i при $p = 42{,}2$ кгс/см² и $t = 8$ °С	$\left(\frac{y_i}{K_i}\right)_2$
N_2	2,24	—	—	—	—
CO_2	0,11	0,8170	0,14	0,7150	0,15
CH_4	93,20	1,3940	66,85	1,2630	73,8
C_2H_6	3,28	0,2390	13,72	0,1680	19,5
C_3H_8	0,35	0,0343	10,20	0,0278	12,6
C_4H_{10}	0,82	0,2390	3,43	0,1680	4,9
			Σ 94,34		Σ 110,95

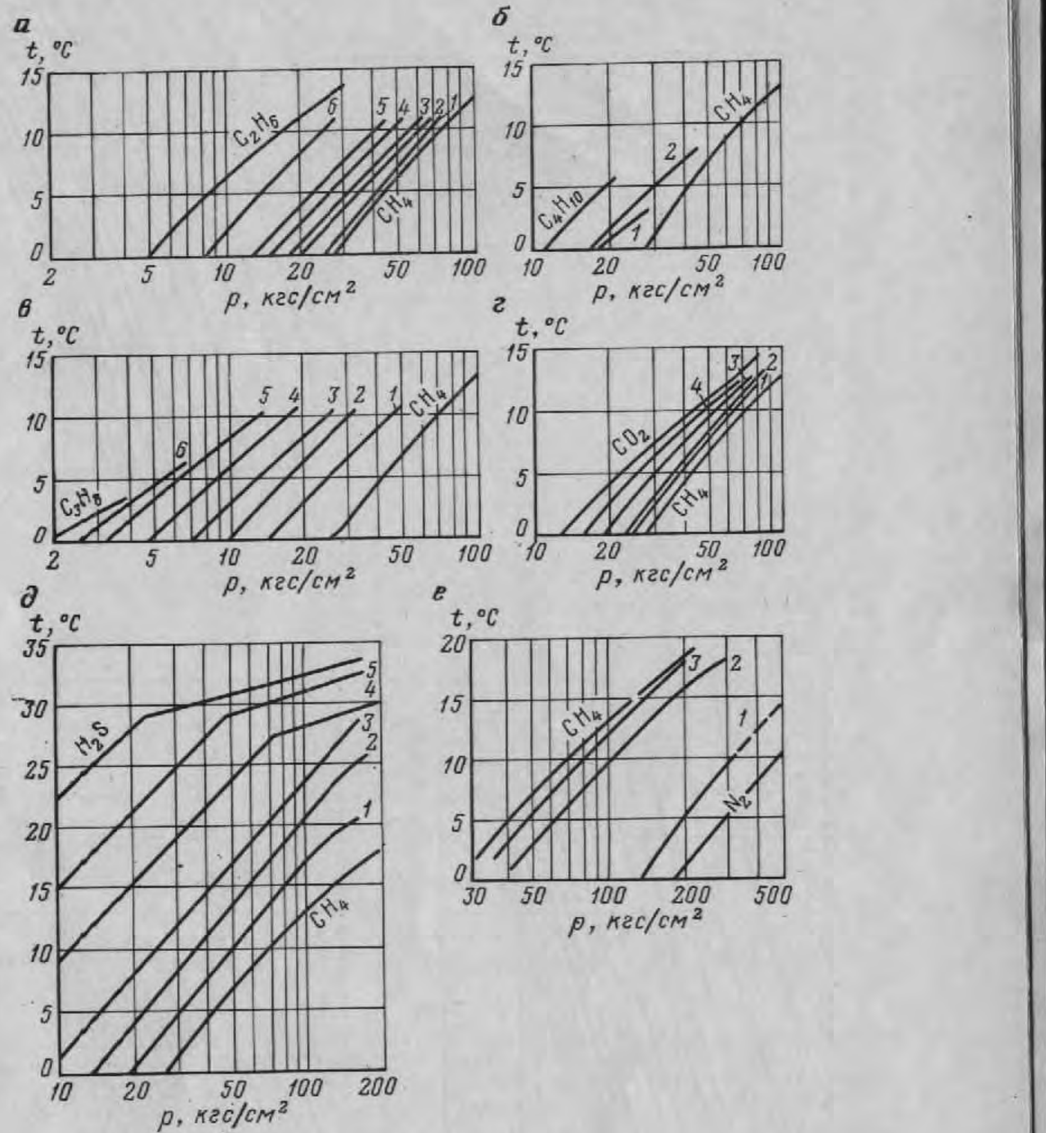
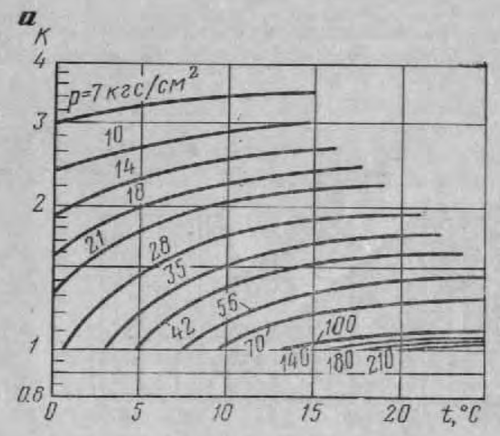
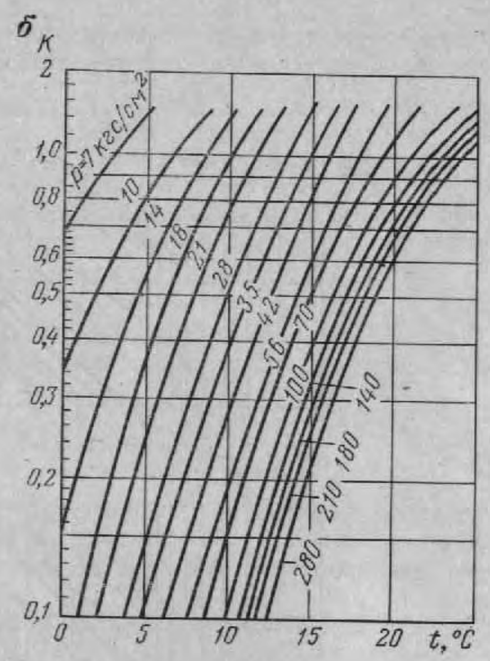
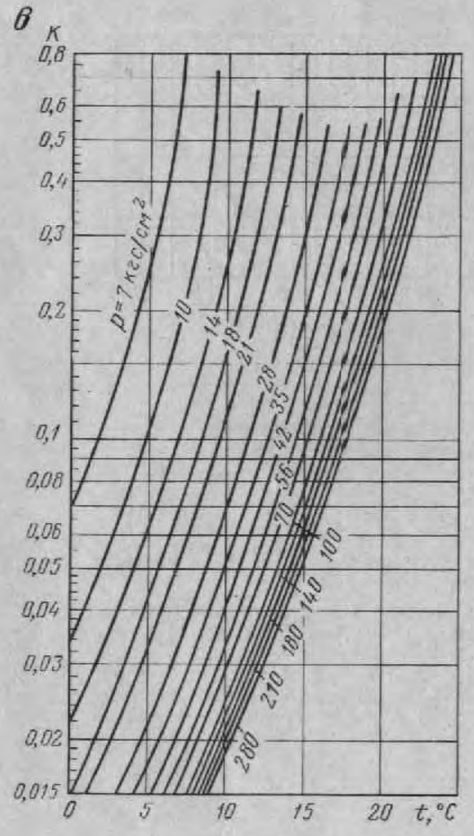


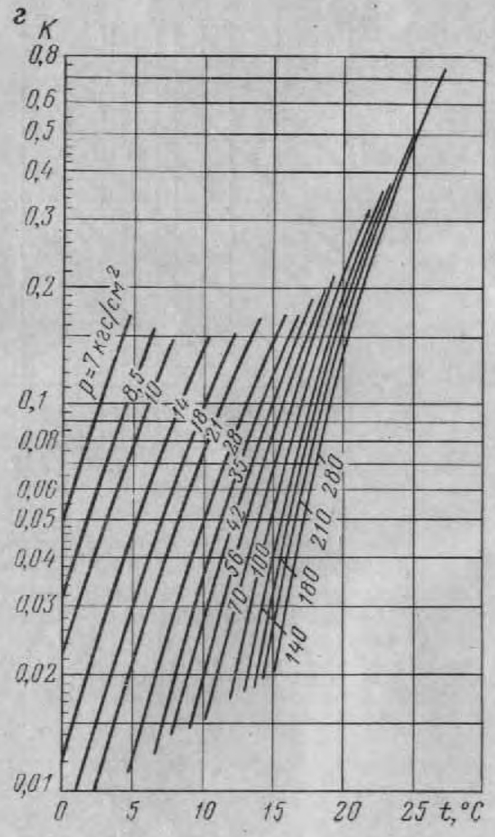
Рис. II.24. Влияние углеводородов C_2H_6—C_4H_{10}, CO_2, H_2S и N_2 на условия гидратообразования в смеси с метаном.

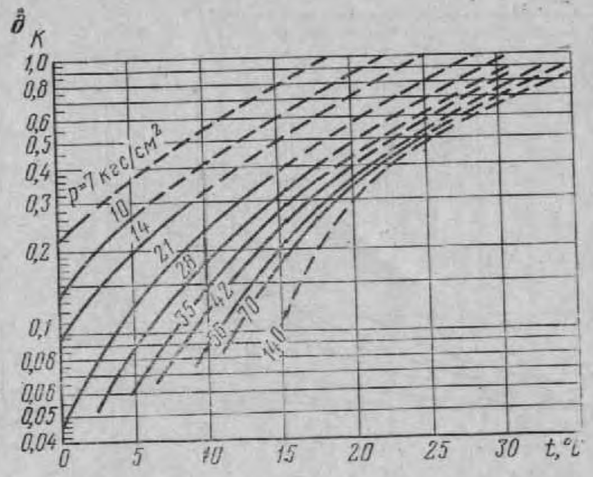
а — CH_4—C_2H_6: *1* — 1,2; *2* — 2,2; *3* — 2,9; *4* — 5,0; *5* — 9,6; *6* — 43,6 об. % C_2H_6 в смеси; *б* — CH_4—C_4H_{10}: *1* — 2,5; *2* — 26 об. % C_4H_{10} в смеси; *в* — CH_4—C_3H_8: *1* — 1,0; *2* — 2,6; *3* — 4,8; *4* — 11,2; *5* — 28,8; *6* — 63,8 об. % C_3H_8 в смеси; *г* — CH_4—CO_2: *1* — 7; *2* — 12,5; *3* — 32; *4* — 60 об. % CO_2 в смеси; *д* — CH_4—H_2S: *1* — 2; *2* — 6; *3* — 10; *4* — 27; *5* — 60 об. % H_2S в смеси; *е* — CH_4—N_2: *1* — 63; *2* — 49,7; *3* — 26,9 об. % N_2 в смеси

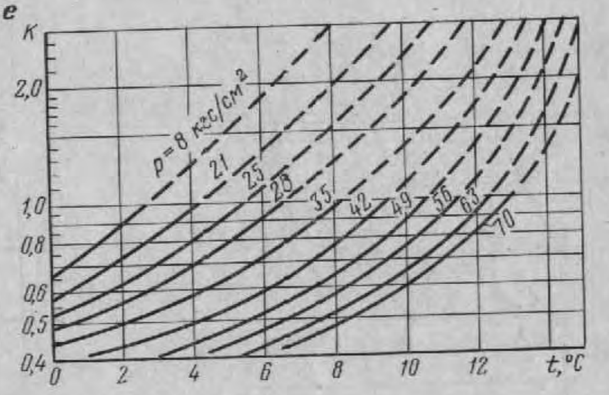












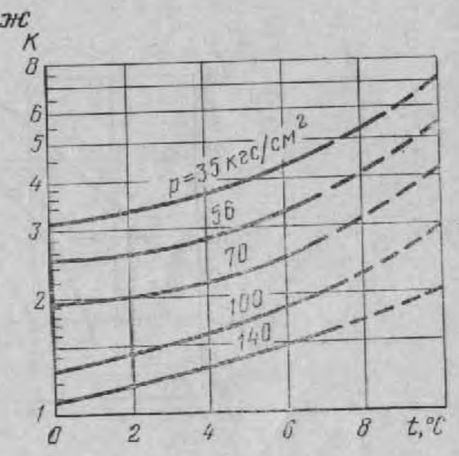
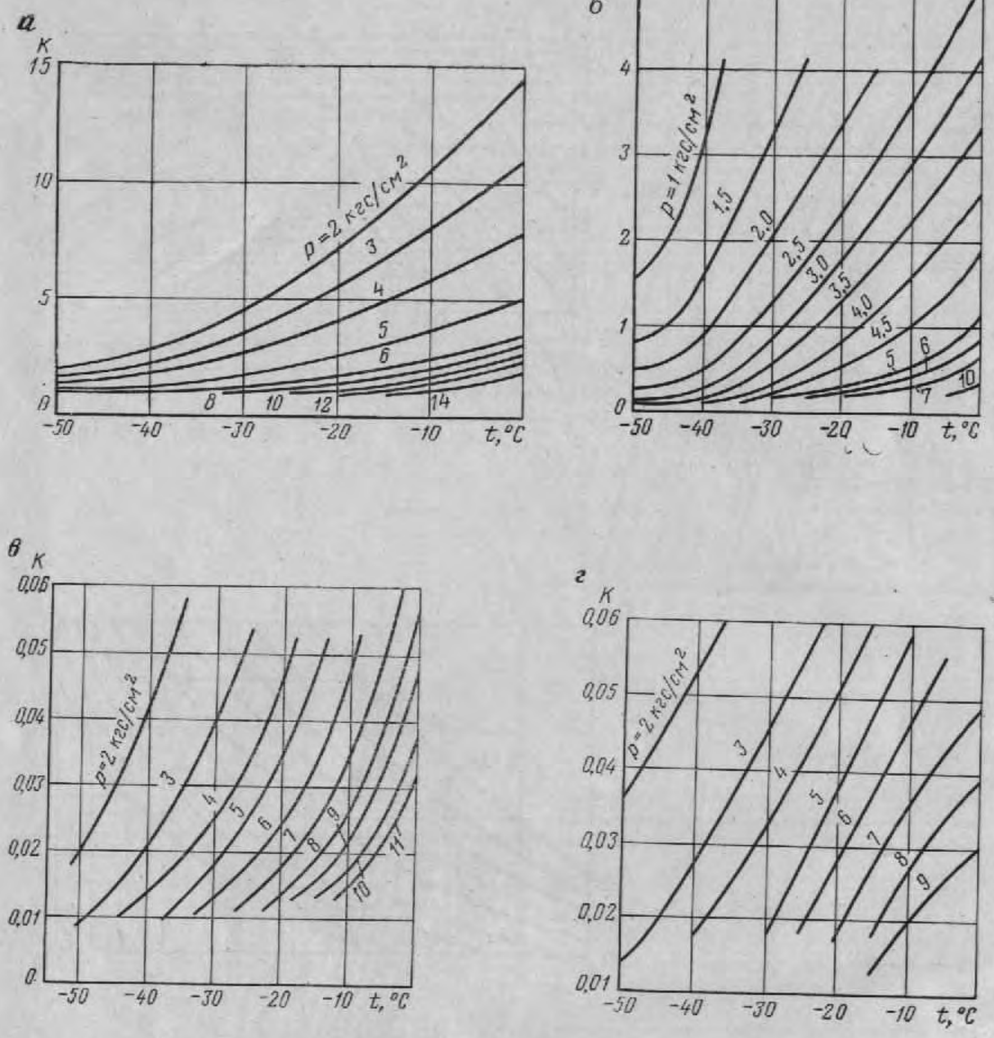


Рис. II.25. Константы равновесия газ—гидрат компонентов природного газа при положительных температурах.

Гидраты: *а* — метана; *б* — этана; *в* — пропана; *г* — изобутана; *д* — сероводорода; *е* — углекислого газа; *ж* — азота



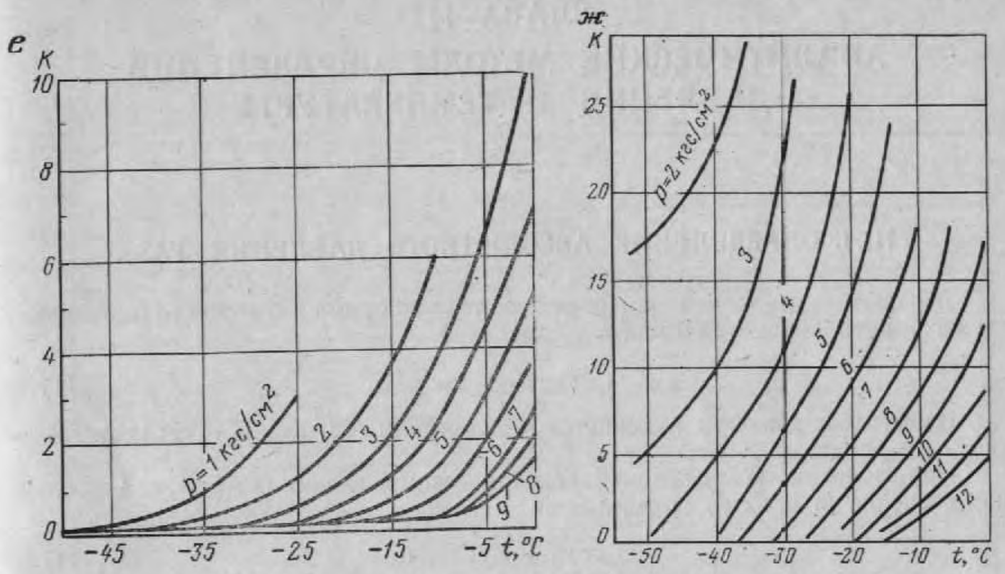


Рис. II.26. Константы равновесия газ—гидрат компонентов природного газа при отрицательных температурах.

а — ж — см. обознач. рис. II. 25

2. Вычисляется разность

$$\left(\frac{y_i}{K_i}\right)_2 - \left(\frac{y_i}{K_i}\right)_1 = 110{,}95 - 94{,}34 = 16{,}61.$$

3. Равновесное давление гидратообразования определяется по формуле

$$p_p = p_1 + \frac{(p_2 - p_1)\left[100 - \left(\frac{y_i}{K_i}\right)_1\right]}{\left(\frac{y_i}{K_i}\right)_2 - \left(\frac{y_i}{K_i}\right)_1} = 35{,}2 + \frac{7 \cdot 5{,}66}{16{,}61} = 37{,}6 \text{ кгс/см}^2.$$

Из приведенного примера видно, что для газа заданного состава и температуры равновесное давление гидратообразования равно 37,6 кгс/см².

ГЛАВА III

АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

III.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

Абсолютное давление газа p определяется как сумма избыточного (манометрического) $p_и$ и барометрического $p_б$ давлений

$$p = p_и + p_б. \qquad (III.1)$$

Избыточное давление измеряется манометрами (см. главу VI), барометрическое — барометрами.

При измеренном (известном) барометрическом давлении (в мм рт. ст.) абсолютное давление (в кгс/см²) определяется

$$p = p_и + p_б/735{,}56. \qquad (III.2)$$

Если барометрическое давление дано в миллибарах, тогда абсолютное давление (в кгс/см²)

$$p = p_и + 1{,}0197 \cdot 10^{-3}. \qquad (III.3)$$

Барометрическое давление можно принять постоянным, если среднее его значение для данной местности стандартизовано или отклонение текущих его значений от среднего не превышает 1%.

Значения барометрического давления в зависимости от высоты над уровнем моря приведены в табл. III.1, а соотношения между основными единицами измерения давления — в табл. III.2.

Таблица III.1

Значения барометрического давления

Высота, м	t, °С	$p_б$, мм рт. ст.	Высота, м	t, °С	$p_б$, мм рт. ст.
0	15,00	760,0	600	11,10	707,5
100	14,35	751,0	700	10,45	699,0
200	13,70	742,1	800	9,80	690,6
300	13,05	733,3	900	9,15	682,3
400	12,40	724,6	1000	8,50	674,1

III.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ ОСТАНОВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Давление на забое закрытой скважины определяют непосредственным измерением при помощи глубинных манометров или вычисляют по статическому давлению на устье.

Пластовым давлением считается величина, полученная при полной стабилизации давления на забое после закрытия скважины.

Если давление после закрытия скважины нарастает в течение длительного времени или скважину нельзя остановить по техническим причинам, применяют приближенные методы вычисления пластового давления по результатам

Таблица III.2

Соотношения между основными единицами измерения давления

Единица измерения	бар	атм	кгс/см²	мм рт. ст.	мм вод. ст.	lbf/ft²	lbf/in² (psi)
1 бар = 10^5 Н/м²	1,0	0,98692	1,0197	750,06	10 197	2088,6	14,504
1 атм	1,0132	1,0	1,0332	760,00	10 341	2116,4	14,696
1 кгс/см²	0,9806	0,96784	1,0	735,56	10^4	2048,17	14,223
1 мм рт. ст.	$1{,}3332 \cdot 10^{-3}$	$1{,}3158 \cdot 10^{-3}$	$1{,}3595 \cdot 10^{-3}$	1,0	13,595	2,7845	0,019337
1 мм вод. ст.	$0{,}98066 \cdot 10^{-4}$	$9{,}6784 \cdot 10^{-5}$	10^{-4}	$7{,}3556 \cdot 10^{-2}$	1,0	0,20482	$1{,}4223 \cdot 10^{-3}$
1 lbf/ft²	$47{,}88 \cdot 10^{-5}$	$4{,}725 \cdot 10^{-4}$	$4{,}8824 \cdot 10^{-4}$	0,35913	4,8823	1,0	$7{,}944 \cdot 10^{-3}$
1lbf/in² (psi)	0,068947	0,068046	0,070307	51,715	70 309	144,0	1,0

исследования скважин на различных режимах или по кривым восстановления давления.

Давление на забое остановленной скважины определяют по формуле

$$p_з = p_у \exp\left(0{,}03415\,\frac{\bar{\rho}L}{z_{ср}T_{ср}}\right) \qquad \text{(III.4)}$$

или

$$p_з = p_у e^S, \qquad \text{(III.5)}$$

где

$$S = 0{,}03415\,\frac{\bar{\rho}L}{z_{ср}T_{ср}}; \qquad \text{(III.6)}$$

$p_у$, $p_з$ — соответственно устьевое и забойное давления, кгс/см²; L — глубина скважины, м; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; $z_{ср}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при $p_{ср}$ и $T_{ср}$.

Средняя температура в скважине равна

$$T_{ср} = (T_з - T_у)/\ln\frac{T_з}{T_у}.$$

Здесь $T_у$, $T_з$ — соответственно устьевая и забойная температура, К.

Порядок определения забойного давления по формулам (III.4)—(III.6) следующий.

Одним из описанных в п. II.3 способов определяют критические параметры $p_{кр}$ и $T_{кр}$.

По давлению на устье $p_у$ находят приведенное устьевое давление $p_{пр.\,у} = p_у/p_{кр}$, а также среднюю приведенную температуру $T_{пр} = T_{ср}/T_{кр}$.

Для полученных $p_{пр.\,у}$ и $T_{пр}$ определяют $z_у$ (в случае необходимости используя также фактор ацентричности ω).

Вычислив S, по табл. III.3 определяют ориентировочное значение $e^S_{ор}$, а затем $p_{ср.\,ор} = p_у\left(\frac{1+e^S_{ор}}{2}\right)$.

Зная $p_{ср.\,ор}$, определяют ориентировочное приведенное среднее давление $p_{пр.\,ср.\,ор} = p_{ср.\,ор}/p_{кр}$, по которому для $T_{ср}$ находят $z_{ср}$.

По $z_{ср}$ определяют S и по табл. III.3 — e^S.

Рассчитывают $p_з = p_у e^S$.

Для проверки и уточнения результатов расчета сверяют полученное $p_{ср} = (p_у + p_з)/2$ с принятым $p_{ср.\,ор}$. Расчет можно считать правильным в том случае, если расхождение этих величин не влияет на $z_{ср}$. В противном случае принимают новое значение $p_{ср.\,ор}$ для определения $z_{ср}$ и проводят повторный расчет.

Пример. Рассчитать статическое забойное давление в скважине глубиной 2000 м при следующих исходных данных: относительная плотность газа $\bar{\rho} = 0{,}57$; температура на устье $t_у = 7\,°C$ (280 К), на забое $t_з = 47\,°C$ (320 К), статическое абсолютное давление на устье $p_у = 180$ кгс/см².

Определяем среднюю температуру в скважине

$$T_{ср} = (320 - 280)/\ln\frac{320}{280} \approx 300\text{К}.$$

По графикам рис. II.2 находим для $\bar{\rho} = 0{,}57$ $p_{кр} = 47{,}5$ кгс/см², $T_{кр} = 198$ К.

Рассчитываем по формулам (II.15) приведенные устьевое давление и среднюю температуру

$$p_{пр.\,у} = 180/47{,}5 = 3{,}8;$$

$$T_{пр.\,у} = 300/198 = 1{,}5.$$

Определяем по рис. II.7 z для устьевого давления

$$z_у = 0{,}793.$$

Таблица III.3

Значения e^S в зависимости от S

S	e^S	S	e^S	S	e^S	S	e^S
0,010	1,01005	0,057	1,05866	0,104	1,10960	0,149	1,16067
0,011	1,01106	0,058	1,05971	0,105	1,11071	0,150	1,16183
0,012	1,01207	0,059	1,06078	0,106	1,11182	0,151	1,16300
0,013	1,01308	0,060	1,06184	0,107	1,11293	0,152	1,16416
0,014	1,01410	0,061	1,06290	0,108	1,11405	0,153	1,16532
0,015	1,01511	0,062	1,06396	0,109	1,11516	0,154	1,16649
0,016	1,01613	0,063	1,06503	0,110	1,11628	0,155	1,16768
0,017	1,01715	0,064	1,06609	0,111	1,11739	0,156	1,16883
0,018	1,01816	0,065	1,06716	0,112	1,11851	0,157	1,17000
0,019	1,01918	0,066	1,06823	0,113	1,11963	0,158	1,17117
0,020	1,02020	0,067	1,06930	0,114	1,12075	0,159	1,17234
0,021	1,02122	0,068	1,07037	0,115	1,12187	0,160	1,17351
0,022	1,02224	0,069	1,07144	0,116	1,12300	0,161	1,17468
0,024	1,02429	0,070	1,07251	0,117	1,12412	0,162	1,17586
0,025	1,02532	0,071	1,07358	0,118	1,12524	0,163	1,17704
0,026	1,02634	0,073	1,07573	0,119	1,12637	0,164	1,17821
0,027	1,02737	0,074	1,07681	0,120	1,12750	0,165	1,17939
0,028	1,02840	0,075	1,07788	0,121	1,12862	0,166	1,18057
0,029	1,02942	0,076	1,07896	0,122	1,12975	0,167	1,18175
0,030	1,03045	0,077	1,08004	0,123	1,13088	0,168	1,18294
0,031	1,03149	0,078	0,08112	0,124	1,13202	0,169	1,18412
0,032	1,03252	0,079	0,08220	0,125	1,13315	0,170	1,18530
0,033	1,03353	0,080	1,08329	0,126	1,13428	0,171	1,18649
0,034	1,03458	0,081	1,08437	0,127	1,13542	0,172	1,18768
0,035	1,03562	0,082	1,08546	0,128	1,13655	0,173	1,18887
0,036	1,03666	0,083	1,08654	0,129	1,13760	0,174	1,19006
0,037	1,03769	0,084	1,08763	0,130	1,13883	0,175	1,19125
0,038	1,03873	0,085	1,08872	0,131	1,13997	0,176	1,19244
0,039	1,03977	0,086	1,08981	0,132	1,14111	0,177	1,19363
0,040	1,04081	0,087	1,09090	0,133	1,14225	0,178	1,19483
0,041	1,04185	0,088	1,09199	0,134	1,14339	0,179	1,19602
0,042	1,04289	0,089	1,09308	0,135	1,14454	0,180	1,19722
0,043	1,04394	0,090	1,09417	0,136	1,14568	0,181	1,19842
0,044	1,04498	0,091	1,09527	0,137	1,14683	0,182	1,19961
0,045	1,04603	0,092	1,093635	0,138	1,14798	0,183	1,20081
0,046	1,04707	0,093	1,09746	0,139	1,14912	0,184	1,20202
0,048	1,04917	0,094	1,09836	0,140	1,15027	0,185	1,20322
0,049	1,05022	0,095	1,09966	0,141	1,15142	0,186	1,20442
0,050	1,05127	0,096	1,10076	0,142	1,15258	0,187	1,20563
0,051	1,05232	0,098	1,10296	0,143	1,15373	0,188	1,20683
0,052	1,05338	0,099	1,10407	0,144	1,15488	0,189	1,20804
0,053	1,05443	0,100	1,10517	0,145	1,15604	0,190	1,20925
0,064	1,05548	0,101	1,10628	0,146	1,15780	0,191	1,21046
0,055	1,05634	0,102	1,10738	0,147	1,15835	0,192	1,21167
0,056	1,05760	0,103	1,10849	0,148	1,15151	0,193	1,21288

s	e^s	s	e^s	s	e^s	s	e^s
0,194	1,21410	0,239	1,26998	0,284	1,32843	0,329	1,38958
0,195	1,21531	0,240	1,27125	0,285	1,32976	0,330	1,39097
0,196	1,21633	0,241	1,27232	0,286	1,33109	0,331	1,39236
0,197	1,21774	0,242	1,27379	0,287	1,33242	0,332	1,39375
0,198	1,21896	0,243	1,27507	0,288	1,33376	0,333	1,39515
0,199	1,22018	0,244	1,27634	0,289	1,33509	0,334	1,39654
0,200	1,22140	0,245	1,27762	0,290	1,33643	0,335	1,39794
0,201	1,22262	0,246	1,27890	0,291	1,33776	0,336	1,39934
0,202	1,22385	0,247	1,28018	0,292	1,33910	0,337	1,40074
0,203	1,22507	0,248	1,28146	0,293	1,34044	0,338	1,40214
0,204	1,22630	0,249	1,28274	0,294	1,34178	0,339	1,40354
0,205	1,22733	0,250	1,28403	0,295	1,34313	0,340	1,40495
0,206	1,22875	0,251	1,28531	0,296	1,34447	0,341	1,40635
0,207	1,22998	0,252	1,28660	0,297	1,34582	0,342	1,40776
0,208	1,23121	0,253	1,28788	0,298	1,34716	0,343	1,40917
0,209	1,23244	0,254	1,28917	0,299	1,34851	0,344	1,41058
0,210	1,23368	0,255	1,29046	0,300	1,34986	0,345	1,41199
0,211	1,23491	0,256	1,29175	0,301	1,35121	0,346	1,41340
0,212	1,23615	0,257	1,29305	0,302	1,35256	0,347	1,41482
0,213	1,23738	0,258	1,29434	0,303	1,35391	0,348	1,41623
0,214	1,23862	0,259	1,29563	0,304	1,35527	0,349	1,41764
0,215	1,23986	0,260	1,29693	0,305	1,35663	0,350	1,41907
0,216	1,24110	0,261	1,29823	0,306	1,35798	0,351	1,42049
0,217	1,24234	0,262	1,29953	0,307	1,35934	0,352	1,42191
0,218	1,24359	0,263	1,30083	0,308	1,36070	0,353	1,42333
0,219	1,24483	0,264	1,30213	0,309	1,36206	0,354	1,42476
0,220	1,24608	0,265	1,30343	0,310	1,36343	0,355	1,42618
0,221	1,24732	0,266	1,30474	0,311	1,36479	0,356	1,42761
0,222	1,24857	0,267	1,30604	0,312	1,36615	0,357	1,42904
0,223	1,24982	0,268	1,30735	0,313	1,36752	0,358	1,43047
0,224	1,25107	0,269	1,30866	0,314	1,36889	0,359	1,43190
0,225	1,25232	0,270	1,30996	0,315	1,37022	0,360	1,43333
0,226	1,25358	0,271	1,31128	0,316	1,37163	0,361	1,43476
0,227	1,25483	0,272	1,31259	0,317	1,37300	0,362	1,43620
0,228	1,25609	0,273	1,31390	0,318	1,37438	0,363	1,43764
0,229	1,25734	0,274	1,31521	0,319	1,37575	0,364	1,43907
0,230	1,25860	0,275	1,31653	0,320	1,37713	0,365	1,44051
0,231	1,25986	0,276	1,31785	0,321	1,37851	0,366	1,44196
0,232	1,26112	0,277	1,31917	0,322	1,37988	0,367	1,44340
0,233	1,26238	0,278	1,32049	0,323	1,38127	0,368	1,44484
0,234	1,26364	0,279	1,32181	0,324	1,38265	0,369	1,44629
0,235	1,26491	0,280	1,32313	0,325	1,38403	0,370	1,44773
0,236	1,26617	0,281	1,32445	0,326	1,38542	0,371	1,44918
0,237	1,26744	0,282	1,32578	0,327	1,38680	0,372	1,45063
0,238	1,26871	0,283	1,32711	0,328	1,38819	0,373	1,45208

s	e^s	s	e^s	s	e^s	s	e^s
0,374	1,45354	0,419	1,52044	0,464	1,5904	0,509	1,6636
0,375	1,45499	0,420	1,52196	0,465	1,5930	0,510	1,6653
0,376	1,45645	0,421	1,52348	0,466	1,5936	0,511	1,6670
0,377	1,45790	0,422	1,52501	0,467	1,5952	0,512	1,6686
0,378	1,45936	0,423	1,52653	0,468	1,5968	0,513	1,6703
0,379	1,46082	0,424	1,52806	0,469	1,5984	0,514	1,6720
0,380	1,46228	0,425	1,52959	0,470	1,6000	0,515	1,6736
0,381	1,46375	0,426	1,53112	0,471	1,6016	0,516	1,6753
0,382	1,46521	0,427	1,53265	0,472	1,6032	0,517	1,6770
0,383	1,46768	0,428	1,53419	0,473	1,6048	0,518	1,6787
0,384	1,46815	0,429	1,53572	0,474	1,6064	0,519	1,6803
0,385	1,46961	0,430	1,53726	0,475	1,6080	0,520	1,6820
0,386	1,47108	0,431	1,53880	0,476	1,6096	0,521	1,6837
0,387	1,47256	0,432	1,54034	0,477	1,6112	0,522	1,6854
0,388	1,47403	0,433	1,54188	0,478	1,6128	0,523	1,6871
0,389	1,47550	0,434	1,54340	0,479	1,6145	0,524	1,6888
0,390	1,47698	0,435	1,54496	0,480	1,6161	0,525	1,6905
0,391	1,47846	0,436	1,54651	0,481	1,6177	0,526	1,6922
0,392	1,47994	0,437	1,54806	0,482	1,6193	0,527	1,6938
0,393	1,48142	0,438	1,54960	0,483	1,6209	0,528	1,6955
0,394	1,48290	0,439	1,55116	0,484	1,6226	0,529	1,6972
0,395	1,48438	0,440	1,55271	0,485	1,6242	0,530	1,6989
0,396	1,48587	0,441	1,55426	0,486	1,6258	0,531	1,7006
0,397	1,48736	0,442	1,55582	0,487	1,6274	0,532	1,7023
0,398	1,48884	0,443	1,55737	0,488	1,6291	0,533	1,7040
0,399	1,49033	0,444	1,55893	0,489	1,6307	0,534	1,7057
0,400	1,49182	0,445	1,56049	0,490	1,6323	0,535	1,7074
0,401	1,49332	0,446	1,56205	0,491	1,6339	0,536	1,7092
0,402	1,49481	0,447	1,56361	0,492	1,6356	0,537	1,7109
0,403	1,49631	0,448	1,56518	0,493	1,6372	0,538	1,7126
0,404	1,49780	0,449	1,56674	0,494	1,6389	0,539	1,7143
0,405	1,49930	0,450	1,56831	0,495	1,6405	0,540	1,7160
0,406	1,50080	0,451	1,56991	0,496	1,6421	0,541	1,7177
0,407	1,50238	0,452	1,5715	0,497	1,6438	0,542	1,7194
0,408	1,50381	0,453	1,5730	0,498	1,6454	0,543	1,7212
0,409	1,50531	0,454	1,5746	0,499	1,6471	0,544	1,7229
0,410	1,50682	0,455	1,5762	0,500	1,6487	0,545	1,7246
0,411	1,50833	0,456	1,5778	0,501	1,6504	0,546	1,7263
0,412	1,50983	0,457	1,5793	0,502	1,6520	0,547	1,7281
0,413	1,51135	0,458	1,5809	0,503	1,6537	0,548	1,7298
0,414	1,51286	0,459	1,5825	0,504	1,6553	0,549	1,7315
0,415	1,51437	0,460	1,5841	0,505	1,6570	0,550	1,7333
0,416	1,51589	0,461	1,5857	0,506	1,6586	0,551	1,7350
0,417	1,51740	0,462	1,5872	0,507	1,6603	0,552	1,7367
0,418	1,51892	0,463	1,5888	0,508	1,6620	0,553	1,7385

s	e^s	s	e^s	s	e^s	s	e^s
0,554	1,7402	0,599	1,8203	0,644	1,9041	0,689	1,9917
0,555	1,7410	0,600	1,8221	0,645	1,9060	0,690	1,9937
0,556	1,7437	0,601	1,8239	0,646	1,9079	0,691	1,9957
0,557	1,7454	0,602	1,8258	0,647	1,9098	0,692	1,9977
0,558	1,7472	0,603	1,8276	0,648	1,9117	0,693	1,9997
0,559	1,7489	0,604	1,8294	0,649	1,9136	0,694	2,0017
0,560	1,7507	0,605	1,8313	0,650	1,9155	0,695	2,0037
0,561	1,7524	0,606	1,8331	0,651	1,9175	0,696	2,0057
0,562	1,7542	0,607	1,8349	0,652	1,9194	0,697	2,0077
0,563	1,7559	0,608	1,8368	0,653	1,9213	0,698	2,0097
0,564	1,7577	0,609	1,8386	0,654	1,9232	0,699	2,0117
0,565	1,7594	0,610	1,8404	0,655	1,9251	0,700	2,0138
0,566	1,7612	0,611	1,8423	0,656	1,9271	0,701	2,0158
0,567	1,7638	0,612	1,8441	0,657	1,9290	0,702	2,0178
0,568	1,7647	0,613	1,8460	0,658	1,9309	0,703	2,0198
0,569	1,7665	0,614	1,8473	0,659	1,9329	0,704	2,0218
0,570	1,7683	0,615	1,8497	0,660	1,9348	0,705	2,0238
0,571	1,7700	0,616	1,8515	0,661	1,9367	0,706	2,0259
0,572	1,7718	0,617	1,8534	0,662	1,9387	0,707	2,0279
0,573	1,7736	0,618	1,8552	0,663	1,9406	0,708	2,0299
0,574	1,7754	0,619	1,8571	0,664	1,9425	0,709	2,0320
0,575	1,7771	0,620	1,8589	0,665	1,9445	0,710	2,0340
0,576	1,7784	0,621	1,8608	0,666	1,9464	0,711	2,0360
0,577	1,7807	0,622	1,8836	0,667	1,9484	0,712	2,0381
0,578	1,7825	0,623	1,8645	0,668	1,9503	0,713	2,0401
0,579	1,7843	0,624	1,8664	0,669	1,9523	0,714	2,0421
0,580	1,7860	0,625	1,8682	0,670	1,9542	0,715	2,0442
0,581	1,7870	0,626	1,8701	0,671	1,9562	0,716	2,0462
0,582	1,7896	0,627	1,8720	0,672	1,9581	0,717	2,0483
0,583	1,7914	0,628	1,8739	0,673	1,9601	0,718	2,0503
0,584	1,7932	0,629	1,8757	0,674	1,9621	0,719	2,0524
0,585	1,7950	0,630	1,8776	0,675	1,9640	0,720	2,0544
0,586	1,7968	0,631	1,8795	0,676	1,9660	0,721	2,0565
0,587	1,7986	0,632	1,8814	0,677	1,9680	0,722	2,0585
0,588	1,8004	0,633	1,8833	0,678	1,9699	0,723	2,0606
0,589	1,8022	0,634	1,8851	0,679	1,9719	0,724	2,0627
0,590	1,8040	0,635	1,8870	0,680	1,9739	0,725	2,0647
0,591	1,8058	0,636	1,8889	0,681	1,9759	0,726	2,0668
0,592	1,8076	0,637	1,8908	0,682	1,9778	0,727	2,0689
0,593	1,8094	0,638	1,8927	0,683	1,9798	0,728	2,0709
0,594	1,8112	0,639	1,8946	0,684	1,9818	0,729	2,0730
0,595	1,8130	0,640	1,8963	0,685	1,9838	0,730	2,0751
0,596	1,8148	0,641	1,8984	0,686	1,9858	0,731	2,0772
0,597	1,8167	0,642	1,9003	0,687	1,9877	0,732	2,0792
0,598	1,8185	0,643	1,9022	0,688	1,9897	0,733	2,0813

s	e^s	s	e^s	s	e^s	s	e^s
0,734	2,0834	0,779	2,1793	0,824	2,2796	0,869	2,3845
0,735	2,0855	0,780	2,1815	0,825	2,2819	0,870	2,3869
0,736	2,0876	0,781	2,1837	0,826	2,2842	0,871	2,3893
0,737	2,0897	0,782	2,1858	0,827	2,2864	0,872	2,3917
0,738	2,0917	0,783	2,1880	0,828	2,2887	0,873	2,3941
0,739	2,0938	0,784	2,1902	0,829	2,2910	0,874	2,3965
0,740	2,0959	0,785	2,1924	0,830	2,2933	0,875	2,3989
0,741	2,0980	0,786	2,1946	0,831	2,2956	0,876	2,4013
0,742	2,1001	0,787	2,1968	0,832	2,2979	0,877	2,4037
0,743	2,1022	0,788	2,1990	0,833	2,3002	0,878	2,4061
0,744	2,1043	0,789	2,2012	0,834	2,3035	0,879	2,4085
0,745	2,1064	0,790	2,2034	0,835	2,3048	0,880	2,4109
0,746	2,1085	0,791	2,2056	0,836	2,3071	0,881	2,4133
0,747	2,1107	0,792	2,2078	0,837	2,3094	0,882	2,4157
0,748	2,1128	0,793	2,2100	0,838	2,3117	0,883	2,4181
0,749	2,1149	0,794	2,2122	0,839	2,3141	0,884	2,4206
0,750	2,1170	0,795	2,2144	0,840	2,3164	0,885	2,4230
0,751	2,1191	0,796	2,2167	0,841	2,3187	0,886	2,4254
0,752	2,1212	0,797	2,2189	0,842	2,3210	0,887	2,4278
0,753	2,1234	0,798	2,2211	0,843	2,3233	0,888	2,4303
0,754	2,1255	0,799	2,2233	0,844	2,3257	0,889	2,4327
0,755	2,1276	0,800	2,2255	0,845	2,3280	0,890	2,4351
0,756	2,1297	0,801	2,2278	0,846	2,3303	0,891	2,4376
0,757	2,1319	0,802	2,2300	0,847	2,3326	0,892	2,4400
0,758	2,1340	0,803	2,2322	0,848	2,3350	0,893	2,4424
0,759	2,1361	0,804	2,2345	0,849	2,3373	0,894	2,4449
0,760	2,1383	0,805	2,2367	0,850	2,3396	0,895	2,4473
0,761	2,1404	0,806	2,2389	0,851	2,3420	0,896	2,4498
0,762	2,1426	0,807	2,2412	0,852	2,3443	0,897	2,4522
0,763	2,1447	0,808	2,2434	0,853	2,3467	0,898	2,4547
0,764	2,1468	0,809	2,2457	0,854	2,3490	0,899	2,4571
0,765	2,1490	0,810	2,2479	0,855	2,3514	0,900	2,4596
0,766	2,1511	0,811	2,2502	0,856	2,3537	0,901	2,4621
0,767	2,1533	0,812	2,2524	0,857	2,3561	0,902	2,4645
0,768	2,1555	0,813	2,2547	0,858	2,3584	0,903	2,4670
0,769	2,1576	0,814	2,2569	0,859	2,3608	0,904	2,4695
0,770	2,1598	0,815	2,2592	0,860	2,3632	0,905	2,4719
0,771	2,1619	0,816	2,2614	0,861	2,3655	0,906	2,4744
0,772	2,1641	0,817	2,2637	0,862	2,3679	0,907	2,4769
0,773	2,1663	0,818	2,2660	0,863	2,3703	0,908	2,4794
0,774	2,1684	0,819	2,2682	0,864	2,3726	0,909	2,4818
0,775	2,1706	0,820	2,2705	0,865	2,3750	0,910	2,4843
0,776	2,1728	0,821	2,2728	0,866	2,3774	0,911	2,4868
0,777	2,1749	0,822	2,2750	0,867	2,3798	0,912	2,4893
0,778	2,1771	0,823	2,2773	0,868	2,3821	0,913	2,4918

Продолжение табл. III.3

S	e^S	S	e^S	S	e^S	S	e^S
0,914	2,4943	0,939	2,5574	0,964	2,6222	0,989	2,6885
0,915	2,4968	0,940	2,5600	0,965	2,6248	0,990	2,6912
0,916	2,4993	0,941	2,5625	0,966	2,6274	0,991	2,6939
0,917	2,5018	0,942	2,5651	0,967	2,6300	0,992	2,6966
0,918	2,5043	0,943	2,5677	0,968	2,6327	0,993	2,6993
0,919	2,5068	0,944	2,5702	0,969	2,6353	0,994	2,7020
0,920	2,5093	0,945	2,5728	0,970	2,6379	0,995	2,7047
0,921	2,5118	0,946	2,5754	0,971	2,6406	0,996	2,7074
0,922	2,5143	0,947	2,5780	0,972	2,6432	0,997	2,7101
0,923	2,5168	0,948	2,5805	0,973	2,6459	0,998	2,7129
0,924	2,5193	0,949	2,5831	0,974	2,6485	0,999	2,7156
0,925	2,5219	0,950	2,5857	0,975	2,6512	1,000	2,7183
0,926	2,5244	0,951	2,5883	0,976	2,6538		
0,927	2,5269	0,952	2,5909	0,977	2,6565		
0,928	2,5294	0,953	2,5935	0,978	2,6591		
0,929	2,5330	0,954	2,5961	0,979	2,6618		
0,930	2,5345	0,955	2,5987	0,980	2,6645		
0,931	2,5370	0,956	2,6013	0,981	2,6671		
0,932	2,5396	0,957	2,6039	0,982	2,6698		
0,933	2,5421	0,958	2,6055	0,983	2,6725		
0,934	2,5447	0,959	2,6091	0,984	2,6751		
0,935	2,5472	0,960	2,6117	0,985	2,6778		
0,936	2,5498	0,961	2,6143	0,986	2,6805		
0,937	2,5523	0,962	2,6169	0,987	2,6832		
0,938	2,5549	0,963	2,6195	0,988	2,6859		

Рассчитываем по формуле (III.6) ориентировочное значение S

$$S = 0{,}03415\ \frac{0{,}57 \cdot 2000}{0{,}793 \cdot 300} = 0{,}164.$$

По табл. III.3 находим $e^S_{op} = 1{,}17\,821$.

По формуле (III.5) определяем ориентировочное значение давления (в кгс/см²)

$$p_{з.\,op} = 180 \cdot 1{,}17\,821 = 212{,}1.$$

Находим среднее ориентировочное давление (в кгс/см²)

$$p_{ср.\,op} = (p_у + p_{з.op})/2 = (180 + 212{,}1)/2 = 196{,}05.$$

Рассчитываем приведенное давление

$$p_{пр.\,ср.\,op} = 196{,}05/47{,}5 = 4{,}13.$$

Для $p_{пр} = 4{,}13$ и $T_{пр} = 1{,}5$ находим по рис. II.7 $z_{ср} = 0{,}790$.
По формуле (III.6) рассчитываем S для $z_{ср}$:

$$S = 0{,}03415 \cdot 0{,}57 \cdot 2000/0{,}790 \cdot 300 = 0{,}165.$$

По табл. III.3 $e^S = 1{,}17939$.
Находим по формуле (III.5)

$$p_з = 180 \cdot 1{,}17939 = 212{,}3 \text{ кгс/см}^2.$$

Сравнивая полученное $p_{ср} = (212{,}3 + 180)/2 = 196{,}2$ с принятым ранее $p_{ср.\,op} = 196{,}05$, видим, что значения $z_{ср} = 0{,}793$ в обоих случаях совпадают и абсолютное статическое забойное давление можно принять равным $p_з = 212{,}3$ кгс/см².

В тех случаях, когда осреднение давления и коэффициента сверхсжимаемости нежелательно, статическое забойное давление определяют по формуле

$$\bar{p}_з = \bar{p}_у + 0{,}03415\ \frac{\bar{\rho} L}{T_{ср}}, \qquad \text{(III.7)}$$

где

$$\bar{p}_з = \int_{0{,}2}^{p_{з.\,пр}} \frac{z}{p_{пр}}\, dp_{пр};\quad \bar{p}_у = \int_{0{,}2}^{p_{у.\,пр}} \frac{z}{p_{пр}}\, dp_{пр}. \qquad \text{(III.8)}$$

Для определения $p_з$ по формуле (III.7) следует:

1) одним из описанных в п. II.3 способов найти приведенные устьевое давление $p_{у.\,пр}$ и температуру $T_{пр.\,ср}$;

2) по табл. III.4 или III.5 для полученных $p_{у.\,пр}$ и $T_{пр.\,ср}$ найти $\bar{p}_у$;

3) рассчитать $0{,}03415\ \frac{\bar{\rho} L}{T_{ср}}$;

4) по уравнению (III.7) определить $\bar{p}_з$;

5) по табл. III.4 или III.5 найти приведенное забойное давление $p_{з.\,пр}$, соответствующее полученным $\bar{p}_з$ и $T_{пр.\,ср}$;

6) умножив $p_{з.\,пр}$ на $p_{кр}$, определить забойное давление в остановленной скважине

$$p_з = p_{з.\,пр} \cdot p_{кр}.$$

Пример. Вычислить статическое забойное давление в газовой скважине, если: $L = 1765$ м; $\bar{\rho} = 0{,}6$; $p_у = 161{,}7$ кгс/см²; $t_{ср} = 47$ °С.

По рис. II.2 определяем $p_{кр} = 47{,}2$ кгс/см² и $T_{кр} = 199$ К.

Рассчитываем по формулам (II.15)

$$p_{у.\,пр} = 161{,}7/42{,}7 = 3{,}426;$$

$$T_{пр.\,ср} = (47 + 273)/199 = 1{,}61.$$

По табл. III.4 для этих значений $p_{у.\,пр}$ и $T_{пр.\,ср}$

$$\int_{0{,}2}^{p_{у.\,пр}} \frac{z}{dp_{пр}}\, dp_{пр} = 2{,}629;$$

$$0{,}03415 \bar{\rho} L/T_{ср} = 0{,}03415 \cdot 0{,}6 \cdot 1765/(47 + 273) = 0{,}113.$$

По уравнению (III.7)

$$\int_{0{,}2}^{p_{з.\,пр}} \frac{z}{p_{пр}}\, dp_{пр} = 2{,}629 + 0{,}113 = 2{,}742.$$

По табл. III.4 этой величине при $T_{пр} = 1{,}61$ соответствует $p_{з.\,пр} = 3{,}918$. Отсюда статическое давление на забое $p_з = 3{,}918 \cdot 47{,}2 = 184{,}9$ кгс/см².

Таблица III.4

Значения $\int_{0,2}^{p_{у.пр}} \frac{z}{p_{пр}} dp_{пр}$

$p_{пр}$	$T_{пр}$									
	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,3	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
0,4	0,615	0,619	0,623	0,626	0,628	0,630	0,632	0,633	0,634	0,635
0,5	0,805	0,816	0,826	0,834	0,839	0,844	0,848	0,851	0,854	0,856
0,6	0,955	0,971	0,985	0,998	1,011	1,022	1,032	1,040	1,045	1,048
0,7	1,078	1,100	1,124	1,145	1,162	1,178	1,190	1,190	1,203	1,207
0,8	1,175	1,207	1,239	1,264	1,285	1,300	1,313	1,322	1,322	1,340
0,9	1,256	1,300	1,335	1,365	1,386	1,403	1,417	1,429	1,440	1,450
1,0	1,327	1,375	1,420	1,455	1,479	1,500	1,515	1,530	1,541	1,551
1,1	1,380	1,438	1,485	1,528	1,552	1,573	1,591	1,606	1,616	1,631
1,2	1,433	1,500	1,550	1,600	1,625	1,645	1,666	1,682	1,690	1,710
1,3	1,463	1,545	1,602	1,657	1,684	1,709	1,731	1,746	1,758	1,779
1,4	1,492	1,590	1,654	1,713	1,742	1,772	1,795	1,810	1,825	1,847
1,5	1,510	1,620	1,690	1,757	1,791	1,824	1,848	1,867	1,884	1,906
1,6	1,527	1,649	1,726	1,800	1,839	1,875	1,900	1,923	1,943	1,964
1,7	1,544	1,670	1,754	1,834	1,876	1,917	1,943	1,969	1,991	2,012
1,8	1,560	1,690	1,782	1,867	1,913	1,958	1,985	2,014	2,038	2,060
1,9	1,575	1,708	1,808	1,896	1,944	1,993	2,022	2,054	2,079	2,100
2,0	1,590	1,725	1,833	1,924	1,975	2,027	2,059	2,093	2,119	2,140
2,1	1,604	1,743	1,854	1,947	2,003	2,057	2,092	2,126	2,153	2,176
2,2	1,617	1,761	1,876	1,971	2,031	2,086	2,125	2,160	2,187	2,212
2,3	1,631	1,779	1,897	1,994	2,059	2,116	2,157	2,193	2,222	2,249
2,4	1,644	1,797	1,919	2,018	2,087	2,145	2,190	2,227	2,256	2,285
2,5	1,658	1,815	1,940	2,041	2,115	2,175	2,223	2,260	2,290	2,231
2,6	1,672	1,830	1,958	2,061	2,137	2,198	2,249	2,288	2,318	2,350
2,7	1,695	1,845	1,976	2,081	2,159	2,221	2,275	2,316	2,347	2,379
2,8	1,699	1,860	1,994	2,101	2,180	2,245	2,302	2,344	2,375	2,407
2,9	1,712	1,875	2,012	2,121	2,202	2,268	2,328	2,372	2,404	2,436
3,0	1,726	1,890	2,030	2,140	2,224	2,291	2,354	2,400	2,432	2,465
3,1	1,740	1,904	2,046	2,157	2,243	2,311	2,376	2,423	2,455	2,489
3,2	1,754	1,918	2,062	2,175	2,261	2,331	2,397	2,446	2,478	2,512
3,3	1,767	1,932	2,078	2,192	2,280	2,350	2,419	2,449	2,502	2,536
3,4	1,781	1,946	2,094	2,210	2,298	2,370	2,440	2,492	2,525	2,559
3,5	1,795	1,960	2,110	2,227	2,317	2,390	2,462	2,515	2,548	2,583
3,6	1,808	1,974	2,125	2,243	2,333	2,407	2,480	2,535	2,568	2,603
3,7	1,822	1,988	2,140	2,259	2,349	2,424	2,498	2,556	2,588	2,624
3,8	1,835	2,002	2,155	2,275	2,365	2,440	2,517	2,576	2,609	2,644
3,9	1,849	2,016	2,170	2,291	2,381	2,457	2,535	2,597	2,629	2,665
4,0	1,862	2,030	2,186	2,306	2,397	2,474	2,533	2,617	2,649	2,685
4,1	1,875	2,044	2,201	2,321	2,413	2,490	2,569	2,634	2,667	2,703

1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
0,636	0,637	0,638	0,639	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
0,860	0,862	0,864	0,866	0,867	0,868	0,869	0,869	0,869	0,869
1,049	1,050	1,050	1,050	1,051	1,051	1,052	1,052	1,052	1,052
1,210	1,211	1,213	1,214	1,216	1,218	1,219	1,220	1,220	1,220
1,347	1,352	1,357	1,359	1,360	1,363	1,364	1,364	1,364	1,364
1,462	1,472	1,480	1,485	1,489	1,492	1,494	1,495	1,495	1,495
1,568	1,580	1,590	1,598	1,602	1,607	1,608	1,609	1,610	1,610
1,653	1,667	1,676	1,684	1,691	1,699	1,702	1,706	1,709	1,711
1,737	1,753	1,761	1,770	1,780	1,790	1,795	1,802	1,808	1,812
1,810	1,828	1,836	1,845	1,858	1,868	1,875	1,883	1,890	1,896
1,882	1,903	1,911	1,920	1,935	1,945	1,954	1,964	1,972	1,980
1,938	1,962	1,973	1,984	1,997	2,010	2,019	2,027	2,036	2,045
1,993	2,021	2,035	2,047	2,059	2,074	2,083	2,090	2,100	2,110
2,043	2,072	2,089	2,102	2,116	2,131	2,141	2,148	2,159	2,169
2,093	2,123	2,142	2,157	2,172	2,188	2,198	2,205	2,217	2,227
2,136	2,165	2,187	2,204	2,219	2,237	2,247	2,256	2,267	2,279
2,178	2,207	2,231	2,207	2,231	2,250	2,295	2,307	2,317	2,330
2,215	2,248	2,272	2,292	2,307	2,326	2,337	2,350	2,361	2,375
2,252	2,288	2,315	2,334	2,349	2,366	2,380	2,394	2,404	2,420
2,288	2,329	2,354	2,375	2,391	2,407	2,422	2,437	2,448	2,465
2,325	2,369	2,395	2,417	2,433	2,447	2,465	2,481	2,491	2,510
2,362	2,410	2,436	2,459	2,475	2,488	2,507	2,524	2,535	2,555
2,392	2,442	2,469	2,492	2,508	2,523	2,544	2,562	2,574	2,593
2,423	2,474	2,502	2,525	2,541	2,559	2,581	2,599	2,612	2,630
2,453	2,506	2,534	2,557	2,757	2,595	2,617	2,637	2,651	2,668
2,484	2,538	2,567	2,590	2,608	2,630	2,654	2,674	2,689	2,705
2,514	2,570	2,600	2,623	2,641	2,665	2,691	2,712	2,728	2,743
2,540	2,597	2,628	2,652	2,670	2,694	2,722	2,744	2,759	2,775
2,569	2,623	2,657	2,681	2,700	2,723	2,753	2,775	2,790	2,806
2,591	2,650	2,685	2,709	2,729	2,752	2,783	2,807	2,821	2,838
2,616	2,676	2,714	2,738	2,759	2,781	2,814	2,838	2,852	2,869
2,642	2,703	2,742	2,767	2,788	2,810	2,845	2,870	2,883	2,901
2,664	2,726	2,766	2,792	2,813	2,836	2,872	2,910	2,911	2,929
2,686	2,748	2,791	2,817	2,839	2,862	2,899	2,950	2,938	2,958
2,708	2,771	2,815	2,843	2,864	2,888	2,925	2,990	2,966	2,984
2,730	2,793	2,840	2,868	2,890	2,914	2,952	3,030	2,993	3,012
2,752	2,816	2,864	2,893	2,915	2,940	2,979	3,070	3,031	3,040
2,771	2,836	2,885	2,915	2,938	2,963	3,002	3,081	3,045	3,064

$p_{пр}$	$T_{пр}$									
	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4,2	1,889	2,058	2,216	2,336	2,429	2,506	2,586	2,651	2,685	2,721
4,3	1,902	2,073	2,230	2,351	2,444	2,523	2,602	2,669	2,702	2,740
4,4	1,916	2,087	2,245	2,366	2,460	2,539	2,619	2,686	2,720	2,758
4,5	1,929	2,101	2,260	2,381	2,476	2,555	2,635	2,703	2,738	2,776
4,6	1,942	2,115	2,274	2,395	2,491	2,570	2,651	2,719	2,754	2,793
4,7	1,955	2,128	2,288	2,409	2,507	2,586	2,666	2,735	2,770	2,810
4,8	1,969	2,142	2,301	2,423	2,522	2,604	2,682	2,752	2,786	2,826
4,9	1,982	2,155	2,315	2,437	2,538	2,617	2,697	2,768	2,802	2,843
5,0	1,995	2,169	2,329	2,451	2,533	2,632	2,713	2,784	2,818	2,860
5,1	2,009	2,183	2,342	2,465	2,567	2,646	2,728	2,799	2,834	2,876
5,2	2,024	2,197	2,355	2,479	2,581	2,661	2,743	2,914	2,850	2,892
5,3	2,038	2,210	2,369	2,492	2,595	2,675	2,758	2,830	2,865	2,908
5,4	2,053	2,224	2,382	2,506	2,609	2,690	2,773	2,845	2,881	2,924
5,5	2,067	2,238	2,395	2,520	2,683	2,704	2,788	2,860	2,897	2,940
5,6	2,079	2,251	2,408	2,533	2,636	2,718	2,801	2,874	2,912	2,955
5,7	2,091	2,264	2,421	2,547	2,650	2,731	2,815	2,888	2,926	2,970
5,8	2,102	2,277	2,435	2,560	2,663	2,745	2,828	2,902	2,941	2,985
5,9	2,114	2,290	2,448	2,574	2,677	2,758	2,842	2,916	2,955	3,000
6,0	2,126	2,303	2,461	2,587	2,690	2,772	2,855	2,930	2,970	3,015
6,1	2,139	2,316	2,474	2,600	2,703	2,785	2,869	2,943	2,984	3,029
6,2	2,152	2,328	2,486	2,612	2,716	2,799	2,882	2,956	2,997	3,043
6,3	2,165	2,341	2,499	2,625	2,729	2,812	2,896	2,970	3,011	3,056
6,4	2,178	2,353	2,511	2,637	2,742	2,826	2,909	2,983	3,024	3,070
6,5	2,191	2,366	2,524	2,650	2,755	2,839	2,923	2,996	3,038	3,084
6,6	2,204	2,379	2,536	2,662	2,768	2,852	2,936	3,009	3,051	3,098
6,7	2,217	2,391	2,548	2,675	2,781	2,864	2,949	3,022	3,064	3,112
6,8	2,229	2,404	2,560	2,687	2,794	2,877	2,963	3,034	3,077	3,126
6,9	2,242	2,416	2,572	2,700	2,807	2,889	2,976	3,047	3,090	3,140
7,0	2,255	2,429	2,584	2,712	2,820	2,902	2,989	3,060	3,103	3,154
7,1	2,268	2,442	2,597	2,724	2,832	2,915	3,002	3,073	3,116	3,167
7,2	2,281	2,454	2,609	2,737	2,844	2,928	3,014	3,085	3,129	3,180
7,3	2,294	2,467	2,622	2,749	2,856	2,941	3,027	3,098	3,141	3,194
7,4	2,307	2,479	2,634	2,762	2,868	2,954	3,039	3,110	3,154	3,207
7,5	2,320	2,492	2,647	2,774	2,880	2,967	3,052	3,123	3,167	3,220
7,6	2,333	2,505	2,660	2,786	2,892	2,979	3,065	3,135	3,180	3,233
7,7	2,346	2,517	2,672	2,799	2,904	2,991	3,077	3,147	3,192	3,246
7,8	2,359	2,530	2,685	2,811	2,916	3,003	3,090	3,160	3,205	3,260
7,9	2,372	2,542	2,697	2,824	2,928	3,015	3,102	3,172	3,217	3,277
8,0	2,385	2,555	2,710	2,836	2,940	3,027	3,115	3,184	3,230	3,287
8,1	2,398	2,568	2,723	2,848	2,952	3,039	3,127	3,197	3,242	3,299

1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2,789	2,856	2,907	2,937	2,960	2,985	3,025	3,092	3,069	3,088
2,808	2,875	2,928	2,958	2,983	3,008	3,049	3,103	3,094	3,112
2,826	2,895	2,950	2,980	3,005	3,030	3,072	3,114	3,118	3,136
2,845	2,915	2,971	3,002	3,028	3,053	3,095	3,125	3,142	3,160
2,863	2,933	2,990	3,022	3,048	3,074	3,117	3,147	3,164	3,182
2,881	2,952	3,009	3,041	3,068	3,095	3,139	3,168	3,186	3,203
2,899	2,970	3,027	3,061	3,088	3,115	3,161	3,190	3,209	3,225
2,917	2,989	3,046	3,080	3,108	3,136	3,183	3,211	3,231	3,246
2,935	3,007	3,065	3,100	3,128	3,157	3,205	3,233	3,253	3,268
2,952	3,024	3,082	3,118	3,146	3,177	3,225	3,253	3,274	3,288
2,968	3,042	3,099	3,136	3,164	3,196	3,244	3,273	3,295	3,308
2,985	3,059	3,117	3,153	3,182	3,216	3,264	3,294	3,315	3,328
3,001	3,077	3,134	3,171	3,200	3,235	3,283	3,314	3,336	3,348
3,018	3,094	3,151	3,189	3,218	3,255	3,303	3,334	3,357	3,368
3,037	3,110	3,168	3,206	3,235	3,273	3,321	3,352	3,375	3,386
3,049	3,125	3,185	3,224	3,252	3,291	3,339	3,370	3,393	3,405
3,065	3,141	3,201	3,241	3,270	3,309	3,356	3,389	3,412	3,423
3,080	3,156	3,218	3,259	3,287	3,327	3,374	3,407	3,430	3,442
3,096	3,172	3,235	3,276	3,304	3,345	3,392	3,425	3,448	3,460
3,111	3,187	3,250	3,292	3,321	3,362	3,409	3,442	3,466	3,477
3,125	3,202	3,266	3,308	3,337	3,379	3,426	3,459	3,483	3,494
3,140	3,218	3,281	3,323	3,354	3,395	3,443	3,476	3,501	3,511
3,154	3,233	3,297	3,339	3,370	3,412	3,460	3,493	3,518	3,528
3,169	3,248	3,312	3,355	3,387	3,429	3,477	3,510	3,536	3,545
3,183	3,262	3,327	3,370	3,402	3,444	3,493	3,526	3,551	3,561
3,197	3,276	3,341	3,385	3,417	3,459	3,508	3,542	3,567	3,577
3,210	3,291	3,356	3,399	3,432	3,475	3,524	3,557	3,582	3,592
3,224	3,305	3,370	3,414	3,447	3,490	3,539	3,573	3,598	3,608
3,238	3,319	3,385	3,429	3,462	3,505	3,555	3,589	3,613	3,624
3,251	3,332	3,399	3,443	3,477	3,520	3,570	3,604	3,628	3,639
3,264	3,345	3,413	3,457	3,491	3,534	3,584	3,618	3,643	3,654
3,278	3,359	3,427	3,472	3,506	3,549	3,599	3,633	3,659	3,670
3,291	3,372	3,441	3,486	3,520	3,563	3,613	3,647	3,674	3,685
3,304	3,385	3,455	3,500	3,535	3,578	3,628	3,662	3,689	3,700
3,317	3,398	3,468	3,514	3,548	3,591	3,642	3,676	3,703	3,714
3,330	3,411	3,482	3,528	3,562	3,605	3,656	3,690	3,718	3,728
3,344	3,424	3,495	3,541	3,575	3,618	3,670	3,704	3,732	3,742
3,357	3,437	3,509	3,555	3,589	3,632	3,684	3,718	3,747	3,756
3,370	3,450	3,522	3,569	3,602	3,645	3,698	3,732	3,761	3,770
3,382	3,462	3,534	3,581	3,615	3,658	3,711	3,745	3,774	3,783

$p_{пр}$	$T_{пр}$									
	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8,2	2,411	2,580	2,736	2,861	2,964	3,051	3,139	3,209	3,254	3,311
8,3	2,424	2,593	2,748	2,873	2,977	3,064	3,151	3,222	3,266	3,323
8,4	2,437	2,605	2,761	2,886	2,989	3,076	3,163	3,234	3,278	3,335
8,5	2,450	2,618	2,774	2,898	3,001	3,088	3,175	3,247	3,290	3,347
8,6	2,462	2,631	2,787	2,910	3,013	3,100	3,187	3,259	3,302	3,359
8,7	2,475	2,643	2,799	2,923	3,025	3,112	3,199	3,270	3,315	3,370
8,8	2,487	2,656	2,812	2,935	3,038	3,124	3,211	3,282	3,327	3,382
8,9	2,500	2,668	2,824	2,948	3,050	3,136	3,223	3,293	3,340	3,393
9,0	2,512	2,681	2,837	2,960	3,062	3,148	3,235	3,305	3,352	3,405
9,1	2,524	2,693	2,849	2,972	3,074	3,159	3,246	3,317	3,364	3,417
9,2	2,536	2,706	2,861	2,985	3,085	3,170	3,257	3,329	3,376	3,429
9,3	2,549	2,718	2,872	2,997	3,097	3,182	3,268	3,340	3,388	3,440
9,4	2,561	2,731	2,884	3,010	3,108	3,193	3,279	3,352	3,400	3,452
9,5	2,573	2,743	2,896	3,022	3,120	3,204	3,290	3,364	3,412	3,464
9,6	2,585	2,755	2,908	3,034	3,131	3,216	3,302	3,376	3,424	3,475
9,7	2,597	2,767	2,919	3,045	3,142	3,228	3,314	3,388	3,435	3,487
9,8	2,610	2,780	2,931	3,057	3,153	3,239	3,326	3,399	3,447	3,498
9,9	2,622	2,792	2,942	3,068	3,164	3,251	3,338	3,411	3,458	3,510
10,0	2,634	2,804	2,954	3,080	3,175	3,263	3,350	3,423	3,470	3,521
10,1	2,646	2,816	2,966	3,092	3,187	3,274	3,361	3,434	3,482	3,532
10,2	2,658	2,828	2,978	3,103	3,199	3,286	3,372	3,446	3,494	3,544
10,3	2,671	2,840	2,989	3,115	3,211	3,297	3,382	3,457	3,506	3,555
10,4	2,683	2,852	3,001	3,126	3,223	3,309	3,393	3,469	3,518	3,567
10,5	2,695	2,864	3,013	3,138	3,235	3,320	3,404	3,480	3,530	3,578
10,6	2,707	2,876	3,025	3,150	3,246	3,332	3,416	3,492	3,541	3,588
10,7	2,719	2,888	3,037	3,161	3,258	3,343	3,428	3,504	3,552	3,598
10,8	2,732	2,900	3,048	3,173	3,269	3,355	3,440	3,515	3,562	3,609
10,9	2,744	2,912	3,060	3,184	3,281	3,366	3,452	3,527	3,573	3,619
11,0	2,756	2,924	3,072	3,196	3,292	3,378	3,464	3,539	3,584	3,629
11,1	2,768	2,936	3,084	3,208	3,304	3,389	3,475	3,551	3,595	3,639
11,2	2,780	2,948	3,096	3,220	3,315	3,401	3,486	3,562	3,605	3,650
11,3	2,793	2,960	3,108	3,231	3,327	3,412	3,497	3,574	3,616	3,660
11,4	2,805	2,972	3,120	3,243	3,338	3,424	3,508	3,585	3,626	3,671
11,5	2,817	2,984	3,132	3,255	3,350	3,435	3,519	3,597	3,637	3,681
11,6	2,829	2,996	3,144	3,267	3,361	3,446	3,529	3,607	3,648	3,692
11,7	2,841	3,008	3,156	3,279	3,373	3,456	3,540	3,517	3,658	3,702
11,8	2,854	3,020	3,168	3,290	3,384	3,467	3,550	3,628	3,669	3,713
11,9	2,866	3,032	3,180	3,302	3,396	3,477	3,561	3,638	3,679	3,723
12,0	2,878	3,044	3,192	3,314	3,407	3,488	3,571	3,648	3,690	3,734

1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
3,394	3,474	3,546	3,594	3,627	3,671	3,723	3,758	3,788	3,796
3,407	3,486	3,559	3,606	3,640	3,684	3,736	3,771	3,801	3,810
3,419	3,498	3,571	3,619	3,652	3,697	3,748	3,784	3,815	3,823
3,431	3,510	3,583	3,631	3,665	3,710	3,761	3,797	3,828	3,836
3,441	3,523	3,595	3,643	3,677	3,722	3,773	3,810	3,840	3,849
3,456	3,535	3,607	3,655	3,690	3,734	3,786	3,823	3,853	3,862
3,468	3,548	3,619	3,666	3,702	3,746	3,798	3,835	3,865	3,875
3,481	3,560	3,631	3,678	3,715	3,758	3,811	3,848	3,878	3,888
3,493	3,573	3,643	3,690	3,727	3,770	3,823	3,861	3,890	3,901
3,505	3,585	3,655	3,702	3,739	3,782	3,835	3,873	3,902	3,913
3,517	3,597	3,667	3,714	3,750	3,794	3,847	3,885	3,915	3,925
3,530	3,608	3,678	3,725	3,762	3,806	3,859	3,897	3,927	3,938
3,542	3,620	3,690	3,737	3,773	3,818	3,871	3,909	3,940	3,950
3,554	3,632	3,702	3,749	3,785	3,830	3,883	3,921	3,952	3,962
3,565	3,644	3,713	3,760	3,797	3,842	3,895	3,933	3,964	3,974
3,576	3,656	3,724	3,772	3,809	3,854	3,907	3,945	3,976	3,986
3,588	3,667	3,736	3,783	3,820	3,865	3,918	3,957	3,987	3,999
3,599	3,679	3,747	3,795	3,832	3,877	3,930	3,969	3,999	4,011
3,610	3,691	3,758	3,806	3,844	3,889	3,942	3,981	4,011	4,023
3,622	3,702	3,769	3,817	3,855	3,900	3,953	3,992	4,023	4,035
3,633	3,714	3,780	3,828	3,867	3,911	3,965	4,004	4,035	4,046
3,645	3,725	3,790	3,840	3,878	3,923	3,976	4,015	4,046	4,058
3,656	3,737	3,801	3,851	3,890	3,934	3,988	4,027	4,058	4,069
3,668	3,748	3,812	3,862	3,901	3,945	3,999	4,038	4,070	4,081
3,679	3,758	3,823	3,873	3,912	3,956	4,010	4,049	4,081	4,092
3,689	3,769	3,834	3,883	3,923	3,967	4,021	4,060	4,093	4,104
3,700	3,779	3,844	3,894	3,933	3,978	4,031	4,071	4,104	4,115
3,710	3,790	3,855	3,904	3,944	3,989	4,042	4,082	4,116	4,127
3,721	3,800	3,886	3,915	3,955	4,000	4,053	4,093	4,127	4,138
3,732	3,811	3,877	3,926	3,966	4,011	4,064	4,104	4,138	4,149
3,743	3,822	3,888	3,937	3,977	4,022	4,075	4,116	4,150	4,160
3,753	3,832	3,899	3,947	3,988	4,033	4,087	4,127	4,161	4,172
3,764	3,843	3,910	3,958	3,999	4,044	4,098	4,139	4,173	4,183
3,775	3,854	3,921	3,969	4,010	4,055	4,109	4,150	4,184	4,194
3,786	3,865	3,932	3,980	4,022	4,067	4,121	4,161	4,195	4,205
3,797	3,876	3,943	3,991	4,034	4,079	4,132	4,172	4,206	4,216
3,808	3,886	3,955	4,003	4,045	4,090	4,144	4,183	4,217	4,227
3,819	3,897	3,966	4,014	4,057	4,102	4,155	4,194	4,228	4,238
3,830	3,908	3,977	4,025	4,069	4,114	4,167	4,205	4,239	4,249

Таблица III.5

Значения $\int_{p_{пр}}^{0,2} z\,dp_{пр}$, $\int_{p_{пр}}^{0,2} \frac{z}{p_{пр}}\,dp_{пр}$

$T_{пр}$	$\int_{p_{пр}}^{0,2} z\,dp_{пр}$					$\int_{p_{пр}}^{0,2} \frac{z}{p_{пр}}\,dp_{пр}$			
	$p_{пр}$								
	0,2	0,15	0,10	0,05	0	0,2	0,15	0,10	0,05
1,05	0	0,0472	0,0953	0,1441	0,1937	0	0,275	0,666	1,333
1,10	0	0,0477	0,0961	0,1451	0,1948	0	0,276	0,670	1,338
1,15	0	0,0479	0,0964	0,1455	0,1952	0	0,277	0,674	1,342
1,20	0	0,0482	0,0969	0,1460	0,1957	0	0,278	0,677	1,346
1,25	0	0,0484	0,0970	0,1466	0,1964	0	0,279	0,679	1,349
1,30	0	0,0486	0,0973	0,1471	0,1969	0	0,280	0,681	1,352
1,35	0	0,0487	0,0977	0,1472	0,1970	0	0,280	0,683	1,355
1,40	0	0,0488	0,0980	0,1474	0,1973	0	0,281	0,685	1,358
1,45	0	0,0490	0,0982	0,1476	0,1976	0	0,282	0,687	1,360
1,50	0	0,0492	0,0984	0,1480	0,1978	0	0,283	0,688	1,361
1,60	0	0,0493	0,0988	0,1485	0,1981	0	0,284	0,690	1,365
1,70	0	0,0494	0,0990	0,1488	0,1987	0	0,285	0,691	1,367
1,80	0	0,0495	0,0992	0,1491	0,1990	0	0,285	0,692	1,368
1,90	0	0,0496	0,0993	0,1492	0,1991	0	0,286	0,693	1,370
2,00	0	0,0497	0,0994	0,1493	0,1992	0	0,286	0,693	1,371
2,20	0	0,0498	0,0996	0,1496	0,1995	0	0,286	0,693	1,372
2,40	0	0,0499	0,0998	0,1498	0,1998	0	0,286	0,693	1,373
2,60	0	0,0499	0,0999	0,1499	0,1999	0	0,286	0,693	1,373
2,80	0	0,0500	0,1000	0,1500	0,2000	0	0,286	0,693	1,373
3,00	0	0,0500	0,1000	0,1500	0,2000	0	0,286	0,693	1,373

III.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ РАБОТАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Давление на забое работающей газовой скважины можно определить непосредственным измерением глубинным манометром либо расчетным путем по давлению на устье. Если скважина эксплуатируется по фонтанным трубам (затрубному пространству), то в затрубном пространстве (фонтанных трубах) будет неподвижный столб газа, как в остановленной скважине. В этом случае давление на забое можно рассчитать способами, описанными в п. III.2.

Однако в практике исследований скважин применение формул при неподвижном столбе невозможно в следующих случаях.

Скважина эксплуатируется по фонтанным трубам и затрубному пространству одновременно.

Скважина не имеет фонтанных труб.

Скважина оборудована пакером.

В таких случаях забойное давление определяют по формуле

$$p_з = \sqrt{p_у^2 e^{2S} + 1{,}377\lambda \frac{z_{ср}^2 T_{ср}^2}{d_{вн}^5}\left(e^{2S}-1\right)Q^2}\,, \qquad (III.9)$$

где λ — безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления; $d_{вн}$ — внутренний диаметр фонтанных труб (эксплуатационных колонн), см; Q — дебит газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., тыс. м³/сут.

Основные размеры отечественных и зарубежных фонтанных и обсадных труб приведены в табл. III.6, III.7.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима движения газа и поверхности стенок труб. При встречающихся на практике скоростях в газовых скважинах основными параметрами, от которых зависит коэффициент λ, являются число Рейнольдса Re и относительная шероховатость ε, определяемые по формулам

$$\mathrm{Re} = k\frac{Q\bar{\rho}}{d_{вн}\mu}, \qquad (III.10)$$

$$\varepsilon = 2l_к/10d_{вн}, \qquad (III.11)$$

где $l_к$ — абсолютная шероховатость, мм; Q — дебит газа, тыс. м³/сут; $d_{вн}$ — внутренний диаметр, см; μ — динамическая вязкость, сП; k — размерный коэффициент, кг·с²/м⁴.

При 20 °С и 760 мм рт. ст. $k = 1777$; при 0 °С и 760 мм рт. ст. $k = 1910$.

При ламинарном течении λ практически не зависит от шероховатости и определяется по формуле

$$\lambda = 64/\mathrm{Re}. \qquad (III.12)$$

При турбулентном течении, которое, как правило, имеет место в газовых скважинах, λ является функцией Re и ε и определяется по формуле

$$\lambda = \frac{1}{4\left[\lg\left(\frac{5{,}62}{\mathrm{Re}^{0{,}9}} + \frac{\varepsilon}{7{,}41}\right)\right]^2}. \qquad (III.13)$$

При больших расходах наступает так называемая турбулентная автомодельность, когда λ не зависит от Re и определяется по формуле

$$\lambda = \left[\frac{1}{2\lg\frac{7{,}41}{\varepsilon}}\right]^2. \qquad (III.14)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления для известных Re и ε можно определить по графику (рис. III.1), построенному по формуле, идентичной (III.13). Относительную шероховатость ε для труб различных диаметров определяют по рис. III.2.

Кривая *3* на рис. III.1 показывает границу зоны турбулентной автомодельности, где λ зависит только от шероховатости. Абсолютная шероховатость труб зависит от их материала, способа изготовления, а также срока и условий эксплуатации. Сопротивление труб, составленных из отдельных элементов, включает также и местные сопротивления, вызванные небольшими искривлениями труб и неровностями в местах соединений. На сопротивление труб могут влиять наличие твердых и жидких примесей, образование (или удаление) налета на стенках труб, изменяющиеся в зависимости от режима работы скважины.

Если трубы были в эксплуатации длительное время, особенно при наличии в газе агрессивных компонентов и твердых примесей, шероховатость может не соответствовать начальным значениям. В этом случае значение λ, определенное по формулам (III.12)—(III.14) или по графику, не будет соответствовать действительности.

Таблица III.6

Основные размеры отечественных фонтанных и обсадных труб

Трубы	Диаметр труб, мм		Муфты, мм		Долота		$d_{вн}^5$, см^5
	$d_н$	$d_{вн}$	$d_н$	Длина	Номер	d, мм	
Фонтанные ГОСТ 3845—75	48,3	40,3	56,0	96			1 063
	60,3	50,3	73,0	110			3 219
	73,0	62,0	89,0	132			9 161
		59,0					7 149
	88,9	76,0	107,0	146			25 355
	101,6	88,6	121,0	150			54 598
	114,3	100,3	132,5	156			101 500
Обсадные ГОСТ 6238—77	114,3	102,3	133	158	6в	145	112 041
		100,3					101 509
		98,3					91 784
		96,3		177 *			83 819
	127	115	146	165	7	161	201 135
		113					184 243
		111		196 *			168 506
		109					153 862
	139,7	127,7	159	171	8	190	339 589
		125,7					313 816
		123,7					289 633
		121,7		203 *			266 964
		119,7					245 737
		117,7					225 882
	146	133	166	177	8	190	416 158
		132					400 746
		130					371 293
		128		215 *			343 597
		126					317 580
		124					293 162
	168,3	155,3	188	184	10	243	903 352
		154,3					874 640
		152,3					819 407
		150,3					766 999
		148,3		222 *			717 308
		146,3					670 226
		144,3					625 650
		140,3					543 611

Продолжение табл. III.6

Трубы	Диаметр труб, мм		Муфты, мм		Долота		$d_{вн}^5$, см^5
	$d_н$	$d_{вн}$	$d_н$	Длина	Номер	d, мм	
Обсадные ГОСТ 6238—77	177,8	163,8	198	184	10	243	1 179 151
		161,8					1 108 900
		159,8					1 042 039
		157,8					978 442
		155,8					917 989
		153,8					860 561
		149,8					754 326
	193,7	179,7	216	190	10	243	1 873 874
		177,7					1 771 891
		175,7					1 674 398
		173,7			11	269	1 581 245
		169,7					1 407 373
		165,7		235 *			1 249 144
	219,1	205,1	245	196	11	269	3 629 345
		203,1					3 455 808
		201,1					3 288 973
		199,1			12	295	3 128 645
		195,1		254 *			2 826 743
	244,5	230,5	270	196	12	295	6 506 608
		228,5					6 229 182
		226,5					5 961 300
		224,5			13	320	5 702 716
		220,5					5 212 463
		216,5		266 *			4 756 522
	273,1	259,1	299	203	13	320	11 677 155
		257,1					11 233 378
		255,1					10 803 197
		253,1			14	346	10 386 297
		249,1					9 591 105
	298,5	282,5	324	203	16	394	17 992 531
		280,5					17 364 582
		278,5					16 754 289
		276,5					16 161 277
		274,5					15 585 518

Продолжение табл. III.6

Трубы	Диаметр труб, мм		Муфты, мм		Долота		$d_{вн}^5$, см^5
	$d_н$	$d_{вн}$	$d_н$	Длина	Номер	d, мм	
Обсадные ГОСТ 6238—77	323,9	305,9 303,9 301,9 299,9	351	203	16	394	26 785 353 25 921 104 25 079 309 24 259 527
	339,7	321,7 319,7 317,7 315,7	365	203	16	394	34 455 242 33 397 440 32 365 779 31 359 773
	351	330 331 329 327	376	229	18	445	40 946 913 39 731 960 38 546 000 37 388 562
	377	359 357 355 353	402	229	18	445	59 631 020 57 988 395 56 382 165 54 811 733
	406,4	388,4 386,4 384,4 382,4	432	228	20	490	88 388 569 86 136 176 83 929 936 81 769 138
	426	406 404 402	451	229	20	490	110 313 882 107 623 430 104 985 730

* Размеры муфт относятся к трубам с удлиненной резьбой.

Таблица III.7

Основные размеры зарубежных фонтанных и обсадных труб

Трубы марки	Диаметр труб, мм		Муфты, мм		Долота		$d_{вн}^5$, см^5
	$d_н$	$d_{вн}$	$d_н$	Длина	Номер	d, мм	
Фонтанные API, Mannesmann H-40, J-55, C-75, N-80, P-105	48,3	40,9	55,9 63,5	95,2 98,4			1144
	60,3	47,4 50,7 51,8	73 77,8	108 123,8			2393 3350 3729
	73	50,7 57,4 59 62	88,9 93,2	130,2 133,4			3350 6231 7149 9161
	88,9	62 69,8 74,2 76 77,9	108 114,3	142,9 146			9 161 16 568 22 491 25 355 28 687
	101,6	88,3 90,1	120 127	146 152,4			53 679 59 377
	114,3	100,5	132,1 141,3	155,6 158,8			102 525
Обсадные H-40, J-55, C-75, N-80, P-110, K-55, C-95	114,3	97,2 99,6 101,6 102,9 103,9 108,6	127 141,3	158,8 177,8 165,1	6в 7	145 161	86 762 98 016 108,260 115 366 121 081 151 060
	127	112 114,1 115,8		196,8			176 231 193 337 208 229
	139,7	115,5 118,6 121,4 124,3 125,7 127,3	153,7	171,4 203,2	8	190	203 546 234 611 263 690 296 726 313 817 334 304
	168,3	144,1 147,1 150,4 153,6	187,8	184,2 222,2	10	243	621 326 688 753 679 554 854 980

Продолжение табл. III.7

Трубы марки	Диаметр труб, мм		Муфты, мм		Долота		$d_{вн}^5$, см^5
	$d_н$	$d_{вн}$	$d_н$	Длина	Номер	d, мм	
Обсадные Н-40, J-55, С-75, N-80, Р-110, К-55, С-95	177,8	150,4	194,5	184,2	10	243	769 554
		152,5		228,6			824 801
		154,8		254,0			888 904
		157,1					956 931
		159,4					1 029 062
		161,7					1 105 478
		164,0					1 186 367
		166,1					1 264 294
	193,7	168,3	215,9	190,5	11	269	1 350 270
		171,8		235,0			1 496 634
		174,6		263,5			1 622 636
		177,0					1 737 266
		178,4					1 807 067
	219,1	190,8	244,5	196,8	11	269	2 528 668
		193,7		254,0	12	295	2 726 767
		196,2					2 907 334
		198,8					3 105 145
		201,2					3 297 159
		203,6					3 498 556
		205,7					3 682 743
	244,5	216,8	269,8	196,8	12	295	4 789 568
		220,5		266,7	13	320	5 212 463
		222,4					5 440 939
		224,4					5 690 026
		226,6					5 974 472
		228,6					6 242 824
	273,0	235,0	298,4	203,2	13	320	7 167 031
		237,5			14	346	7 556 454
		240,0					7 962 624
		242,8					8 438 075
		245,5					8 899 647
		247,9					9 312 302
		250,2					9 804 750
		252,7					10 304 483
		255,3					10 845 612
		258,9					11 632 157
	298,4	273,6	323,8	203,2	16	394	15 331 352
		276,4					16 132 073
		279,4					17 026 759
		281,5					17 676 325
	339,7	308,8	365,1	203,2	18	445	28 079 311
		311,8					29 470 028
		313,6					30 330 549
		315,3					31 161 607
		317,9					32 467 783
		320,4					33 764 672
		323,0					35 157 065

Необходимо заметить, что определение минимального дебита Q_{min}, с которого начинается зона турбулентной автомодельности, по кривой *3* рис. III.1 возможно только для труб известной шероховатости. Например, для труб диаметром $d_{вн}$ = = 62 мм с относительной шероховатостью $\varepsilon = 0{,}005$ ($l_к = 0{,}155$ мм) Q_{min} = = 28 тыс. м^3/сут, при этом $\lambda = 0{,}025$. Для труб с тем же диаметром, но с шероховатостью $\varepsilon = 0{,}004$ ($l_к = 0{,}0124$ мм) $Q_{min} = 418$ тыс. м^3/сут и $\lambda = 0{,}014$.

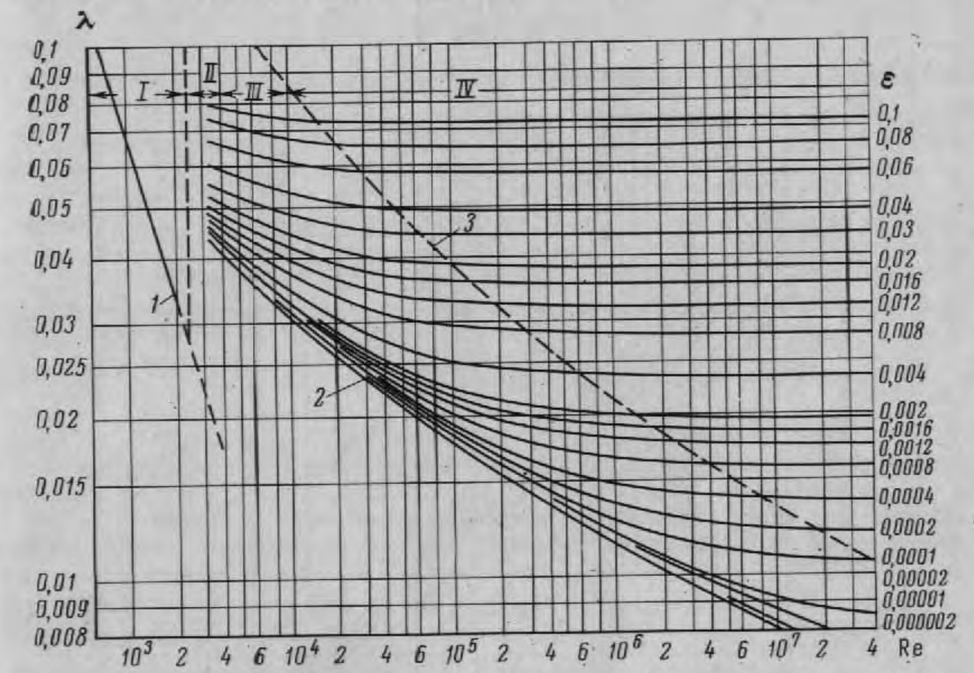


Рис. III.1. График для определения коэффициентов гидравлического сопротивления при резко неравномерной шероховатости.

Зона: I — ламинарного движения; II — критическая; III — переходная турбулентная; IV — турбулентной автомодельности (λ не зависит от Re)
1 — ламинарный режим; *2* — турбулентное течение в гладких трубах; *3* — граница зоны, где λ не зависит от Re

Во всех перечисленных случаях для точных расчетов забойного давления по формуле (III.9) реальный коэффициент гидравлического сопротивления необходимо определять по данным исследований согласно формуле

$$\lambda = \frac{\left(p_з^2 - p_г^2 e^{2S}\right) d_{вн}^5}{1{,}377 Q^2 z_{ср}^2 T_{ср}^2 \left(e^{2S} - 1\right)}, \qquad \text{(III.15)}$$

где $p_з$ — забойное давление, определяемое по глубинным измерениям или по давлению в затрубном пространстве.

Пример. Определить давление на забое эксплуатируемой по фонтанным трубам скважины при следующих исходных данных: глубина скважины $L = 2000$ м, диаметр фонтанных труб 63 мм, абсолютное давление на головке 100 кгс/см^2, дебит газа 150 тыс. м^3/сут, $t_{ср} = 27$ °С ($T_{ср} = 300$ К). $\bar{\rho} = 0{,}57$, предполагаемая шероховатость труб $l_к = 0{,}12$ мм.

Определяем z, S и e^{2S}; $z = 0{,}83$; $S = 0{,}156$; $2S = 0{,}312$; $e^{2S} = 1{,}36615$.
Рассчитываем динамическую вязкость μ согласно п. II.5; $\mu = 0{,}014$.
Определяем по формуле (III.10) Re

$$\mathrm{Re} = 1777 \cdot 150 \cdot 0{,}57/6{,}3 \cdot 0{,}014 = 1\,722\,600.$$

Находим относительную шероховатость по формуле (III.11)

$$\varepsilon = 2 \cdot 0{,}12/63 = 0{,}0038.$$

По рис. III.1 для найденного ε находим $R_{пер} = 8 \cdot 10^5$, по которому определяем

$$Q_{min} = 106 \cdot 6{,}3 \cdot 0{,}014/1777 \cdot 0{,}57 = 70 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

Так как дебит скважины более Q_{min}, λ не зависит от Re и определяется в зависимости от ε по формуле (III.14)

$$\lambda = \left[\frac{1}{2 \lg \frac{7{,}41}{0{,}0038}}\right]^2 = 0{,}023,$$

или по рис. III.1 для $\varepsilon = 0{,}0038$; $\lambda = 0{,}023$.

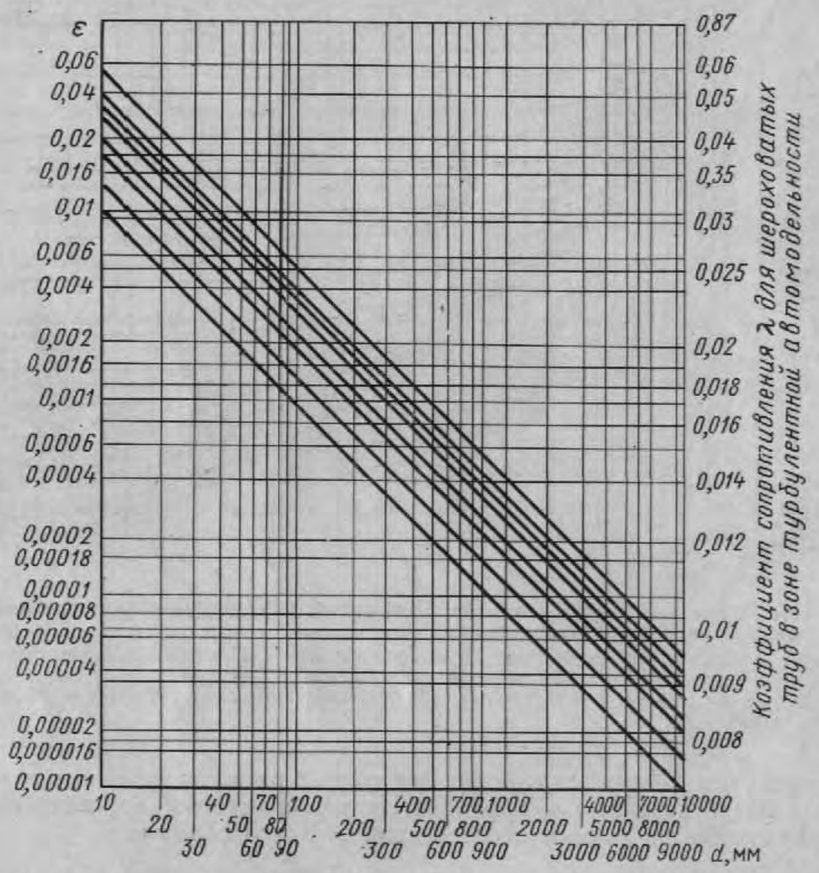


Рис. III.2. Номограмма для определения относительной шероховатости ε стальных и чугунных труб.

Для новых стальных труб с абсолютной шероховатостью (нумерация кривых снизу вверх), мм: *1* — 0,05; *2* — 0,07; для стальных труб, бывших в эксплуатации, мм: *3* — 0,10; *4* — 0,12; *5* — 0,15; *6* — 0,18; для чугунных труб, мм: *7* — 0,20; *8* — 0,25

Рассчитываем ориентировочное значение забойного давления

$$p_{з.\,ор} = \sqrt{100^2 \cdot 1{,}36615 + \frac{1{,}377 \cdot 0{,}023 \cdot 0{,}783^2 \cdot 300^2}{6{,}3^5}(1{,}36615 - 1)\,150^2} =$$

$$= 123{,}6 \text{ кгс/см}^2.$$

По найденному значению $p_{з.\,ср}$ определяем $p_{ср.\,ор}$ и $p_{пр.\,ср.\,ор}$

$$p_{ср.\,ор} = (123{,}6 + 100)/2 = 111{,}8 \text{ кгс/см}^2,$$

$$p_{пр.\,ср.\,ор} = 111{,}8/47{,}5 = 2{,}35.$$

Находим $z = 0{,}815$.

Повторяем расчет $p_з$ с новым z: $S = 0{,}159$; $2S = 0{,}318$; $e^{2S} = 1{,}37438$;

$$p_з = \sqrt{100^2 \cdot 1{,}37438 + \frac{1{,}377 \cdot 0{,}023 \cdot 0{,}815^2 \cdot 300^2}{6{,}3^5}(1{,}37438 - 1)\,150^2} =$$

$$= 123{,}85 \text{ кгс/см}^2.$$

Как видим, разница в давлениях составляет всего 0,25 кгс/см², что практически не влияет на значение z.

При движении газа по затрубному пространству формула (III.9) преобразуется в связи с заменой диаметра на характерный линейный размер трубы кольцевого сечения.

Величина $d_{вн}$, входящая в (III.9), состоит из двух частей: D^4 относится к квадрату площади поперечного сечения $(\pi D^2)^2$, которая вводится при определении скорости. Для правильного определения скорости в затрубном пространстве необходимо взять эквивалентный по площади диаметр $D_э$, т. е. диаметр круглой трубы с такой же площадью поперечного сечения

$$D_э = \sqrt{D^2 - d_н^2}, \qquad \text{(III.16)}$$

где D — внутренний диаметр обсадной колонны; $d_н$ — наружный диаметр фонтанных труб.

Пятый множитель D относится к выражению для работы сил трения, для которых в качестве линейного поперечного размера принимается гидравлический диаметр

$$D_г = D - d_н. \qquad \text{(III.17)}$$

В результате в формуле (III.9) $d_{вн}^5$ заменяется выражением $(D - d_н)^3 \times (D + d_н)^2$ и формула для затрубного пространства принимает вид:

$$p_з = \sqrt{p_{зт}^2 e^{2S} + 1{,}377\lambda \frac{z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q^2 \left(e^{2S} - 1\right)}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2}}. \qquad \text{(III.18)}$$

Коэффициент λ определяется по формуле (III.14) или по рис. III.1, при этом для расчета Re употребляется гидравлический диаметр, определяемый по формуле (III.17), а шероховатость берется по наружной стенке фонтанных труб.

При наличии муфт к коэффициенту λ следует прибавлять дополнительное сопротивление, которое приближенно можно оценить по формуле

$$\lambda_д = \left[\left(\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}\right)^2 + 0{,}05\right]\frac{D + d_н}{l}, \qquad \text{(III.19)}$$

где $d_м$ — наружный диаметр соединительной муфты, см; l — длина одной фонтанной трубы, см; 0,05 — коэффициент потерь на сужение струи газа при прохождении между муфтой и обсадной колонной.

Для удобства расчетов по формулам (III.18), (III.19) приведены табл. III.8, III.9.

Поскольку точное значение шероховатости при движении по затрубному пространству неизвестно, наиболее правильный способ — экспериментальное определение коэффициента гидравлического сопротивления кольцевого пространства каждой скважины (или группы скважин с одинаковой конструкцией) по данным исследования.

Таблица III.8

Данные для расчета забойных давлений при движении газа по затрубному пространству (отечественные трубы)

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)^3 \times (D + d_н)^2$	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
4,83	10,23	35 713	5,4	15,06	23,329	104,653	0,28488
	10,03	31 049	5,2	14,86		100,601	0,30436
	9,83	26 864	5,0	14,66		96,629	0,32624
	9,63	23 123	4,8	14,46		92,737	0,35095
4,83	11,5	79 131	6,67	16,33	23,329	132,250	0,19838
	11,3	70 566	6,47	16,13		127,690	0,20886
	11,1	62 550	6,27	15,93		123,210	0,22029
	10,9	55 337	6,07	15,73		118,810	0,23280
4,83	12,77	155 055	7,94	17,60	23,329	163,073	0,14814
	12,57	140 384	7,74	17,40		158,005	0,15458
	12,37	126 815	7,54	17,20		153,017	0,16148
	12,17	114 284	7,34	17,00		148,109	0,16891
	11,97	102 733	7,14	16,80		143,281	0,17691
	11,77	92 107	6,94	16,60		138,533	0,18555
4,83	13,3	203 492	8,47	18,13	23,329	176,890	0,13304
	13,2	190 619	8,37	18,03		174,240	0,13779
	13,0	173 367	8,17	17,83		169,000	0,14126
	12,8	157 354	7,97	17,63		163,840	0,14721
	12,6	142 513	7,77	17,43		158,760	0,15358
	12,4	128 782	7,57	17,23		153,760	0,16041
4,83	15,53	507 816	10,7	20,36	23,329	241,181	0,09023
	15,43	488 873	10,6	20,26		238,085	0,09165
	15,23	452 649	10,4	20,06		231,953	0,09460
	15,03	418 558	10,2	19,86		225,901	0,09770
	14,83	386 515	10,0	19,66		219,929	0,10097
4,83	14,63	356 421	9,8	19,46	23,329	214,037	0,10442
	14,43	328 190	9,6	19,26		208,225	0,10805
	14,03	276 979	9,2	19,06		196,841	0,11596
4,83	16,38	693 146	11,55	21,21	23,329	268,304	0,07945
	16,18	645 423	11,35	21,01		261,792	0,08179
	15,98	600 298	11,15	20,81		255,360	0,08425
	15,78	557 696	10,95	20,61		249,008	0,08683
	15,58	517 498	10,75	20,41		242,736	0,08953
	15,38	479 611	10,55	20,21		236,544	0,09237
	14,98	410 362	10,15	19,81		224,400	0,09850

Продолжение табл. III.8

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)^3 \times [(D + d_н)^2$	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
6,03	10,23	19 587	4,2	16,26	36,361	104,653	0,32959
	10,03	16 507	4,0	16,06		100,601	0,35782
	9,83	13 802	3,8	15,86		96,629	0,39061
	9,63	11 441	3,6	15,66		92,737	0,42915
6,03	11,5	50 295	5,47	17,53	36,361	132,250	0,21439
	11,3	43 956	5,27	17,33		127,690	0,22754
	11,1	38 241	5,07	17,13		123,210	0,24211
	10,9	33 105	4,87	16,93		118,810	0,25937
6,03	12,77	108 216	6,74	18,80	36,361	163,073	0,15420
	12,57	96 774	6,54	18,60		158,005	0,16166
	12,37	86 278	6,34	18,40		153,017	0,16975
	12,17	76 672	6,14	18,20		148,109	0,17854
	11,97	67 904	5,94	18,00		143,281	0,18811
	11,77	59 921	5,74	17,80		138,533	0,19859
6,03	13,3	143 571	7,27	19,33	36,361	176,890	0,13669
	13,2	136 305	7,17	19,23		174,240	0,13996
	13,0	122 621	6,97	19,03		160,000	0,14630
	12,8	110 019	6,77	18,83		163,840	0,15315
	12,6	98 427	6,57	18,63		158,760	0,16051
	12,4	87 793	6,37	18,43		153,760	0,16849
6,03	15,53	398 534	9,5	21,56	36,361	241,181	0,09010
	15,43	382 508	9,4	21,46		238,085	0,09161
	15,23	351 954	9,2	21,26		231,953	0,09475
	15,03	323 328	9,0	21,06		225,901	0,09807
	14,83	296 534	8,8	20,86		219,929	0,10159
	14,63	271 467	8,6	20,66		214,037	0,10531
	14,43	248 111	8,4	20,46		208,225	0,10926
	14,03	206 030	8,0	20,06		196,841	0,11793
6,03	16,38	556 798	10,35	22,41	36,361	268,304	0,07873
	16,18	515 812	10,15	22,21		261,792	0,08119
	15,98	477 207	9,95	22,01		255,360	0,08377
	15,78	440 885	9,75	21,81		249,008	0,08649
	15,58	406 761	9,55	21,61		242,736	0,08936
	15,38	374 686	9,35	21,41		236,544	0,09237
	14,98	317 817	8,95	21,01		224,400	0,09893

Продолжение табл. III.8

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)^3 \times (D + d_н)^2$	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
6,03	17,97	980 467	11,94	24,00	36,361	322,921	0,06278
	17,77	916 556	11,74	23,80		315,773	0,06449
	17,57	855 936	11,54	23,60		308,705	0,06628
	17,37	798 490	11,34	23,40		301,717	0,06814
	16,97	692 639	10,94	23,00		287,981	0,07213
	16,57	598 049	10,54	22,60		274,565	0,07650
7,3	10,23	7 728	2,93	17,53	53,290	104,653	1,01874
	10,03	6 110	2,73	17,33		100,601	1,21172
	9,83	4 750	2,53	17,13		96,737	1,91616
7,3	11,5	26 185	4,2	18,80	53,290	132,250	0,48868
	11,3	22 141	4,0	18,60		127,690	0,53465
	11,1	18 577	3,8	18,40		123,210	0,58909
	10,9	15 454	3,6	18,20		118,810	0,65454
7,3	12,77	65 926	5,47	20,07	53,290	163,073	0,30907
	12,57	57 785	5,27	19,87		158,005	0,32895
	12,37	50 422	5,07	19,67		153,017	0,35118
	12,17	43 784	4,87	19,47		148,109	0,36200
	11,97	37 816	4,67	19,27		143,281	0,40455
	11,77	32 480	4,47	19,07		138,533	0,43693
7,3	13,3	91 662	6,0	20,60	53,290	176,89	0,26535
	13,2	86 311	5,9	20,50		174,24	0,27275
	13,0	76 316	5,7	20,30		169,00	0,28857
	12,8	67 217	5,5	20,10		163,84	0,30627
	12,6	58 957	5,3	19,90		158,76	0,32583
	12,4	51 480	5,1	19,70		153,76	0,34768
7,3	15,53	290 542	8,23	22,83	53,290	241,181	0,16002
	15,43	277 632	8,13	22,73		238,085	0,16314
	15,23	253 129	7,93	22,53		231,953	0,16969
	15,03	230 311	7,73	22,33		225,901	0,17669
	14,83	209 097	7,53	22,13		219,929	0,18419
	14,63	189 403	7,33	21,93		214,037	0,19224
	14,43	171 156	7,13	21,73		208,225	0,20090
	14,03	138 684	6,73	21,33		196,841	0,22035
7,3	16,38	419 777	9,08	23,68	53,290	268,304	0,13707
	16,18	386 042	8,88	23,48		261,792	0,14196
	15,98	354 426	8,68	23,28		255,360	0,14714
	15,78	324 832	8,48	23,08		249,008	0,15265
	15,58	297 167	8,28	22,88		242,736	0,15850
	15,38	271 344	8,08	22,68		236,544	0,16474
	14,98	224 858	7,68	22,28		224,400	0,17852

Продолжение табл. III.8

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)^3 \times (D + d_н)^2$	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
7,3	17,97	775 713	10,67	25,27	53,290	322,921	0,10635
	17,77	721 354	10,47	25,07		315,773	0,10956
	17,57	669 977	10,27	24,87		308,705	0,11294
	17,37	621 479	10,07	24,67		301,717	0,11649
	16,97	532 621	9,67	24,27		287,981	0,12415
	16,57	453 882	9,27	23,87		274,565	0,13268
7,3	20,51	1 757 282	13,21	27,81	53,290	420,660	0,07511
	20,31	1 654 433	13,01	27,61		412,496	0,07777
	20,11	1 556 339	12,81	27,41		404,412	0,07970
	19,91	1 462 830	12,61	27,21		396,408	0,08171
	19,51	1 288 940	12,21	26,81		380,640	0,08559
7,3	23,05	3 598 807	15,75	30,35	53,290	531,302	0,05733
	22,85	3 417 925	15,55	30,15		522,122	0,05852
	22,65	3 244 278	15,35	29,95		513,022	0,05974
	22,45	3 077 592	15,15	29,75		504,002	0,06101
	22,05	2 764 305	14,75	29,35		486,202	0,06368
	21,65	2 476 576	14,35	28,95		468,722	0,06654
8,89	13,3	42 236	4,41	22,19	79,032	176,89	0,56823
	13,2	39 067	4,31	22,09		174,24	0,59343
	13,0	33 276	4,11	21,89		169,00	0,65048
	12,8	28 122	3,91	21,69		163,84	0,71850
	12,6	23 583	3,71	21,49		158,76	0,80094
	12,4	19 600	3,51	21,29		153,76	0,90292
8,89	15,53	174 577	6,64	24,42	79,032	241,181	0,27987
	15,43	165 447	6,54	24,32		238,085	0,28688
	15,23	148 259	6,34	24,12		231,953	0,30186
	15,03	132 439	6,14	23,92		225,901	0,31826
	14,83	117 918	5,84	23,72		219,929	0,33628
	14,63	104 619	5,74	23,52		214,037	0,35619
	14,43	92 449	5,54	23,32		808,225	0,37827
	14,03	71 334	5,14	22,92		196,841	0,43057
8,89	16,38	268 321	7,49	25,27	79,032	268,304	0,13215
	16,18	243 495	7,29	25,07		261,792	0,13544
	15,98	220 439	7,09	24,87		255,36	0,13885
	15,78	199 076	6,89	24,67		249,008	0,14239
	15,58	179 275	6,69	24,47		242,736	0,14607
	15,38	161 018	6,49	24,27		236,544	0,14990
	14,98	128 690	6,09	23,87		224,400	0,15801

Продолжение табл. III.8

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)^3 \times (D + d_н)^2$	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
8,89	17,97	540 085	9,08	26,86	79,032	322,921	0,10980
	17,77	497 690	8,88	26,66		315,773	0,11228
	17,57	457 865	8,68	26,46		308,705	0,11486
	17,37	420 510	8,48	26,26		301,717	0,11752
	16,97	352 760	8,08	25,86		287,981	0,12312
	16,57	293 629	7,68	25,46		274,565	0,12914
8,89	20,51	1 356 167	11,62	29,40	79,032	420,66	0,11581
	20,31	1 269 879	11,42	29,20		412,496	0,11898
	20,11	1 187 885	11,22	29,00		404,412	0,12230
	19,91	1 110 015	11,02	28,80		396,408	0,12577
	19,51	966 073	10,62	28,40		380,640	0,13322
8,89	23,05	2 896 408	14,16	31,94	79,032	531,302	0,08506
	22,85	2 740 754	13,96	31,74		522,122	0,08698
	22,65	2 591 658	13,76	31,54		513,022	0,08897
	22,45	2 448 934	13,56	31,34		504,002	0,09103
	22,05	2 181 764	13,16	30,94		486,202	0,09539
	21,65	1 937 713	12,76	30,54		468,722	0,10009
8,89	25,91	5 970 863	17,02	34,80	79,032	671,328	0,06367
	25,71	5 696 782	16,82	34,60		661,004	0,06488
	25,51	5 432 628	16,20	34,40		650,760	0,06611
	25,31	5 178 113	16,42	34,20		640,596	0,06739
	24,91	4 697 005	16,02	33,80		620,508	0,07007
8,89	28,25	10 009 192	19,16	37,14	79,032	798,062	0,05187
	28,05	9 597 985	19,16	36,94		786,802	0,05274
	27,85	9 200 114	18,96	36,74		755,622	0,05363
	27,65	8 815 203	18,76	36,54		764,522	0,05454
	27,45	8 443 135	18,56	36,34		753,502	0,05548
10,16	15,53	102 200	5,37	25,69	103,225	241,181	0,45567
	15,43	95 845	5,27	25,59		138,085	0,47106
	15,23	84 011	5,07	25,39		255,901	0,54326
	15,03	73 289	4,87	25,19		219,929	0,58739
	14,83	63 603	4,67	24,99		214,037	0,63857
10,16	16,38	169 500	6,22	26,54	103,225	268,304	0,35428
	16,18	151 363	6,02	26,34		261,792	0,37427
	15,98	134 704	5,82	26,14		255,36	0,39637
	15,78	119 437	5,62	25,94		249,008	0,40910
	15,58	105 191	5,42	25,74		242,736	0,44832
	15,38	92 779	5,22	25,54		236,544	0,47912
	14,98	70 773	4,82	25,14		224,400	0,55372

Продолжение табл. III.8

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)^3 \times (D + d_н)^2$	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
10,16	17,97	376 955	7,81	28,13	103,225	322,921	0,24465
	17,77	343 754	7,61	27,93		315,773	0,25498
	17,57	312 864	7,41	27,73		308,705	0,26608
	17,37	284 061	7,21	27,53		301,717	0,27806
	16,97	232 455	6,81	27,13		287,981	0,30504
	16,57	188 176	6,41	26,73		274,565	0,33697
10,16	20,51	1 042 897	10,35	30,67	103,225	420,66	0,15746
	20,31	970 831	10,15	30,47		412,496	0,16229
	20,11	902 595	9,95	30,27		484,412	0,16738
	19,91	838 071	9,75	30,07		396,408	0,17274
	19,51	719 564	9,35	29,67		380,64	0,18437
10,16	23,05	2 362 089	12,89	33,21	103,225	531,302	0,11220
	22,85	2 226 775	12,69	33,01		522,122	0,11494
	22,65	2 097 488	12,49	32,81		513,022	0,11779
	20,45	1 974 044	12,29	32,61		504,002	0,12076
	22,05	1 743 922	11,89	32,21		486,202	0,12709
	21,65	1 534 915	11,49	31,81		468,722	0,13398
10,16	25,91	5 083 156	15,75	36,07	103,225	671,328	0,08226
	25,71	4 837 830	15,55	35,87		661,004	0,08392
	25,51	4 601 831	10,35	35,67		650,760	0,08562
	25,31	4 374 813	15,15	35,47		640,596	0,08738
	24,91	3 946 765	14,75	35,07		620,508	0,09080
10,16	28,25	8 733 824	18,09	38,41	103,225	798,062	0,06627
	28,05	8 362 509	17,89	38,21		786,802	0,06743
	27,85	7 997 961	17,69	38,01		775,622	0,06863
	27,65	7 648 625	17,49	37,81		764,522	0,06986
	27,45	7 311 245	17,29	37,61		753,502	0,07113
10,16	30,59	14 159 899	20,43	40,75	103,225	935,748	0,05471
	30,39	13 613 476	20,23	40,55		923,552	0,05556
	30,19	13 280 595	20,13	40,35		911,436	0,05644
	29,99	12 761 237	19,93	40,15		899,4	0,05735
10,16	32,17	19 105 375	22,01	42,33	103,225	1034,909	0,04860
	31,97	18 414 065	21,81	42,13		1022,081	0,04931
	31,77	17 742 451	21,61	41,93		1009,333	0,05004
	31,57	17 090 187	21,41	41,73		996,665	0,05079
11,43	15,53	50 095	4,1	26,96		241,181	0,68451
	15,43	46 173	4,0	26,86		238,085	0,71841
	15,23	3 900	3,8	26,66		231,953	0,79652
	15,03	32 665	3,6	26,46		225,901	0,89229
	14,83	27 100	3,4	26,26		219,929	1,01239
	14,63	22 253	3,2	26,06		214,037	1,16743
	14,43	18 056	3,0	25,86		208,225	1,37516
	14,03	11 393	2,6	25,46		196,841	2,11086

Продолжение табл. III.8

$d_н$, см	D, см	$(D-d_н)^3 \times (D+d_н)^2$	$(D-d_н)$, см	$(D+d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2-d_н^2}{D^2-d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
11,43	16,38	93 797	4,95	27,81	130,645	268,304	0,48432
	16,18	81 697	4,75	27,61		261,792	0,52089
	15,98	70 770	4,55	27,41		255,36	0,56288
	15,78	60 941	4,35	27,21		249,018	0,61156
	15,58	52 140	4,15	27,01		242,736	0,66866
	15,38	44 298	3,95	26,81		256,544	0,73656
	14,98	31 205	3,55	26,41		224,400	0,91971
11,43	17,97	241 761	6,54	29,40	130,645	322,921	0,30481
	17,77	217 253	6,34	29,20		315,773	0,32035
	17,57	194 616	6,14	29,00		308,705	0,33735
	17,37	173 834	5,94	28,80		301,717	0,35604
	16,97	137 115	5,54	28,40		287,981	0,39954
	16,57	106 464	5,14	28,00		274,565	0,45369
11,43	20,51	763 369	9,08	31,94	130,645	420,660	0,18326
	20,31	705 428	8,88	31,74		412,496	0,18957
	20,11	650 551	8,68	31,54		404,412	0,19627
	19,91	598 943	8,48	31,34		396,408	0,20338
	19,51	504 977	8,08	30,94		380,640	0,21902
11,43	23,05	1 865 314	11,62	34,48	130,645	531,302	0,12626
	22,85	1 750 162	11,42	34,28		522,122	0,12960
	22,65	1 640 496	11,22	34,08		513,022	0,13310
	22,45	1 536 139	11,02	33,88		504,002	0,13675
	22,05	1 342 593	10,62	33,48		486,202	0,14459
	21,65	1 168 107	10,22	33,08		468,722	0,15521
11,43	25,91	4 233 021	14,48	37,34	130,645	671,528	0,09060
	25,71	4 016 684	14,28	37,14		661,000	0,09252
	25,51	3 808 020	14,08	36,94		650,760	0,09452
	25,31	3 609 439	13,88	36,74		640,596	0,09698
	24,91	3 234 733	13,48	36,34		620,508	0,10094
11,43	28,25	7 492 385	16,82	39,68	130,645	798,062	0,07215
	28,05	7 155 622	16,62	39,48		780,802	0,07348
	27,85	6 830 654	16,42	39,28		775,622	0,07485
	27,65	6 517 203	16,22	39,08		764,522	0,07626
	27,45	6 214 985	16,02	38,88		753,502	0,07771
11,43	30,59	12 419 337	19,16	42,02	130,645	935,748	0,05908
	30,39	11 920 185	18,96	41,82		923,552	0,06105
	30,19	11 436 752	18,76	41,62		911,436	0,06103
	29,99	10 968 673	18,56	41,42		899,400	0,06205
11,43	32,17	16 258 958	20,74	43,60	130,645	1034,909	0,05226
	31,97	16 322 271	20,54	43,40		1022,081	0,05306
	31,77	15 704 353	20,34	43,20		1009,333	0,05387
	31,57	15 104 814	20,14	43,00		996,665	0,05470

Таблица III.9

Данные для расчета забойных давлений при движении газа по затрубному пространству (импортные трубы)

$d_н$, см	D, см	$(D-d_н)$, см	$(D+d_н)^2 \times (D-d_н)^3$	$(D+d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2-d_н^2}{D^2-d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
4,83	9,72	4,89	24 754	14,55	23,329	94,478	0,12524
	9,96	5,13	29 530	14,79		99,201	0,11653
	10,16	5,33	34 024	14,99		103,225	0,11002
	10,29	5,46	37 211	15,12		105,884	0,10610
	10,39	5,56	39 815	15,22		107,952	0,10324
4,83	10,86	6,03	53 495	15,69	23,329	117,939	0 09135
	11,20	6,37	66 418	16,03		125,440	0,08407
	11,41	6,58	75 136	16,24		130,188	0,08004
	11,58	6,75	82 818	16,41		134,096	0,07699
	11,65	6,72	81 419	16,38		133,402	0,07752
	11,86	7,03	96 778	16,69		140,658	0,07238
4,83	12,14	7,31	112 490	16,97	23,329	147,379	0,06819
	12,43	7,60	130 774	17,26		154,505	0,06425
	12,57	7,74	140 385	17,40		158,005	0,06247
	12,73	7,90	152 030	17,56		162,053	0,06054
	14,41	9,58	325 467	19,24		207,648	0,04489
	14,71	9,88	368 230	19,54		216,384	0,04277
4,83	15,04	10,21	420 215	19,87	23,329	226,201	0,04062
	15,25	10,42	456 174	20,08		232,562	0,03933
	15,36	10,53	475 953	20,19		235,929	0,03869
	15,48	10,65	498 274	20,31		239,630	0,03800
	15,71	10,88	543 358	20,54		246,804	0,03674
4,83	15,94	11,11	591 382	20,77	23,329	254,083	0,03554
	16,17	11,34	643 089	21,00		261,469	0,03439
	16,40	11,57	698 068	21,23		268,960	0,03331
	16,61	11,78	751 424	21 44		275,892	0,03237
	16,83	12,00	810 700	21,66		283,249	0,03142
	17,18	12,35	912 515	22,01		295,152	0,03001
4,83	17,46	12,63	1 000 987	22,29	23,329	304,851	0,02894
	17,70	12,87	1 082 073	22,53		313,290	0,02808
	17,84	13,01	1 134 791	22,67		318,265	0,02759
6,03	9,72	3,69	12 463	15,75	36,361	94,478	0,41102
	9,96	3,93	15 519	15,99		99,201	0,36873

Продолжение табл. III.9

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)^2 \times (D - d_н)^3$	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
6,03	10,16	4,13	18 464	16,19	36,361	103,225	0,33902
	10,29	4,26	20 590	16,32		105,884	0,32188
	10,39	4,36	22 346	16,42		107,952	0,30370
	10,86	4,83	32 144	16,89		117,939	0,26186
6,03	11,20	5,17	41 024	17,23	36,361	125,440	0,23463
	11,41	5,38	47 363	17,44		130,188	0,22015
	11,58	5,55	53 013	17,61		134,096	0,20994
	11,55	5,52	51 980	17,58		133,402	0,21131
	11,86	5,83	63 418	17,89		140,658	0,19376
	12,14	6,11	75 307	18,17		147,379	0,17992
	12,43	6,40	89 331	18,46		154,505	0,16726
	12,57	6,54	96 774	18,60		158,005	0,16167
	12,73	6,70	105 848	18,76		162,053	0,15579
	14,41	8,38	245 863	20,44		207,648	0,10967
	14,71	8,68	281 303	20,74		216,384	0,10380
	15,04	9,01	324 714	21,07		226,201	0,09790
	15,36	9,33	371 592	21,39		235,929	0,09269
	15,25	9,22	354 924	21,28		232,562	0,09443
	15,48	9,45	390 455	21,51		239,630	0,09085
	15,71	9,68	428 692	21,74		246,804	0,08748
6,03	15,94	9,91	469 764	21,97	36,361	254,083	0,08431
	16,17	10,14	513 835	22,20		261,469	0,08132
	16,40	10,37	561 037	22,43		268,960	0,07849
	16,61	10,58	607 028	22,64		275,892	0,07605
	16,83	10,80	658 293	22,86		283,249	0,07362
	17,18	11,15	746 751	23,21		295,152	0,06999
	17,46	11,43	823 959	23,49		304,851	0,06729
6,03	17,70	11,67	894 955	23,73	36,361	313,290	0,06511
	17,84	11,81	838 536	23,87		318,265	0,06389
	19,08	13,05	1 401 275	25,11		364,046	0,05447
	19,37	13,34	1 531 545	25,40		375,197	0,05259
	19,62	13,59	1 651 319	25,65		384,844	0,05104
6,03	19,88	13,85	1 783 544	25,91	36,361	395,214	0,04951
	20,12	14,09	1 912 829	26,15		404,814	0,04816
	20,36	14,33	2 049 356	26,39		414,529	0,04686
	20,57	14,54	2 174 968	26,60		423,125	0,04577
	21,68	15,65	2 943 146	27,71		470,022	0,04062
	22,05	16,02	3 241 767	28,08		486,202	0,03910
	22,24	16,21	3 404 082	28,27		494,617	0,03886

Продолжение табл. III.9

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)^2 \times (D - d_н)^3$	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
6,03	22,44	16,41	3 581 780	28,47	36,361	503,553	0,03760
	22,66	16,63	3 785 511	28,69		513,475	0,03678
	22,86	16,83	3 978 691	28,89		522,579	0,03610
7,3	10,86	3,56	14 880	18,16	53,290	117,939	0,66163
	11,20	3,90	20 302	18,50		125,440	0,55469
	11,41	4,11	24 301	18,71		130,188	0,50320
	11,58	4,28	27 946	18,88		134,096	0,46749
	11,55	4,25	27 274	18,85		133,402	0,47346
	11,86	4,56	34 809	19,16		140,658	0,41771
	12,14	4,84	42 848	19,44		147,379	0,37663
7,3	12,43	5,13	52 552	19,73	53,290	154,505	0,34107
	12,57	5,27	57 785	19,87		158,005	0,32596
	12,73	5,43	64 232	20,03		162,053	0,31006
7,3	14,41	7,11	169 403	21,71	53,290	207,648	0,20014
	14,71	7,41	197 104	22,01		216,384	0,18741
	15,04	7,74	231 411	22,34		226,201	0,17491
	15,36	8,06	268 856	22,66		235,929	0,16407
	15,25	7,95	255 502	22,55		232,562	0,16767
	15,48	8,18	284 030	22,78		239,630	0,16029
	15,71	8,41	314 923	23,01		246,804	0,15343
7,3	15,94	8,64	348 346	23,24	53,290	254,083	0,14705
	16,17	8,87	384 409	23,47		261,469	0,14110
	16,40	9,10	423 273	23,70		268,960	0,13553
	16,61	9,31	461 323	23,91		275,892	0,13076
	16,83	9,53	503 943	24,13		283,249	0,12600
	17,18	9,88	577 954	24,48		295,152	0,11911
7,3	17,46	10,16	642 956	24,76	53,290	304,851	0,11399
	17,70	10,40	703 037	25,00		313,290	0,10989
	17,84	10,54	740 031	25,14		318,265	0,10760
	19,08	11,78	1 137 588	26,38		364,046	0,09032
	19,37	12,07	1 250 730	26,67		375,197	0,08692
	19,62	12,32	1 355 134	26,92		384,944	0,08415
7,3	19,88	12,58	1 470 752	27,18	53,290	395,214	0,08141
	20,12	12,82	1 584 161	27,42		404,814	0,07901
	20,36	13,06	1 704 252	27,66		414,529	0,07673
	20,57	13,27	1 815 040	27,87		423,125	0,07481
	21,68	14,38	2 497 316	28,98		470,022	0,06584
	22,05	14,75	2 764 305	29,35		486,202	0,06322

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)^2 \times (D - d_н)^3$	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
7,3	22,24	14,94	2 909 863	29,54	53,290	494,617	0,06194
	22,44	15,14	3 069 438	29,74		503,553	0,06064
	22,66	15,36	3 252 800	29,96		513,475	0,05925
	22,86	15,56	3 426 814	30,16		528,579	0,05726
7,3	23,50	16,20	4 033 171	30,80	53,290	552,250	0,05439
	23,75	16,45	4 289 980	31,05		564,062	0,05307
	24,00	16,70	4 562 867	31,30		576,000	0,05180
	24,28	16,98	4 882 444	31,58		589,518	0,05042
7,3	24,54	17,24	5 194 637	31,84	53,290	602,211	0,04920
	24,79	17,49	5 509 465	32,09		614,544	0,04807
	25,02	17,72	5 812 056	32,32		626,000	0,04732
	25,27	17,97	6 155 734	32,57		637,573	0,04600
	25,53	18,23	6 529 829	32,83		651,781	0,04494
	25,89	18,59	7 077 053	33,19		670,292	0,04354
7,3	27,36	20,06	9 697 259	34,66	53,290	748,569	0,03845
	27,64	20,34	10 273 025	34,94		763,969	0,03758
	27,94	20,64	10 919 455	35,24		780,643	0,03670
	28,15	20,85	11 390 701	35,45		792,422	0,03608
	30,88	23,58	19 111 775	38,18		953,574	0,02943
	31,18	23,88	20 163 722	38,48		972,192	0,02882
7,3	31,36	24,06	20 816 578	38,66	53,290	983,499	0,02846
	31,53	24,23	21 448 314	38,83		994,141	0,02813
	31,79	24,49	22 438 290	39,09		1010,604	0,02763
	32,04	24,74	23 435 072	39,34		1026,561	0,02717
	32,30	25,00	24 502 500	39,60		1043,290	0,02670
8,89	11,55	2,66	7 863	20,44	79,032	133,402	2,24364
	11,86	2,97	11 279	29,75		140,658	1,56582
	12,14	3,25	15 182	21,03		147,379	1,22346
	12,43	3,54	20 163	21,32		154,505	0,99324
	12,57	3,68	22 951	21,46		158,005	0,90917
	12,73	3,84	26 467	21,62		162,053	0,82813
8,89	14,41	5,52	92 015	23,30	79,032	207,648	0,41324
	14,71	5,82	109 799	23,60		216,384	0,37704
	15,04	6,15	133 203	23,93		226,201	0,34326
	15,36	6,47	159 271	24,25		235,929	0,31527
	15,25	6,36	149 915	24,14		232,562	0,32442
	15,48	6,59	169 967	24,37		239,630	0,30578

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)^2 \times (D - d_н)^3$	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
8,89	15,94	7,05	216 031	24,83	79,032	254,083	0,27362
	16,17	7,28	242 302	25,06		261,469	0,25967
	16,40	7,51	270 902	25,29		268,960	0,24690
	16,61	7,72	299 180	25,50		275,892	0,23615
8,89	16,83	7,94	331 129	25,72	79,032	283,249	0,22572
	17,18	8,29	387 207	26,07		295,152	0,21067
	17,46	8,57	437 020	26,35		304,851	0,19982
	17,70	8,81	483 458	26,59		313,290	0,19124
	17,84	8,95	512 227	26,73		318,265	0,18652
8,89	19,08	10,19	827 773	27,97	79,032	364,032	0,15201
	19,37	10,48	919 220	28,26		375,197	0,14545
	19,62	10,73	1 004 133	28,51		384,944	0,14017
	19,88	10,99	1 098 681	28,77		395,214	0,13500
	20,12	11,23	1 191 879	29,01		404,814	0,13050
	20,36	11,47	1 291 044	29,05		414,529	0,12625
	20,57	11,68	1 382 898	29,46		423,125	0,12271
8,89	21,68	12,79	1 955 213	30,57	79,032	470,022	0,10642
	22,05	13,16	2 181 745	30,94		486,202	0,10176
	22,24	13,35	2 305 695	31,13		494,617	0,09950
	22,44	13,55	2 441 947	31,33		503,553	0,09720
	22,66	13,77	2 598 896	31,55		513,475	0,09477
	22,86	13,97	2 748 381	31,75		528,579	0,09129
8,89	23,50	14,61	3 271 656	32,39	79,032	552,250	0,08633
	23,75	14,86	3 495 882	32,64		564,062	0,08405
	24,00	15,11	3 731 828	32,89		576,000	0,08187
	24,28	15,39	4 010 572	33,17		589,518	0,07953
8,89	24,54	15,85	4 283 626	33,43	79,032	602,211	0,07745
	24,79	15,90	4 559 693	33,68		614,544	0,07553
	25,02	16,13	4 825 678	33,91		626,000	0,07383
	25,27	16,38	5 128 316	34,16		638,573	0,07205
	25,53	16,64	5 458 554	34,42		651,781	0,07027
	25,89	17,00	5 943 002	34,78		670,292	0,06793
8,89	27,36	18,47	8 279 737	36,25	79,032	748,569	0,05951
	27,64	18,75	8 796 367	36,53		763,969	0,05809
	27,94	19,05	9 377 538	36,83		780,643	0,05664
	28,15	19,26	9 801 911	37,04		792,422	0,05665

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)^2 \times (D - d_н)^3$	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
8,89	30,88	21,99	16 818 506	39,77	79,032	953,574	0,04493
	31,18	22,29	17 781 512	40,07		972,192	0,04396
	31,36	22,47	18 379 771	40,25		983,449	0,04338
	31,53	22,64	18 959 272	40,42		994,141	0,04286
	31,79	22,90	19 873 226	40,68		1010,604	0,04207
	32,04	23,15	20 784 341	40,93		1026,561	0,04133
	32,30	23,41	21 766 397	41,19		1043,290	0,04058
10,16	14,41	4,25	46 301	24,57	103,225	207,648	0,64063
	14,71	4,56	58 258	24,87		216,384	0,56331
	15,04	4,89	74 285	25,20		226,201	0,49604
	15,36	5,20	91 568	25,52		235,929	0,44355
10,16	15,25	5,09	85 144	25,41	103,225	232,562	0,46041
	15,48	5,32	98 986	25,64		239,630	0,42638
	15,71	5,55	114 509	25,87		246,804	0,39663
10,16	15,94	5,78	131 541	26,10	103,225	254,683	0,37040
	16,17	6,01	150 485	26,33		261,469	0,34710
	16,40	6,24	171 399	26,56		268,960	0,32630
	16,61	6,45	192 294	26,77		275,892	0,30915
10,16	16,83	6,67	216 163	26,99	103,225	283,249	0,29282
	17,18	7,02	258 552	27,34		295,152	0,26976
10,16	17,46	7,30	296 754	27,62	103,225	304,851	0,25349
	17,70	7,54	332 717	27,86		313,290	0,24086
	17,84	7,68	355 136	28,00		318,265	0,23398
10,16	19,08	8,92	606 803	29,24	103,225	364,040	0,18530
	19,37	9,21	681 249	29,53		375,197	0,17636
	19,62	9,46	750 797	29,78		384,944	0,16923
10,16	19,88	9,72	828 702	30,04	103,225	395,214	0,16231
	20,12	9,96	905 876	30,28		404,814	0,15634
	20,36	10,20	988 476	30,62		414,529	0,15072
	20,57	10,41	1 065 311	30,73		423,125	0,14608
10,16	21,68	11,52	1 549 873	31,84	103,225	470,023	0,12507
	22,05	11,89	1 743 907	32,21		486,202	0,11915
	22,24	12,08	1 850 517	32,40		494,617	0,11629
	22,44	12,28	1 968 019	32,60		503,552	0,11340
	22,66	12,50	2 103 786	32,82		513,475	0,11036
	22,86	12,70	2 233 412	33,02		528,579	0,10602

$d_н$, см	D, см	$(D - d_н)$, см	$(D + d_н)^2 \times (D - d_н)^3$	$(D + d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2 - d_н^2}{D^2 - d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
	23,50	13,34	2 689 618	33,66	103,225	552,250	0,09988
	23,75	13,59	2 886 104	33,91		564,062	0,09707
	24,00	13,84	3 093 466	34,16		576,000	0,09438
	24,28	14,12	3 339 099	34,44		589,518	0,09152
10,16	24,54	14,38	3 580 434	34,70	103,225	602,211	0,08898
	24,79	14,63	3 824 964	34,95		614,544	0,08665
	25,02	14,86	4 061 142	35,18		626,060	0,08459
	25,27	15,11	4 330 482	35,43		638,573	0,08244
	25,53	15,37	4 625 030	35,69		651,781	0,08030
	25,89	15,73	5 058 209	36,05		670,292	0,07747
10,16	27,36	17,20	7 163 267	37,52	103,225	748,569	0,06744
	27,64	17,48	7 631 434	37,80		763,969	0,06577
	27,94	17,78	8 159 151	38,10		780,643	0,06404
	28,15	17,99	8 545 134	38,31		792,422	0,06288
	30,88	20,72	14 982 476	41,04	103,225	953,574	0,05036
	31,18	21,02	15 872 262	41,34		972,192	0,04923
	31,36	21,20	16 425 642	41,52		983,449	0,04857
10,16	31,53	21,37	16 962 002	41,69	103,225	994,141	0,04796
	31,79	21,63	17 808 743	41,95		1010,604	0,04705
	32,04	21,88	18 653 782	42,20		1026,561	0,04620
	32,30	22,14	19 565 573	42,46		1043,290	0,04534
11,43	14,41	2,98	17 667	25,84	130,645	207,648	1,32328
	14,71	3,28	24 111	26,11		216,384	1,04725
	15,04	3,61	32 959	26,47		226,201	0,84838
	15,36	3,93	43 557	26,79		235,929	0,71402
11,43	15,25	3,82	39 677	26,68	130,645	232,562	0,75543
	15,48	4,05	48 105	26,91		239,630	0,67345
	15,71	4,28	57 748	27,14		246,630	0,60809
	15,94	4,51	68 716	27,37		254,083	0,55114
	16,17	4,74	81 119	27,60		261,469	0,50433
	16,40	4,97	95 078	27,83		268,960	0,46433
	16,61	5,18	109 287	28,04		275,892	0,43258
	16,83	5,40	125 752	28,26		283,249	0,40332
	17,18	5,75	165 603	28,51		295,152	0,36353

$d_н$, см	D, см	$\frac{d_н^2}{D}$, см	$(D+d_н)^2 \times (D-d_н)^3$	$(D+d_н)$, см	$d_н^2$, см^2	D^2, см^2	$\frac{d_м^2-d_н^2}{D^2-d_м^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
11,43	17,46	6,03	182 993	28,89	130,645	304,851	0,33648
	17,70	6,27	209 169	29,13		313,290	0,31602
	17,84	6,41	225 637	29,27		318,265	0,30550
	19,08	7,75	433 296	30,51		364,046	0,23139
	19,37	7,94	474 851	30,80		375,197	0,21854
	19,62	8,19	529 629	31,05		384,944	0,20841
11,43	19,88	8,45	591 473	31,31	130,645	395,214	0,19872
	20,12	8,69	653 213	31,55		404,814	0,19043
	20,36	8,93	719 671	31,79		414,529	0,18273
	20,57	9,14	781 875	32,00		423,125	0,17641
	21,68	10,25	1 180 575	33,11		470,022	0,14841
	22,05	10,62	1 342 593	33,48		486,202	0,14071
	22,24	10,81	1 432 050	33,67		494,617	0,13701
11,43	22,44	11,01	1 531 022	33,87	130,645	503,552	0,13329
	22,66	11,23	1 645 806	34,09		513,475	0,12939
	22,86	11,43	1 755 793	34,29		528,579	0,12387
	23,50	12,07	2 145 432	34,93		552,250	0,11611
	23,75	12,32	2 314 372	35,28		564,062	0,11258
	24,00	12,57	2 493 121	35,43		576,000	0,10924
	24,28	12,85	2 705 728	35,61		589,518	0,10568
	24,54	13,11	2 918 282	35,97		602,211	0,10254
11,43	24,79	13,36	3 140 432	36,22	130,645	614,544	0,09967
	25,02	13,59	3 334 659	36,45		626,000	0,09714
	25,27	13,84	3 570 605	36,70		638,573	0,09451
	25,53	14,10	3 829 288	36,96		651,781	0,09189
	25,89	14,46	4 211 022	37,32		670,292	0,08846
11,43	27,36	15,93	6 082 559	37,79	130,645	748,569	0,07640
	27,64	16,21	6 501 824	38,07		763,969	0,07440
	27,94	16,51	6 975 451	38,37		780,643	0,07236
	28,15	16,72	7 322 491	38,58		792,422	0,07098
11,43	30,88	19,45	13 171 785	42,31	130,645	953,574	0,05630
	31,18	19,75	13 986 931	42,61		972,192	0,05498
	31,36	19,93	14 494 619	42,79		983,449	0,05422
	31,53	20,10	14 987 067	42,96		994,141	0,05351
	31,79	20,36	15 765 279	43,22		1010,604	0,05309
	32,04	20,61	16 542 861	43,47		1026,561	0,05147
	32,30	20,87	17 382 924	43,73		1043,290	0,05048

При движении газа по двухступенчатой колонне давление на забое рассчитывается по формуле

$$p_з = \sqrt{p_г^2 e^{2(S_1+S_2)} + k_1 e^{2(S_1+S_2)} - (k_1 - k_2) e^{2S_2} - k_2}, \qquad (III.20)$$

где

$$2S_1 = 0{,}0683 \bar{\rho} L_1 / z_{1\,ср} T_{1\,ср};$$

$$2S_2 = 0{,}0683 \bar{\rho} L_2 / z_{2\,ср} T_{2\,ср};$$

$$k_1 = 1{,}377 \lambda_1 \frac{z_{1\,ср}^2 T_{1\,ср}^2 Q^2}{D_1^5};$$

$$k_2 = 1{,}377 \lambda_2 \frac{z_{2\,ср}^2 T_{2\,ср}^2 Q^2}{D_2^5}.$$

Для оценочных расчетов и небольших глубин можно $z_{ср}$ и $T_{ср}$ принять осредненными по всей длине фонтанных труб. В этом случае

$$2(S_1 + S_2) \approx 2S = 0{,}0683 \bar{\rho} \frac{L_1 + L_2}{z_{ср} T_{ср}} = 0{,}0683 \frac{\bar{\rho} L}{z_{ср} T_{ср}}.$$

Соответственно

$$2S_1 = 0{,}0683 \frac{\bar{\rho} L_1}{z_{ср} T_{ср}}; \quad 2S_2 = 0{,}0683 \frac{\bar{\rho} L_2}{z_{ср} T_{ср}},$$

где L_1, L_2 — длина верхней и нижней секции фонтанных труб соответственно, м; L — общая длина, м.

$$k_1 = 1{,}377 \lambda_1 \frac{z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q^2}{D_1^5}; \quad k_2 = 1{,}377 \lambda_2 \frac{z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q^2}{D_2^5}.$$

Здесь D_1, D_2 — диаметры верхней и нижней секций труб, см; λ_1, λ_2 — коэффициенты гидравлического сопротивления верхней и нижней секции труб.

В случае, если башмак фонтанной колонны расположен значительно выше забоя (или интервала перфорации), движение газа может рассматриваться как движение по двухступенчатой колонне, нижней секцией которой является обсадная колонна.

Если диаметр обсадной колонны значительно превышает диаметр фонтанных труб, потерями на трение при движении на нижнем участке можно пренебречь, т. е. $k_2 \ll k_1$ и забойное давление можно рассчитать по формуле

$$p_з = \sqrt{p_г^2 e^{2S} + k_1 e^{2S_2} (e^{2S_1} - 1)}. \qquad (III.21)$$

В случае больших перепадов температуры по стволу скважины для более точных расчетов забойного давления рекомендуется использовать формулу

$$p_з = \sqrt{p_г^2 \left(\frac{T_з}{T_у}\right)^{2S} + \frac{1{,}377 \lambda z_{ср}^2 T_у^2 Q^2}{d_{вн}^5} \left[\left(\frac{T_з}{T_у}\right)^2 - \left(\frac{T_з}{T_у}\right)^{2S}\right]}, \qquad (III.22)$$

где

$$S = 0{,}03415 \frac{\bar{\rho}}{\alpha z_{ср}}; \quad \alpha = (T_з - T_у)/L;$$

$T_у$, $T_з$ — соответственно устьевая и забойная температура, К; L — глубина скважины, м.

III.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ, В ПРОДУКЦИИ КОТОРЫХ ИМЕЕТСЯ ЖИДКОСТЬ

Наличие жидкости в продукции скважин может обусловливаться следующим.

Выпадением конденсата, вызванным изменением термодинамических условий в процессе движения однофазной газоконденсатной смеси в пласте и по стволу.

Конденсацией водяных паров, содержащихся в газе.

Обводнением скважин.

Закачкой антигидратных или антикоррозионных ингибиторов в скважину и т. д.

Во всех этих случаях потери давления в стволе отличаются от таковых в чисто газовых скважинах. Поэтому расчет забойных давлений без учета жидкой фазы может привести к значительным погрешностям. Расчет забойного давления по неподвижному столбу необходимо проводить, используя в барометрической формуле истинную плотность и измеренную температуру на забое и устье скважины.

Забойное давление в работающей скважине с учетом наличия жидкости в стволе определяется по формуле

$$p_з = \sqrt{p_г^2 e^{2S_0} + 1{,}377\lambda \frac{z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q_{см}^2}{\rho d_{вн}^5}\left(e^{2S_0} - 1\right)}, \qquad (III.23)$$

где

$$S_0 = 0{,}03415 \frac{\bar{\rho}\rho L}{z_{ср} T_{ср}}; \quad \rho = \varphi + (1-\varphi)\frac{\rho_ж}{\rho_{г.р}};$$

$$\rho_{г.р} = \rho_г p_{ср} T_{ст}/p_{ат} T_{ср}; \quad \varphi \ll \beta = Q_{г.р}/(Q_{г.р} + Q_ж);$$

$$Q_{г.р} = Q_г p_{ат} T_{ср}/p_{ср} T_{ст}; \quad Q_{см} = (G_г + G_ж)/\rho_г; \qquad (III.24)$$

$$G_г = Q_г \rho_г; \quad \bar{\rho} = \rho_г/\rho_в; \quad T_{ст} = 293 \text{ К};$$

$\rho_г$, $\rho_в$, $\rho_ж$ — плотность газа, воздуха и жидкости соответственно, кг/м³; $\rho_{г.р}$, $Q_{г.р}$ — соответственно плотность и дебит газа в стволе скважины в рабочих условиях, кг/м³ и тыс. м³/сут; $G_ж$, $G_г$ — массовый расход жидкости и газа, т/сут; $Q_{см}$, $Q_ж$, $Q_г$ — объемный расход газожидкостной смеси, жидкости и газа соответственно при $p_{ат}$ и $T_{ст}$, тыс. м³/сут.

Истинное объемное газосодержание φ надо определять экспериментально как отношение истинного объема газа $V_г$ в скважине к объему ствола $\varphi = 4V_г/\pi D^2 L$. Однако в связи с большими трудностями таких измерений его можно оценить по расходному газосодержанию β согласно формуле (III.24). Поскольку всегда $\varphi < \beta$, использование β вместо φ приводит к занижению забойного давления тем большему, чем больше разница между количеством жидкости в скважине и выносящимся потоком газа. Коэффициент гидравлического сопротивления λ необходимо определять по результатам исследований скважин на различных режимах. Оценку λ при невозможности исследования можно проводить по методике для чистого газа.

Все величины ($z_{ср}$, $\rho_{г.р}$, $Q_{г.р}$, β и др.), зависящие от $p_{ср}$, рассчитываются методом последовательных приближений, как описано в п. III.1.

Пример. Рассчитать забойное давление в скважине глубиной 3150 м, эксплуатируемой по фонтанным трубам диаметром 76 мм со следующими данными: $\bar{\rho} = 0{,}715$; $\rho_ж = 720$ кг/м³; $T_{ср} = 350$ К; $z_{ср} = 0{,}8$; $p_г = 169$ кгс/см²; $Q_г = 185$ тыс. м³/сут; $Q_ж = 0{,}136$ тыс. м³/сут; $\lambda = 0{,}025$.

Находим дебит газа в рабочих условиях, принимая $p_{ср} = 216$ кгс/см².

$$Q_{г.р} = 185 \cdot 1{,}033 \cdot 350/218 \cdot 293 = 1{,}047 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

Плотность газа $\rho_г = \bar{\rho}\rho_в = 0{,}715 \cdot 1{,}205 = 0{,}862$ кг/м³.

Рассчитываем β:

$$\beta = 1{,}047/(1{,}047 + 0{,}136) = 0{,}885.$$

Определяем плотность газа в стволе

$$\rho_{г.р} = 0{,}862 \cdot 218 \cdot 293/1{,}033 \cdot 350 = 152{,}2 \text{ кг/м}^3.$$

Принимая $\varphi = \beta$, находим

$$\rho = 0{,}885 + (1 - 0{,}885)\frac{720}{152{,}2} = 1{,}429.$$

Рассчитываем дебит смеси

$$G_г = 185 \cdot 0{,}862 = 159{,}39 \text{ т/сут};$$

$$G_ж = 0{,}136 \cdot 720 = 97{,}92 \text{ т/сут};$$

$$Q_{см} = (159{,}39 + 97{,}92)/0{,}862 = 298{,}5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

Вычисляем S_0 и e^{2S_0}

$$S_0 = 0{,}03415 \frac{0{,}715 \cdot 1{,}429 \cdot 3150}{0{,}8 \cdot 350} = 0{,}392; \quad 2S_0 = 0{,}784.$$

По табл. III.3 находим $e^{0{,}784} = 2{,}1902$.

Рассчитываем $p_з$ по формуле (III.23)

$$p_з = \sqrt{169^2 \cdot 2{,}1902 + \frac{1{,}377 \cdot 0{,}025 \cdot 0{,}64 \cdot 350^2 \cdot 298{,}5^2 \cdot 1{,}1902}{1{,}429 \cdot 25\,355}} = 265{,}5 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем $p_{ср}$ по полученному $p_з$

$$p_{ср} = (169 + 265{,}5)/2 = 217{,}2 \text{ кгс/см}^2.$$

Сравнивая с принятым, находим, что разница составляет 0,3%, т. е. меньше погрешности образцового манометра.

Забойное давление в скважинах, в продукции которых содержится много жидкости и наблюдается значительный перепад температуры в стволе, определяется по формуле

$$p_з = \sqrt{p_г^2 \left(\frac{T_з}{T_у}\right)^{2S_1} + \frac{1{,}377\lambda z_{ср}^2 T_у^2 \bar{\rho} Q_{см}^2}{d_{вн}^5 (\bar{\rho}\rho - 29{,}27\alpha z_{ср})}\left[\left(\frac{T_з}{T_у}\right)^{2S_1} - \left(\frac{T_з}{T_у}\right)^2\right]}, \qquad (III.25)$$

$$\alpha = (T_з - T_у)/L, \quad S_1 = 0{,}03415 \frac{\bar{\rho}\rho}{\alpha z_{ср}}. \qquad (III.26)$$

Остальные обозначения те же, что и в формуле (III.23).

Пример. Рассчитать с учетом изменения температуры забойное давление в скважине для условий предыдущего примера, принимая $T_у = 330$ К; $T_з = 370$ К.

Порядок расчета описан в предыдущем примере, из него же берем расчетные величины, не зависящие от изменения температуры: $Q_{см} = 298{,}5$ тыс. м³/сут; $\rho = 1{,}429$.

$$\alpha = (370 - 330)/3150 = 0{,}0127;$$

$$S_1 = 0{,}03415 \cdot 0{,}715 \cdot 1{,}429/0{,}8 \cdot 0.0127 = 3{,}434; \quad 2S_1 = 6{,}868;$$

$$\left(\frac{T_з}{T_у}\right)^{2S_1} = \left(\frac{370}{330}\right)^{6{,}868} = 2{,}192; \quad \left(\frac{370}{330}\right)^2 = 1{,}257;$$

$$p_з = \sqrt{169^2 \cdot 2{,}192 + \frac{1{,}377 \cdot 0{,}025 \cdot 330^2 \cdot 0{,}715 \cdot 298{,}5^2 \cdot 0{,}64\,(2{,}192 - 1{,}257)}{25\,355\,(0{,}715 \cdot 1{,}429 - 29{,}27 \cdot 0{,}0127 \cdot 0{,}8)}} =$$

$$= 265{,}2 \text{ кгс/см}^2.$$

Без учета изменения температуры по стволу получено $p_з = 265{,}5$ кгс/см². Как видим, перепад температуры в 40 К практически не влияет на точность расчета забойного давления.

III.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ЗАБОЙНОМ ОБОРУДОВАНИИ

При определении забойного давления в работающих скважинах (особенно в высокодебитных с небольшой депрессией на пласт), оборудованных пакером, клапаном-отсекателем и др., необходимо учесть потери, вызванные наличием этого оборудования. Конструктивные особенности применяемых отечественных и импортных пакеров, и клапанов-отсекателей позволяют определить потери, возникающие в них, как потери давления при прохождении газа через отрезок трубы или диафрагму.

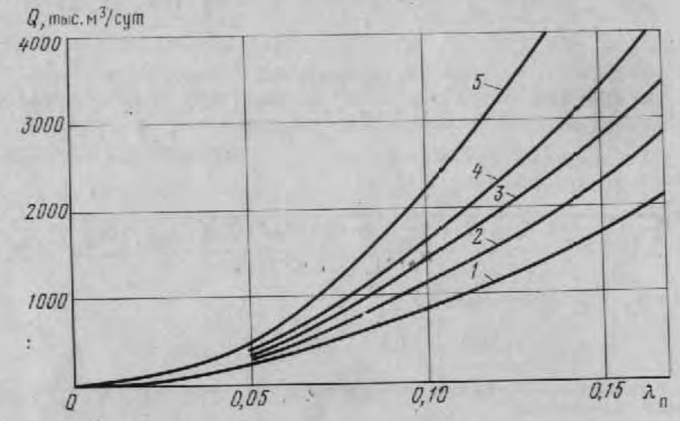


Рис. III.3. Зависимость $\lambda_п$ от дебита скважины и диаметра проходного сечения пакера.
Диаметр проходного сечения, мм: *1* — 32; *2* — 44; *3* — 54; *4* — 65; *5* — 88,6

I. Потери давления, связанные с наличием на забое скважины пакера, определяются по формуле

$$p = p_1 - p_2, \qquad (III.27)$$

где

$$p_1 = \sqrt{p_y^2 e^{2(S_т + S_п)} + (\theta_т e^{2S_п} + 0_п) Q^2};$$

$$p_2 = \sqrt{p_y^2 e^{2S_т} + \theta_т Q^2};$$

$$\theta_т = 1{,}377 \lambda_т \frac{(z_{ср}^2 T_{ср}^2)_т}{d_т^5} (e^{2S_т} - 1);$$

$$\theta_п = 1{,}377 \lambda_п \frac{(z_{ср}^2 T_{ср}^2)_п}{d_п^5} (e^{2S_п} - 1);$$

$$2S_т = 0{,}0683 \bar{\rho} L_т / (z_{ср} T_{ср})_т;$$

$$2S_п = 0{,}0683 \bar{\rho} L_п / (z_{ср} T_{ср})_п;$$

p_1, p_2 — соответственно давления до и после пакера, кгс/см²; индексы «т» и «п» относятся соответственно к фонтанным трубам и пакеру. Параметры $\bar{\rho}$, $L_т$, $L_п$, $z_{ср}$, $T_{ср}$, $\lambda_т$ определяются так же, как и в п. III.3. Значения $\lambda_п$ для проходного сечения пакера различных диаметров приведены на рис. III.3.

Пример. Определить потери давления в пакере при исходных данных: p_y = = 100 кгс/см²; $t_y = 30$ °С; $L_т = 1000$ м; $L_п = 2{,}5$ м; $\bar{\rho} = 0{,}6$; $t_L = 35$ °С; $d_т = 63{,}5$ мм; $z = 1$; $Q = 500$ тыс. м³/сут.

При $d_п = 32$ мм

$$2S_п = 0{,}0683 \cdot 0{,}6 \cdot 2{,}5/305 \cdot 1 = 0{,}000336;$$

$$2S_т = 0{,}0683 \cdot 0{,}6 \cdot 1000/0{,}9 \cdot 305 = 0{,}1495;$$

$$0_т = 1{,}377 \cdot 0{,}0151 \frac{0{,}81 \cdot 90\,000}{9160} 0{,}1622 = 0{,}0268;$$

$$\theta_п = 1{,}377 \cdot 0{,}0815 \frac{1 \cdot 93\,000}{335} 0{,}0004 = 0{,}0125;$$

$$p_1 = \sqrt{10\,000 \cdot 1{,}1622 + (0{,}0268 + 0{,}0125)\, 500^2} = 146{,}4 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_2 = \sqrt{10\,000 \cdot 1{,}1622 + 0{,}0268 \cdot 500^2} = 135{,}3 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\Delta p = 11{,}1 \text{ кгс/см}^2.$$

При $d_п = 44$ мм

$$\theta_п = 1{,}377 \cdot 0{,}0685 \frac{1 \cdot 93\,000}{1649} 0{,}0004 = 0{,}00212;$$

$$p_1 = \sqrt{10\,000 \cdot 1{,}1622 + (0{,}0268 + 0{,}0021)\, 500^2} = 137{,}3 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\Delta p = 137{,}3 - 135{,}3 = 2 \text{ кгс/см}^2.$$

II. Потери давления в клапанах-отсекателях типов А-3 и А-4 фирмы «Camco» определяются как разность между давлениями до (p_1) и после (p_2) клапана по формуле (III.27).

Если известно p_2, которое, как правило, определяется по устьевым замерам расчетным путем, то величину p_1 вычисляют по формуле

$$p_1 = p_2 + Q^2/p_2 c^2, \qquad (III.28)$$

где Q — дебит скважины, тыс. м³/сут; c — коэффициент расхода клапана, определяемый из рис. III.4.

Если известно p_1, как правило, определяемое по устьевому давлению в затрубном пространстве, то p_2 вычисляют по формуле

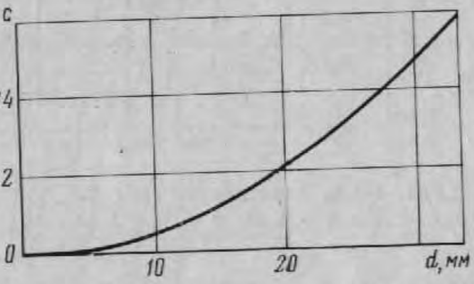


Рис. III.4. Зависимость коэффициента расхода от диаметра для клапана типа А-3, А-4

$$p_2 = p_1 + \sqrt{p_1^2 - 4Q^2/c^2}/2. \qquad (III.29)$$

Пример. Определить потери давления в клапане-отсекателе типа А при p_1 = = 100 кгс/см², $Q = 300$ тыс. м³/сут.

При $d_к = 19{,}05$ мм из рис. III.4 находим $c = 11{,}707$.

$$p_2 = \frac{100 + \sqrt{10\,000 - 4 \cdot 300^2/11{,}707^2}}{2} = 92{,}9 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\Delta p = 100 - 92{,}9 = 7{,}1 \text{ кгс/см}^2.$$

При $d_к = 33{,}34$ мм из рис. III.4 находим $c = 34{,}8$.

$$p_2 = \frac{100 + \sqrt{10\,000 - 4 \cdot 300^2/34{,}8^2}}{2} = 99{,}25 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\Delta p = 100 - 99{,}25 = 0{,}75 \text{ кгс/см}^2.$$

III. Потери давления на забое скважины, оборудованной клапаном-отсекателем типа А-6, определяются по формуле

$$\Delta p = (1 - r)\, p_1, \qquad (III.30)$$

где $r = p_2/p_1$ — отношение давления после клапана к давлению до клапана и определяется в зависимости от S

$$S = \sqrt{\frac{k}{k-1}\left(r^{2/k} - r^{1+1/k}\right)}\ . \qquad \text{(III.31)}$$

Здесь k — показатель адиабаты.

Зависимость r от S для различных значений показателя адиабаты k приведена на рис. III.5.

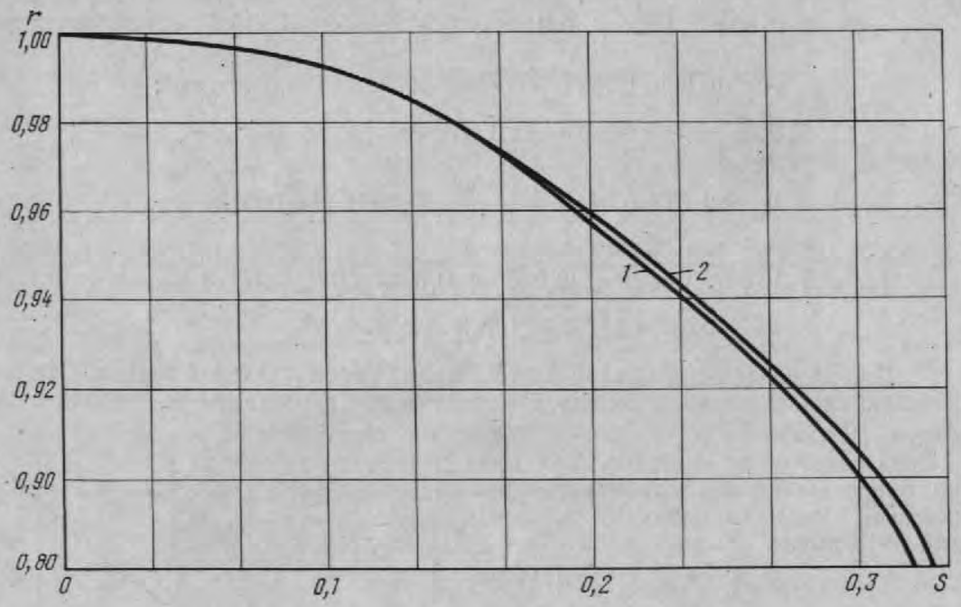


Рис. III.5. Зависимость r от S.
1 — при $k = 1{,}27$; *2* — при $k = 1{,}50$

Величина S определяется по формуле

$$S = 0{,}02\ \frac{Q\sqrt{\bar{\rho} z_{ср} T_{ср}}}{p_1 F}\ , \qquad \text{(III.32)}$$

где Q — дебит скважины, тыс. м³/сут, при $t = 20°$ С и $p = 1{,}03$ кгс/см²; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; z — коэффициент сверхсжимаемости при $(p_1 + p_2)/2$ и $(T_1 + T_2)/2$; при практических расчетах z можно определить при давлении и температуре до клапана (p_1 и T_1) или после клапана (p_2, T_2;); $T_{ср} = (T_1 + T_2)/2$, К; $F = \pi d^2/4$ — площадь проходного сечения штуцера клапана, см²; d — диаметр штуцера, см.

Пример. Определить потери давления в клапане типа А-6 с диаметром штуцера 2,125 мм при $Q = 2140$ тыс. м³/сут, если $p_1 = 188{,}4$ кгс/см²; $t = 54{,}4$ °С; $\bar{\rho} = 0{,}722$.

Вычислим

$$F = \frac{\pi}{4}(2{,}125 \cdot 2{,}54)^2 = 22{,}89 \text{ см}^2, \text{ примем } z = 1.$$

$$T = 273 + 54{,}4 = 327{,}4 \text{ К};$$

$$S = 0{,}02\ \frac{2140\sqrt{0{,}722 \cdot 1 \cdot 327{,}4}}{188 \cdot 4 \cdot 22{,}89} = 0{,}1525.$$

Зная, что $S = 0{,}152$, из рис. III.5 определяем $r = 0{,}976$. Тогда потери давления будут:

$$\Delta p = 188{,}4\,(1 - 0{,}976) = 4{,}52 \text{ кгс/см}^2.$$

IV. Потери давления в клапане типа RKD. Предохранительный клапан типа «RKD» работает под действием давления зарядки напорной камеры клапана. Давление зарядки зависит от давления на глубине установки клапана $p_{Lк}$ и задаваемого давления срабатывания (закрывания). Давление на глубине установки клапана $p_{Lк}$ можно определить по барометрической формуле или приближенно по формуле

$$p_{Lк} = p_у\,(L_к \cdot 0{,}82 \cdot 10^{-4} + 1), \qquad \text{(III.33)}$$

где L — глубина установки клапана, м; $p_у$ — устьевое давление, кгс/см².

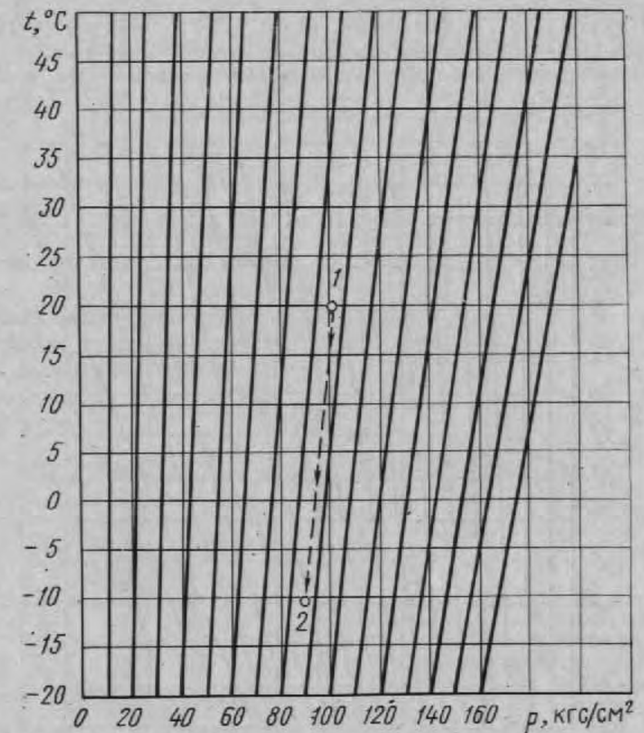


Рис. III.6. График для определения давления зарядки клапана азотом

Давление срабатывания $p_{з.к}$ выбирают по необходимому проценту снижения давления на глубине установки клапана $p_{Lк}$. Например, если принять давление срабатывания равным 10% снижения $p_{Lк}$, то $p_{з.к} = p_{Lк}\,(1 - 0{,}1)$. Если требовалось бы закрытие клапана при снижении $p_{Lк}$ на 20%, то $p_{з.к} = p_{Lк}\,(1 - 0{,}2)$ и т. д.

Зная давление срабатывания клапана, определяют давление зарядки напорной камеры на глубине установки клапана по формуле

$$p_{зар\,L} = p_{з.к}\alpha + 8, \qquad \text{(III.34)}$$

где α — объемный коэффициент напорной камеры, равный 0,9665.

Пересчет полученного давления зарядки клапана с условий рабочей глубины на поверхностные условия проводится с помощью графиков, показанных на рис. III.6 (при зарядке азотом) и на рис. III.7 (при зарядке природным газом). Для определения давления зарядки клапана на устье с использованием рис. III.6, III.7 должны быть известны давление и температура на рабочей глубине клапана, температура зарядки на устье и применяемый для зарядки газ (азот или природный газ).

Пример. Определить давление зарядки клапана на устье азотом при $L = 1000$ м, $p_у = 100$ кгс/см², $t_L = 20$ °С, $t_у = -10$ °С, давление срабатывания клапана при 10%-ном снижении $p_{Lк}$.

По формуле (III.33) определяем

$$p_{Lк} = 100\,(1000 \cdot 0{,}82 \cdot 10^{-4} + 1) = 108{,}2 \text{ кгс/см}^2.$$

Тогда

$$p_{з.к} = p_{Lк}\,(1 - 0{,}1) = 108{,}2\,(1 - 0{,}1) = 97{,}38 \text{ кгс/см}^2.$$

Давление зарядки на рабочей глубине определяем по формуле (III.34):

$$p_{зар\,L} = 97{,}38 \cdot 0{,}9665 + 8 = 102{,}12 \text{ кгс/см}^2.$$

На рис. III.6 при $p_{зар\,L} = 102{,}12$ кгс/см² и $t_2 = 20$ °С находим точку *1*. От этой точки параллельно ближайшим кривым опускаемся до линии $t = -10$° С и находим точку *2*. Из точки *2* по вертикали спускаемся до оси абсцисс и находим $p_{зар.у} = 90$ кгс/см².

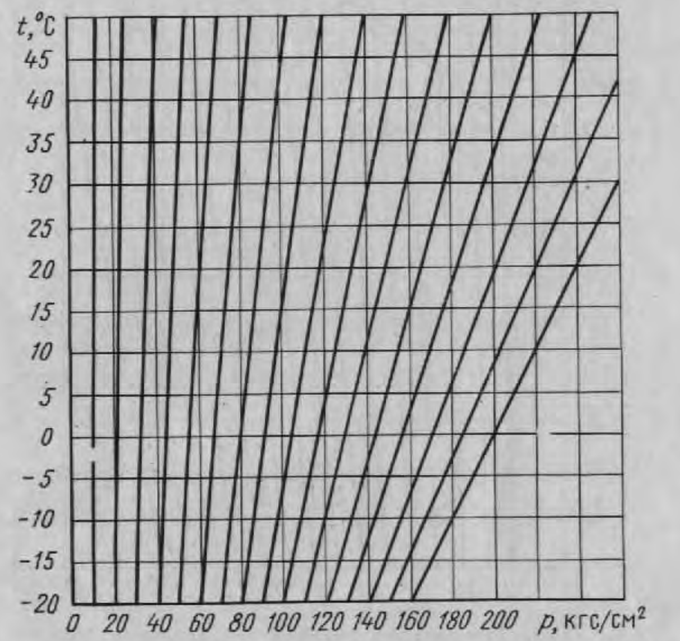


Рис. III.7. График для определения давления зарядки клапана природным газом

Основные потери давления в клапане типа «RKD» связаны с сужением проходного сечения седла клапана. Поэтому потери давления оценивают исходя из значения коэффициента сопротивления седла клапана. Коэффициент пропорциональности между разностью квадратов давлений до клапана p_1^2 и после него p_2^2 (т. е. между Δp^2) и квадратом дебита скважины равен $c = 16{,}8 \cdot 10^{-5}$.

Пример. Определить потери давления в клапане типа «RKD» при $p_2 = 100$ кгс/см² и $Q = 2000$ тыс. м³/сут.

$$p_1^2 = p_2^2 + cQ^2 = 10\,000 + 16{,}8 \cdot 10^{-5} \cdot 4 \cdot 10^6 = 10\,672;$$

$$p_1 = 103{,}3 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\Delta p = 103{,}3 - 100 = 3{,}3 \text{ кгс/см}^2.$$

V. Потери давления на предохранительном клапане типа «RKA-03»

Принцип действия предохранительного клапана типа «RKA-03» идентичен принципу действия клапана-отсекателя типа А фирмы «Camco». Конструктивная особенность «RKA-03» позволяет изменять его проходное сечение путем смены диафрагм от 25 до 52 мм. Каждая из диафрагм имеет соответствующий ей коэффициент пропорциональности между перепадом давления Δp и квадратом дебита

скважины. Значение этих коэффициентов для различных диаметров диафрагм d и входного давления газа в клапан p_1 показано на рис. III.8 и выражается зависимостью

$$\xi_{RKA} = \Delta p / Q^2, \tag{III.35}$$

где $\Delta p = p_1 - p_2$ — перепад давления, кгс/см²; Q — дебит газа, тыс. м³/сут.

Связь между коэффициентом ξ_{RKA} для RKA-03 с $\xi_{A\text{-}3,\ A\text{-}4}$ для клапанов-отсекателей типа А выражается формулой

$$\xi_{RKA} = 1/p_2 \xi^2_{A\text{-}3,\ A\text{-}4}, \tag{III.36}$$

где p_2 — давление над диафрагмой, кгс/см²; $\xi_{A\text{-}3,\ A\text{-}4}$ коэффициент расхода клапанов типа А-3, А-4, определяемый по рис. III.4. Согласно (III.35) потери давления на клапанах типа «RKA-03» определяются по формуле

$$\Delta p = \xi Q^2,$$

где ξ — коэффициент пропорциональности, определяемый по рис. III.8 в зависимости от диаметра диафрагмы и входного давления газа; Q — дебит скважины, тыс. м³/сут. Для заданного дебита чем больше диаметр диафрагмы, тем меньше потери давления. При известном давлении над клапаном p_2, давление под клапаном p_1 определяется по формуле

$$p_1 = p_2 + \Delta p.$$

Пример Определить потери давления в скважине, оборудованной клапаном RKA-03 с диаметром диафрагмы $d = 33{,}34$ мм при $p_1 = 100$ кгс/см² и $Q = 906$ тыс. м³/сут. Величину ξ определяем путем интерполяции данных кривых *3* и *4* (см. рис. III.8). Для $p_1 = 100$ кгс/см² и $d = 33{,}34$ мм $\xi = 0{,}872 \cdot 10^{-5}$.

$$\Delta p = 0{,}872 \cdot 10^{-5} \cdot 906^2 = 7{,}2 \text{ кгс/см}^2.$$

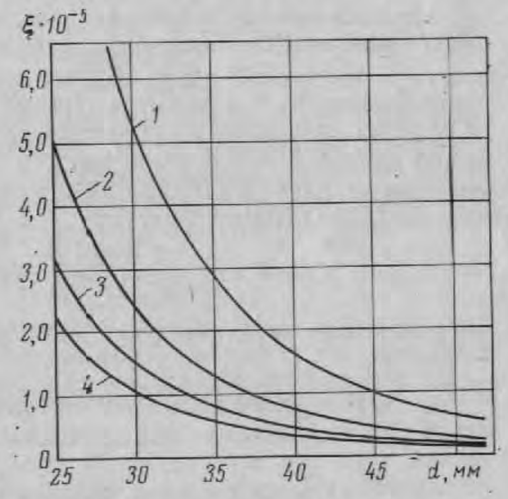


Рис. III.8. Зависимость коэффициента пропорциональности между перепадом давлений до и после клапана от квадрата дебитов для различных диафрагм.

p_1, кгс/см²: *1* — 30; *2* — 60; *3* — 90; *4* — 120

Для клапана А-4 потери давления при приведенных исходных данных

$$p_2 = \frac{100 + \sqrt{100^2 - 4\,\dfrac{906^2}{34{,}8^2}}}{2} = 92{,}6;$$

$$\Delta p = 100 - 92{,}6 = 7{,}4 \text{ кгс/см}^2,$$

что показывает близость потерь при одинаковых условиях для клапанов различных типов.

VI. Потери давления на предохранительном клапане типа «MOX» 22MOX38150 фирмы «OTUS». Предохранительный клапан типа «MOX» извлекают на тросе. Он предназначен для закрытия скважины при аварии на устье или повреждении фонтанных труб выше клапана.

Конструктивная особенность клапана типа «MOX» позволяет изменить его проходное сечение, следовательно, и условия срабатывания путем смены размера штуцера. Условия закрытия клапана связаны с диаметром и длиной штуцера, размеры которого определяются по номограмме. Предохранительный клапан 22MOX38150 имеет наружный диаметр 95 мм, внутренний диаметр без штуцера 90,8 мм и длину 396 мм. В нем можно установить штуцеры следующих размеров:

$$d = 15{,}08 + 0{,}794n, \text{ мм}, \tag{III.37}$$

где n — целое число, меняющееся от 0 до 31.

Потери давления на клапане 22MOX38150 определяются по формуле

$$\Delta p = p_1 - p_2 = 0{,}6284 \cdot 10^{-3} \frac{\bar{\rho} T_1}{d^4 p_1} Q^2 = kQ^2, \qquad \text{(III.38)}$$

где k — коэффициент пропорциональности; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; T_1 — температура газа под клапаном, К; d — диаметр штуцера, см; p_1 — давление под клапаном, кгс/см²; Q — дебит, тыс. м³/сут.

Пример. Определить потери давления на клапане 22MOX38150 с диаметром штуцера $d = 2{,}54$ см при $Q = 430$ тыс. м³/сут; $p_1 = 100$ кгс/см²; $T_1 = 303$ К; $\bar{\rho} = 0{,}6$.

$$\Delta p = 0{,}6284 \cdot 10^{-3} \frac{0{,}6 \cdot 303}{(2{,}54)^4 100} 430^2 = 0{,}2744 \cdot 10^{-4} \cdot 430^2 = 5 \text{ кгс/см}^2.$$

Из приведенного примера видно, что при аналогичных условиях коэффициент пропорциональности c_{RKA} клапана «RKA-03», определяемый по рис. III.8, при $p_1 = 100$ кгс/см² и $d = 25{,}4$ мм полностью совпадает с коэффициентом пропорциональности k в формуле (III.38).

Сопоставим потери на клапане 22MOX38150 при $d = 3{,}334$ см; $p_1 = 100$ кгс/см²; $\bar{\rho} = 0{,}6$; $T_1 = 290$ К и $Q = 906$ тыс. м³/сут с потерями, получаемыми на клапане «RKD» при аналогичных данных. Согласно (III.38) потери на клапане 22MOX38150 будут:

$$\Delta p = 0{,}6284 \cdot 10^{-3} \frac{0{,}6 \cdot 293}{(3{,}334)^4 100} 906^2 = 0{,}894 \cdot 10^{-5} \cdot 902^2 = 7{,}3 \text{ кгс/см}^2,$$

что показывает практическую однозначность потерь давления во всех клапанах.

III.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

Для различных расчетов, связанных с подсчетом запасов газа и проектированием разработки газовых и газоконденсатных месторождений, необходимо знать распределение температуры газа по стволу скважины. Изменение температуры в остановленной и работающей скважине помимо непосредственных замеров можно определить аналитическим путем.

III.6.1. Распределение температуры в остановленной скважине

Распределение температуры в остановленной скважине следует определять после длительной консервации жидкостью. Как правило, распределение температуры в простаивающей скважине определяется непосредственным замером.

Для практических расчетов изменение температуры с глубиной можно определить по формуле

$$t_x = t_{пл} - \Gamma (L - x), \qquad \text{(III.39)}$$

где t_x — температура на глубине x, °С; $t_{пл}$ — температура пласта с глубиной залегания L, °С; Γ — средний геотермический градиент, град/м, определяемый по формуле

$$\Gamma = (t_{пл} - t_{н.с})/(L - h_{н.с}). \qquad \text{(III.40)}$$

Здесь $t_{н.с}$ — температура нейтрального слоя, °С; $h_{н.с}$ — глубина нейтрального слоя, м.

При наличии зоны многолетней мерзлоты геотермический градиент определяется по формуле

$$\Gamma = (t_{пл} - t_м)/(L - h_м), \qquad \text{(III.41)}$$

где $t_м$ — температура мерзлого грунта, °С; $h_м$ — глубина нижней границы мерзлоты, м.

Формула (III.41) используется для определения геотермического градиента только до нижней границы зоны многолетней мерзлоты.

В зоне многолетней мерзлоты геотермический градиент можно оценить по формуле

$$\Gamma_м = (t_м - t_{н.с})/(h_м - h_{н.с}). \qquad \text{(III.42)}$$

III.6.2. Изменение температуры в призабойной зоне работающей скважины

Перепад температуры в пласте при работе скважины определяется по формуле

$$\Delta t = t_{пл} - t_з = D_i (p_{пл} - p_з) \frac{\lg \left[1 + \frac{GC_p\tau}{\pi H C_п R_с^2}\right]}{\lg \frac{R_к}{R_с}}, \qquad \text{(III.43)}$$

где $t_{пл}$, $t_з$ — соответственно пластовая и забойная температура, °С; D_i — коэффициент Джоуля—Томсона в пласте, °С/(кгс/см²); $R_к$, $R_с$ — радиусы контура и скважины соответственно, м; $p_{пл}$, $p_з$ — соответственно пластовое и забойное давление, кгс/см²; H — перфорированная мощность пласта, м; G — массовый расход газа, кг/ч; при известном объемном расходе определяется по формуле

$$G = 54\bar{\rho}Q; \qquad \text{(III.44)}$$

$\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; Q — объемный расход газа, тыс. м³/сут (при 0° С); C_p — теплоемкость газа в пластовых условиях, ккал/кг·°С; определяется согласно п. II.7; τ — время работы скважины с начала эксплуатации, ч; $C_п$ — объемная теплоемкость горных пород, ккал/м³·°С.

Теплоемкость горных пород $C_п$ в целом изменяется незначительно и для сухих пород колеблется от 0,18 до 0,20 ккал/кг·°С. Насыщение влагой приводит к увеличению теплоемкости пород. Для практических расчетов с учетом насыщения пород влагой $C_п$ принимается равной 0,3 ккал/кг·°С, или 700 ккал/м³·°С.

III.6.3. Распределение температуры в стволе работающей скважины при отсутствии зоны многолетней мерзлоты

Температура газа в стволе работающей скважины на глубине x определяется по формуле

$$t_x = t_{пл} - \Gamma x - \Delta t e^{-\alpha x} + \frac{1 - e^{-\alpha x}}{\alpha} \left[\Gamma - \frac{D_i (p_з - p_x)}{x} - \frac{A}{C_p}\right], \qquad \text{(III.45)}$$

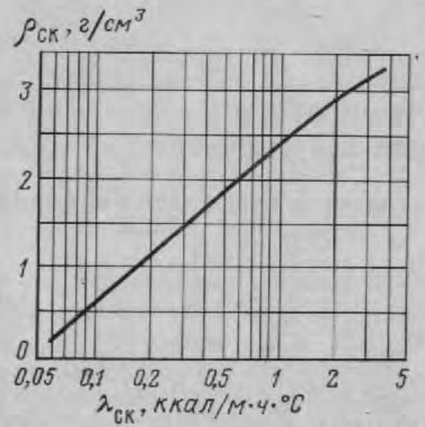
где t_x — температура газа на глубине x при отсчете от середины интервала перфорации, °С; Δt — перепад температуры в пласте, определяемый по формуле (III.43), °С; Γ — средний геотермический градиент на участке от 0 до x, °С; D_i — дифференциальный коэффициент Джоуля—Томсона в стволе скважины, °С/(кгс/см²), определяемый по графикам, приведенным в п. II.8; p_x — давление на глубине x при отсчете от середины интервала перфорации, кгс/см²; A — термический эквивалент работы, 1/427 ккал/кг·м; C_p — средняя теплоемкость газа при $p_{ср} = (p_з + p_x)/2$, ккал/кг·°С; α — коэффициент, определяемый по формуле

$$\alpha = 2\pi\lambda_п / GC_p f(\tau). \qquad \text{(III.46)}$$

Здесь λ — теплопроводность горных пород, ккал/м·ч·°С; $f(\tau)$ — безразмерная функция времени

$$f(\tau) = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_п\tau}{C_п R_с^2}}\right). \qquad \text{(III.47)}$$

Теплопроводность горных пород, так же как и теплоемкость, зависит не только от свойств самих пород, но и от насыщенности влагой. Теплопроводность пород определяется по рис. III.9 в зависимости от плотности сухого скелета.



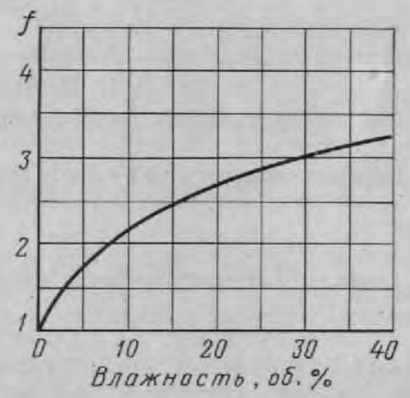


Рис. III.9. Зависимость теплопроводности сухого скелета горных пород от их плотности

Рис. III.10. Поправочный коэффициент для определения теплопроводности влажных горных пород

Влияние влажности на коэффициент теплопроводности учитывается путем умножения $\lambda_{ск}$ на поправочный коэффициент f, определяемый по рис. III.10. При определении влияния поправочного коэффициента f на влажность объемный процент влажности принимается равным пористости породы.

Средневзвешенный коэффициент теплопроводности, определяемый для каждого из интервалов, по разрезу вычисляется по формуле

$$\lambda_п = \sum_{i=1}^{n} \lambda_{пi} h_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} h_i, \quad (III.48)$$

где $\lambda_{пi}$ — теплопроводность отдельных интервалов, отличающихся по литологическому составу; h_i — мощности отдельных интервалов.

Рис. III.11. Теплопроводность глины в зависимости от глубины залегания

Значения коэффициента $\lambda_{пi}$ для отдельных пород, часто используемые в расчетах, приведены ниже.

Гранит	1,6—1,8	Песок кварцевый	0,3
Доломит	2,0	Сланец глинистый	2,1
Известняк	1,6—2,0	Соль каменная	5,4—6,0
Лед	1,8—2,0	Сталь	40—45
Мел	0,8	Цементный камень	0,8—1,2

Теплопроводность глин в зависимости от глубины залегания показана на рис. III.11.

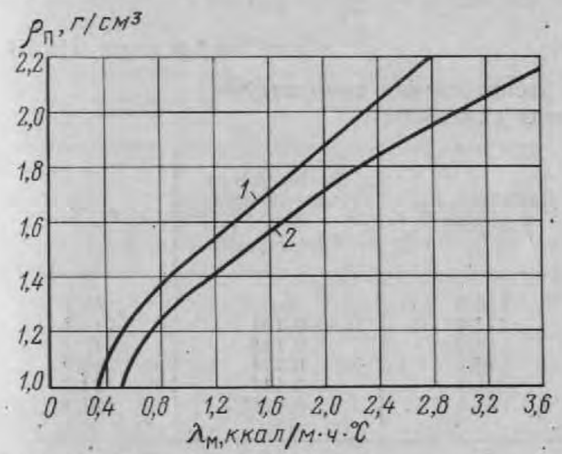
III.6.4. Распределение температуры в стволе работающей скважины при наличии в разрезе зоны многолетней мерзлоты

Распределение температуры в стволе работающей скважины при наличии в разрезе зоны многолетней мерзлоты определяется формулой (III.45) в интервале от забоя до начала зоны многолетней мерзлоты.

Температура газа при входе в зону многолетней мерзлоты рассчитывается по формуле

$$t_{0м} = t_{пл} - Гx_{0м} - \Delta te^{-\alpha x_{0м}} + \frac{1 - e^{-\alpha x_{0м}}}{\alpha}\left[Г - \frac{D_i\,(p_з - p_{x_{0м}})}{x_{0м}} - \frac{A}{C_р}\right], \quad (III.49)$$

где $t_{0м}$ — температура при входе в зону многолетней мерзлоты, °С; $x_{0м}$ — расстояние от середины интервала перфорации до начала зоны мерзлоты, м; $Г$ — геотермический градиент, определяемый по формуле (III.41), °С/м; остальные обозначения прежние.



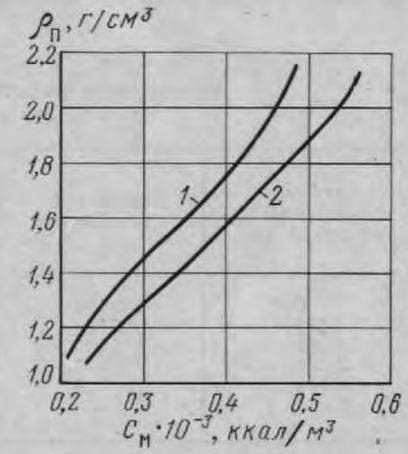


Рис. III.12. Зависимость теплопроводности мерзлых грунтов от плотности.
1 — глина; 2 — песчаник

Рис. III.13. Зависимость теплоемкости мерзлых грунтов от плотности.
1 — глина; 2 — песчаник

В пределах зоны многолетней мерзлоты распределение температуры в стволе скважины описывается формулой

$$t_x = t_{0м} - Г_м x + \frac{1 - e^{-\alpha_м x}}{\alpha_м}\left[Г_м - \frac{D_i\,(p_{x_{0м}} - p_x)}{x} - \frac{A}{C_р}\right]\beta, \quad (III.50)$$

где t_x — температура газа на расстоянии x при отсчете от начала многолетней мерзлоты снизу вверх, °С; $Г_м$ — геотермический градиент, определяемый по формуле (III.42); x — переменная координата от начала зоны мерзлоты, снизу вверх, м; $p_{x_{0м}}$ — давление при входе в зону мерзлоты, кгс/см²; p_x — давление на глубине x при отсчете от начала зоны многолетней мерзлоты снизу вверх, кгс/см².

Коэффициент $\alpha_м$ определяется из выражения

$$\alpha_м = 2\pi\lambda_м / GC_р f(\tau), \quad (III.51)$$

а функция $f(\tau)$ — по формуле

$$f(\tau) = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{\pi\tau\lambda_м}{C_м R_с^2}}\right). \quad (III.52)$$

Здесь $\lambda_м$ — теплопроводность мерзлых грунтов, ккал/м·ч·°С (рис. III.12), а $C_м$ — их теплоемкость, ккал/м³ (рис. III.13); β — безразмерный коэффициент, учитывающий изменяющуюся скорость теплообмена при наличии отрицательных температур, может приближенно оцениваться в зависимости от температуры мерзлых грунтов по формуле

$$\beta = \frac{1}{t_{с.г}^2}(t_м - t_{с.г})^2,$$

где $t_м$ — средняя температура мерзлого или талого грунта в зоне многолетней мерзлоты, °С; $t_{с.г}$ — среднегодовая температура поверхности почвы, °С.

Пример. Определить распределение температуры по стволу скважины, работающей с дебитом $Q = 1200$ тыс. м³/сут, при следующих исходных данных: $t_{пл} = 137$ °С; $p_{пл} = 261{,}6$ кгс/см²; $p_з = 221{,}4$ кгс/см²; $H = 50$ м; $R_к = 500$ м; $R_с = 0{,}1$ м; $\bar{\rho} = 0{,}6$; $\tau = 8700$ ч; $\Gamma = 0{,}0325$ °С/м. Теплоемкость пород $C_п$ принимается равной 700 ккал/м³·°С; $\lambda_п = 2{,}3$ ккал/м·ч·°С. Масса киломоля газа равна 17,43 кг/кмоль.

Расчет проведен для глубин $L = 400$, 1400, 2400, 3400 м (устье скважины), считая от середины интервала перфорации.

Результаты расчетов приведены в табл. III.10. Ниже приводится порядок расчета для одного участка ($L = 400$ м).

Таблица III.10

Результаты расчета распределения температуры по стволу скважины

Глубина скважины от устья, м	Расстояние от забоя, м	Давление p_x, кгс/см²	Коэффициент дросселирования D_i, °С/(кгс/см²)	t, °С
0	3400	159,0	—	99,3
1000	2400	177,0	0,191	111,8
2000	1400	195,6	0,128	121,7
3000	400	214,0	0,124	129,1
3400	0	221,4	0,114	131,3
Пласт	—	261,6	0,0972	137,0

Определяем по методике п. III.3. давление на глубине 400 м от забоя

$$p_{400} = 214 \text{ кгс/см}^2.$$

Рассчитываем согласно п. II.7 теплоемкость $C_р$ для

$$p_{ср} = (p_{пл} + p_з)/2 = 246{,}5 \text{ кгс/см}^2$$

и начальной температуры $t_{пл} = 137$ °С

$$C_р = 753 \text{ ккал/кг·°С}.$$

Определяем согласно п. II.8 $D_i = 0{,}0972$ °С/(кгс/см²).

По формуле (III.43) рассчитываем

$$\Delta t = 0{,}0972\,(261{,}6 - 221{,}4)\,\frac{\lg\left[1 + \dfrac{54 \cdot 0{,}6 \cdot 1200 \cdot 0{,}753 \cdot 8700}{3{,}14 \cdot 50 \cdot 700 \cdot 0{,}01}\right]}{\dfrac{500}{0{,}1}} = 5{,}7° \text{ С},$$

$$t_з = 137 - 5{,}7 = 131{,}3 \text{ °С}.$$

По формуле (III.48) определяем

$$f(\tau) = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{3{,}14 \cdot 2{,}3 \cdot 8700}{700 \cdot 0{,}1}}\right) = 4{,}56.$$

По формуле (III.46) находим

$$\alpha = 6{,}28 \cdot 2{,}3 / 4{,}56 \cdot 0{,}753 \cdot 38\,800 = 0{,}000108.$$

Рассчитываем согласно п. II.7 теплоемкость для заданного интервала $C_р = 13{,}025$ ккал/кмоль·°С. Для удобства дальнейших расчетов переводим $C_р$ в ккал/кг·°С, для этого полученную величину делим на массу киломоля M.

$$C_р = 13{,}025/17{,}43 = 0{,}747 \text{ ккал/кг·°С}.$$

Определяем коэффициент дросселирования на рассматриваемом участке ствола согласно п. II.8

$$D_i = 0{,}114 \text{ °С/(кгс/см²)}.$$

Рассчитываем температуру на глубине 400 м по формуле

$$t_{400} = 137 - 0{,}0325 \cdot 400 \cdot 5{,}7 e^{-0{,}000108 \cdot 400} +$$

$$+ \frac{1 - e^{-0{,}000108 \cdot 400}}{0{,}000108}\left[0{,}0325 - 0{,}114\,\frac{7{,}4}{400} - \frac{1}{427 \cdot 0{,}753}\right] = 129{,}1° \text{ С}.$$

ГЛАВА IV

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА

IV.1. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации, часто называемое методом установившихся отборов, базируется на связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах и позволяет определить следующее.

Зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье.

Изменение забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Количество выносимых жидких и твердых примесей на различных режимах.

Условия разрушения призабойной зоны, накопления и выноса твердых и жидких частиц с забоя скважины.

Технологический режим работы скважин с учетом различных факторов.

Коэффициент гидравлического сопротивления труб.

Эффективность таких ремонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, установка мостов, замена фонтанных труб и др.

Исследование проводится согласно заранее составленной программе работ. В зависимости от обустройства промысла подготавливают соответствующие приборы и оборудование и монтируют их на скважине согласно схемам, показанным на рис. I.1, I.2.

Освоение скважины проводится согласно положениям, приведенным в главе I. Исключение составляют только специальные исследования, как, например, исследования, проводимые для изучения влияния накопления и выноса жидкости в пласте и на забое на продуктивную характеристику скважины, влияния прорыва воды к скважине и др.

Перед началом исследований методом установившихся отборов давление на устье скважины должно быть статическим $p_{ст}$. Как правило, исследование проводится начиная от меньших дебитов к бо́льшим (прямой ход). Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии выбирается тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяется во времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрируется и полученное давление используется для определения параметров пласта.

После проведения соответствующих замеров давления на забое, на устье (в фонтанных трубах), в затрубном и межтрубном пространствах и температуры в необходимых точках, дебитов газа, жидкости и количества твердых частиц скважину закрывают. Давление в скважине начинает восстанавливаться. Процесс восстановления давления до $p_{ст}$ также фиксируется непрерывно, что позволяет при соответствующей обработке определить параметры пласта по КВД (кривой восстановления давления).

Для герметичных скважин, отвечающих требованиям Госгортехнадзора, замер давления в межколонном пространстве необязателен.

Полный цикл изменения давления во времени на одном режиме показан на рис. IV.1.

Исследование скважин проводится не менее чем на 5—6 режимах прямого и 2—3 режимах обратного хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме, и провести аналогичные замеры давления, тем

пературы, дебита газа, жидкости и твердых частиц. Весь процесс снятия индикаторной линии при стационарных режимах фильтрации показан на рис. IV.2.

При наличии жидкости в потоке газа желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом. Такой контрольный режим позволит определить наличие жидкости на забое, вынос которой был затруднен при прямом ходе в начале испытания скважины заданной конструкции.

При наличии пакера в затрубном пространстве и значительного количества влаги в потоке газа определение забойного давления по давлению на устье приводит к существенным погрешностям. В этом случае следует пользоваться глубинным манометром с местной или дистанционной регистрацией забойного давления на различных режимах. Для сравнительно сухого газа и скважины с чистым забоем забойное давление можно определить расчетным путем.

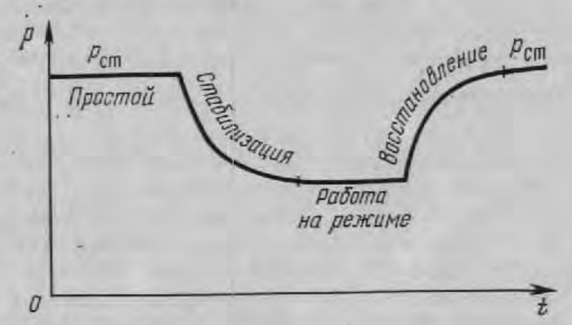


Рис. IV.1. Изменение давления при исследовании скважины на одном режиме

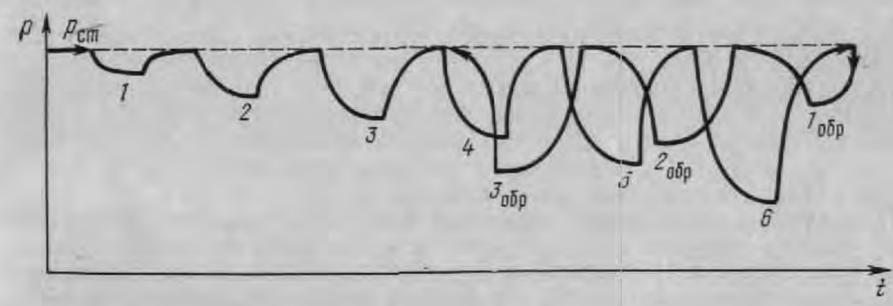


Рис. IV.2. Характерный график исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации.
Ход: $1—6$ — прямой; $1_{обр}—3_{обр}$ — обратный

При наличии значительного количества влаги в продукции забойное давление по замерам на устье скважины в фонтанных трубах определяется приблизительно с использованием соответствующих коэффициентов сопротивления с учетом количества влаги в добываемом газе.

Если скважина перед началом испытания работала, то следует ее закрывать для восстановления давления до $p_{ст}$, затем измерить давление, температуру с целью определения пластового давления.

При наличии возможности образования столба жидкости на забое необходимо пользоваться глубинным манометром.

При испытании газоконденсатных скважин для определения количества конденсата на различных режимах желательно использовать двухступенчатую сепарацию газа. Такая работа выполняется при помощи передвижных установок, если исследуемая скважина не подключена к промысловому пункту подготовки газа.

В разведочных и эксплуатационных скважинах достоверность получаемых результатов существенным образом зависит от конструкции скважины и забойного оборудования. Полный цикл испытания на стационарных режимах фильтрации можно осуществить лишь при всестороннем использовании существующих средств для испытания скважин. Поэтому на месторождениях со значительной мощностью и неоднородностью продуктивного разреза в неизученных частях залежи в отдельных разведочных и эксплуатационных скважинах фонтанные трубы следует спускать до кровли пласта.

Согласно правилам разработки в зависимости от характеристики пористой среды для текущих и специальных исследований выделяется специально оборудованная группа скважин, в которых глубина спуска фонтанных труб, оборудование забоя клапанами-отсекателями и др. не препятствует проведению дебитометрии, термометрии и других глубинных контрольно-измерительных работ.

IV.2. МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

В процессе испытания скважины на стационарных режимах измеряются дебиты газа, температура и давление на головке фонтанных труб и в затрубном пространстве. При этом давление и дебит измеряют непрерывно, начиная с момента пуска скважины до их стабилизации на каждом режиме работы. Величины их используются для обработки результатов испытания с целью построения индикаторной линии.

Уравнение притока газа к забою совершенной скважины, характеризующее зависимость потерь энергии пласта $\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)$ от дебита газа, имеет вид:

$$p_{пл}^2 - p_з^2 = aQ + bQ^2, \tag{IV.1}$$

где

$$a = \frac{116\mu z T_{пл}}{\pi k h p_{ат} T_{ст}} \ln \frac{R_к}{R_с};$$

$$b = \frac{\rho_{ст} z p_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_к}\right); \tag{IV.2}$$

a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины; $p_{пл}$, $p_з$ — соответственно пластовое и забойное давление, кгс/см²; Q — дебит газа при $p_{ат}$ и $T_{ст}$, тыс. м³/сут; μ — коэффициент динамической вязкости газа при $p_{пл}$ и $T_{пл}$, сП; k — проницаемость пласта, Д; h — эффективная мощность, м; $\rho_{ст}$ — плотность газа при $p_{ат}$ и $T_{ст}$; l — коэффициент макрошероховатости; $R_к$, $R_с$ — радиусы контура питания и скважины соответственно, м.

При обработке результатов испытания используют различные радиусы: скважины, контура питания или круговой непроницаемой границы, приведенные скважины и внешней границы возмущенной области, условные, дренажа и др. Погрешность при определении $R_к$ и $R_с$ связана с гидродинамическим несовершенством скважины, изменением геометрии забоя в процессе эксплуатации, неизвестной формой границы дренируемой зоны, неоднородностью пласта, продолжительностью работы скважин до испытания и в процессе исследования, разнодебитностью скважин и др.

При практических расчетах значение $R_с$ берется по радиусу долота, которым вскрывался продуктивный пласт. Для недеформируемых коллекторов, эксплуатируемых скважинами с открытым забоем, величина $R_с$ по долоту соответствует истинному радиусу скважины.

Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия, то $R_с$ в формуле (IV.2) надо заменить приведенным радиусом скважины $R_{с.пр} = R_с e^{-(C_1+C_2)}$, что эквивалентно замене несовершенной скважины совершенной с радиусом $R_{с.пр}$, меньшим, чем $R_с$. Для определения $R_{с.пр}$ необходимо знать коэффициенты несовершенства по степени C_1 и по характеру C_2 вскрытия.

Если в процессе эксплуатации скважины происходит разрушение пласта и вынос частиц на поверхность, то текущий радиус скважины $R_{с.т}$ можно оценить по формуле

$$R_{с.т} = \sqrt{\frac{0{,}165}{(1-m)\,h_{вс.эф}}\left(\frac{\varphi \sum Q}{100} + \frac{\pi D^2 H_п}{4}\right) + R_с^2}, \tag{IV.3}$$

где $h_{вс.эф}$ — вскрытая эффективная мощность, м; φ — средняя концентрация песка в газе, %; ΣQ — суммарный отбор газа за рассматриваемый отрезок времени, м³; m — коэффициент пористости пласта; D — диаметр колонны, мм; $H_п$ — суммарная мощность песчаных пробок за рассматриваемый отрезок времени, м.

Для получения простых расчетных формул внешняя граница влияния работы скважины принимается в виде окружности с радиусом $R_к$. Погрешность при замене фактического контура влияния скважины эквивалентной окружностью радиуса $R_к$ не очень велика.

Так, например, при замене $R_к = 750$ м на 250 и 500 м, коэффициент a изменяется на 12 и 4,5% соответственно. Как правило, $R_к$ определяют как половину расстояния между исследуемой и соседними скважинами по формуле $R_к = \frac{1}{2n}\sum_{i=1}^{n} l_i$ (где n — число соседних скважин; l_i — расстояние между i-й соседней и исследуемой скважинами) без учета неоднородности пласта, производительности (депрессии), расположения соседних скважин, а также продолжительности работы до начала и в процессе исследования соседних и испытываемой скважин и др.

При пуске каждой скважины вокруг нее образуется непрерывно растущая область распределения давления, имеющая форму логарифмических кривых, начало которых — у стенки возмущающей скважины, а конец с течением времени удаляется от нее. Внешняя граница возмущенной области служит контуром питания на данный момент времени с начальным пластовым давлением и называется приведенным радиусом влияния $R_{пр}$, который для стационарных задач заменяется на $R_к$. В однородном пласте область влияния одиночной скважины имеет форму круга. При одновременной работе с одинаковым постоянным дебитом равномерно расположенных в однородном пласте скважин образуется установившаяся область влияния, которую можно заменить эквивалентным кругом с радиусом $R_к$.

Если испытывается скважина, расположенная на неразбуренной площади, или скважина, которая окружена остановленными скважинами, в которых забойные давления восстановлены полностью, то при обработке результатов исследования испытываемой скважины величина $R_к$ заменяется на $R_{пр}$ и определяется по формуле

$$R_{пр} = R_с + 1{,}772\sqrt{\varkappa t}, \tag{IV.4}$$

где t — продолжительность работы исследуемой скважины на данном режиме, с; $\varkappa = kp_{пл}/\mu m$ — коэффициент пьезопроводности пласта (проводимости давления), характеризующий тип перераспределения давления, см²/с; k — коэффициент проницаемости, Д; m — пористость пласта; μ — коэффициент динамической вязкости, сП. Значение $\varkappa$ можно оценить по результатам промыслово-геофизических и лабораторных исследований.

Этот способ определения радиуса границы возмущенной зоны не учитывает дебит скважины.

Условным радиусом $R_{ус}$ называется расстояние от скважины до точки пласта, в которой в данный момент достигнуто заранее заданное отношение текущего пластового давления к начальному. Установлено, что $R_{ус}$ изменяется прямо пропорционально корню квадратному из пьезопроводности пласта $\varkappa$ и промежутка времени t, отсчитываемого с момента пуска скважины.

Условный радиус влияния скважины (в м) можно оценить по формуле

$$R_{ус} = \sqrt{\frac{\varkappa t}{0{,}135\,(1-\delta^2)\,\frac{kh}{\mu}\,\frac{p_н^2}{p_{ат}}\,\frac{1}{Q} + 0{,}67}}, \tag{IV.5}$$

где $p_н$, $p_{ат}$ — соответственно начальное пластовое и атмосферное давления, кгс/см²; Q — дебит газа, тыс. м³/сут; t — время работы, ч; $\delta = p_т/p_н$ — наперед заданное условное отношение текущего и начального пластового давлений.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления при движении газа в изотропном пласте к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине определяются из выражений

$$a_{\text{н}} = a^* \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + C_1 + C_2 \right);$$
$$b_{\text{н}} = b^* \left(\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} + C_3 + C_4 \right); \qquad \text{(IV.6)}$$

$$a^* = 116 \mu z p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} / \pi k h T_{\text{ст}};$$
$$b^* = \frac{\rho_{\text{ст}} z p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi^2 l h^2 T_{\text{ст}}}; \qquad \text{(IV.7)}$$

C_1, C_3 и C_2, C_4 — коэффициенты несовершенства соответственно по степени и характеру вскрытия.

Коэффициенты несовершенства по степени вскрытия C_1 и C_3 следует определять по формулам

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1-\bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{\delta}{\bar{R}_{\text{с}}}; \quad C_3 = \frac{1}{\bar{h}}, \qquad \text{(IV.8)}$$

где $\bar{h} = h_{\text{вс}}/h$ — относительное вскрытие пласта скважиной; $\delta = 1{,}6\,(1 - \bar{h}^2)$; $\bar{R}_{\text{с}} = R_{\text{с}}/h$ — относительный радиус скважины.

Значения C_1 для встречаемых в практике случаев приведены в табл. IV.1.

Для равномерно анизотропных пластов, горизонтальная и вертикальная проницаемости которых отличаются друг от друга, коэффициенты фильтрационного сопротивления несовершенной по степени вскрытия скважины определяются по формуле

$$a_{\text{н}} = \frac{a^*}{\nu} \ln \frac{\bar{R}^{\nu} - x}{\bar{h}}; \qquad \text{(IV.6a)}$$
$$b_{\text{н}} = b^* \frac{\ln \dfrac{\bar{R}^{\nu} - x}{\bar{h}}}{\bar{h}\nu \ln \bar{R}},$$

где $\nu = \sqrt{k_{\text{в}}/k_{\text{г}}}$ — параметр анизотропии; $k_{\text{в}}$, $k_{\text{г}}$ — соответственно вертикальная и горизонтальная проницаемости; $x = 1 - \bar{h}$; $\bar{R} = R_{\text{к}}/R_{\text{с}}$ — безразмерный радиус.

Коэффициенты несовершенства по степени вскрытия в анизотропных пластах определяются по формулам

$$C_1 = \frac{1}{\nu} \ln \frac{\bar{R}^{\nu} - x}{\bar{h}} - \ln \bar{R};$$
$$C_3 = (C_1 + \ln \bar{R})/\bar{h} \ln \bar{R}. \qquad \text{(IV.8a)}$$

Значительно сложнее точное определение коэффициентов несовершенства C_2 и C_4, вызванного характером вскрытия.

Величины C_2 и C_4 зависят от числа отверстий, типа перфорации, глубины и диаметра каналов, прочностных и фильтрационных характеристик пористой среды и др. При предположении сферического притока к полусфере, образующейся за цементным камнем, коэффициенты C_2 и C_4 можно оценить по формулам

$$C_2 = h/nR_0; \quad C_4 = h^2/3n^2R_0^3, \qquad \text{(IV.9)}$$

где R_0 — радиус полусферы (каверны); n — число отверстий.

Анизотропность пласта значительно увеличивает коэффициенты, обусловленные характером вскрытия. Применение формулы (IV.9) к анизотропным пластам оправдано лишь при достаточно плотной перфорации.

Таблица IV.1

Значения коэффициента C_1 (несовершенство по степени вскрытия)

$\bar{R}_{\text{с}} = R_{\text{с}}/h$	$\bar{h} = h_{\text{вс}}/h$									
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$0{,}1 \cdot 10^{-3}$	118,170	63,774	31,462	18,799	12,345	8,291	5,435	3,455	1,957	0,788
$0{,}5 \cdot 10^{-3}$	88,911	46,433	22,202	13,276	8,603	5,747	3,824	2,438	1,388	0,573
$1 \cdot 10^{-3}$	77,888	41,572	20,408	12,444	8,163	5,477	3,628	2,286	1,276	0,513
$2 \cdot 10^{-3}$	65,393	35,749	17,604	10,919	7,185	4,823	3,193	2,006	1,100	0,441
$3 \cdot 10^{-3}$	58,500	32,424	16,376	10,049	6,622	4,450	2,943	1,846	1,023	0,400
$4 \cdot 10^{-3}$	53,280	29,886	15,197	9,368	6,183	4,155	2,748	1,721	0,950	0,369
$5 \cdot 10^{-3}$	49,415	28,012	14,348	8,853	5,869	3,944	2,609	1,626	0,897	0,346
$6 \cdot 10^{-3}$	46,171	26,376	13,569	8,435	5,621	3,788	2,498	1,549	0,848	0,326
$7 \cdot 10^{-3}$	42,919	24,462	12,832	8,102	5,358	3,574	2,382	1,488	0,802	0,302
$8 \cdot 10^{-3}$	41,627	24,139	12,556	7,820	5,189	3,492	2,306	1,437	0,785	0,298
$9 \cdot 10^{-3}$	39,886	23,351	12,257	7,670	5,098	3,432	2,266	1,409	0,766	0,288
$10 \cdot 10^{-3}$	38,059	22,339	11,727	7,383	4,864	3,294	2,162	1,356	0,773	0,276

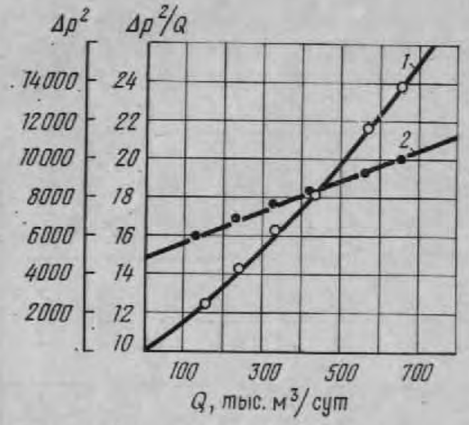


Рис. IV.3. Зависимости Δp^2 от Q (1) и $\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)/Q$ от Q (2)

Зависимость $p_{пл}^2 - p_з^2$ от Q по формуле (IV.1), называемая индикаторной линией, показана на рис. IV.3. Для определения коэффициентов a и b применяется несколько методов.

IV.2.1. Графический способ определения a и b при известном пластовом давлении

По результатам испытания скважины для каждого режима вычисляют $(p_{пл}^2 - p_з^2)/Q$, по полученным значениям строят график в зависимости от Q (см. рис. IV.3). Коэффициент a определяется как отрезок, отсекаемый полученной прямой на оси ординат, коэффициент b — как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс.

IV.2.2. Численный метод определения a и b при известном пластовом давлении

Коэффициенты a и b определяются по формулам

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{\Delta p^2}{Q} \sum_{i=1}^{n} Q - \sum_{i=1}^{n} Q \sum_{i=1}^{n} \Delta p^2}{N \sum_{i=1}^{n} Q^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} Q\right)^2}, \qquad \text{(IV.10)}$$

$$b = \frac{N \sum_{i=1}^{n} \Delta p^2 - \sum_{i=1}^{n} Q \sum_{i=1}^{n} \frac{\Delta p^2}{Q}}{N \sum_{i=1}^{n} Q^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} Q\right)^2}, \qquad \text{(IV.11)}$$

где $\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_з^2$; N — число режимов. Суммы берутся по всем измеренным значениям Δp^2 и Q.

IV.2.3. Графический метод определения a и b при неизвестном пластовом давлении

В тех случаях, когда по каким-либо причинам пластовое давление определить невозможно, результаты исследования можно обработать графическим способом в координатах:

$$\frac{p_{зi}^2 - p_{зn}^2}{Q_n - Q_i} - (Q_n + Q_i),$$

где $i = 1, 2, 3, \ldots, m$; n — порядковый номер режима; m — общее число режимов.

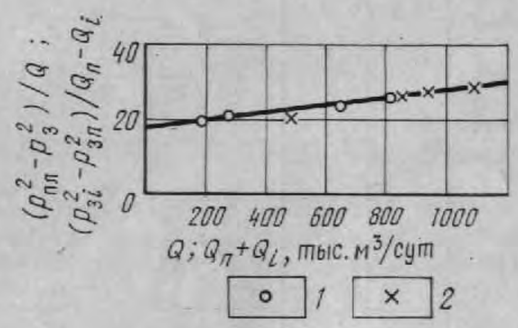


Рис. IV.4. Зависимости $\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)/Q$ от Q (1) и $\frac{p_{зi}^2 - p_{зn}^2}{Q_n - Q}$ от $(Q_n + Q_i)$ (2)

Результаты испытания, обработанные в этих координатах, располагаются по прямой (рис. IV.4), отсекающей на оси ординат отрезок, равный a, и имеющий угол наклона к оси абсцисс с тангенсом, равным b.

IV.2.4. Численный метод определения a и b при неизвестном пластовом давлении

Коэффициенты a и b при неизвестном пластовом давлении можно определить по формулам

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{p_{зi}^2 - p_{зn}^2}{Q_n - Q_i} \sum_{i=1}^{n} (Q_n + Q_i)^2 - \sum_{i=1}^{n} (Q_n + Q_i) \sum_{i=1}^{n} \frac{(p_{зi}^2 - p_{зn}^2)(Q_n + Q_i)}{Q_n - Q_i}}{N \sum_{i=1}^{n} (Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum_{i=1}^{n} (Q_n + Q_i)\right]^2},$$

(IV.12)

$$b = \frac{N \sum_{i=1}^{n} \frac{(p_{зi}^2 - p_{зn}^2)(Q_n + Q_i)}{Q_n - Q_i} - \sum_{i=1}^{n} (Q_n + Q_i) \sum_{i=1}^{n} \frac{p_{зi}^2 - p_{зn}^2}{Q_n - Q_i}}{N \sum_{i=1}^{n} (Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum_{i=1}^{n} (Q_n + Q_i)\right]^2}, \qquad \text{(IV.13)}$$

где N — число сочетаний, определенное по формуле $N = \sum(m - 1)$. По формулам (IV.12) и (IV.13) вычислять коэффициенты рекомендуется только при наличии большого числа точек (15—20), так как в противном случае точность полученных значений будет очень низкой.

Определив a и b описанными в п. IV.2.3 и IV.2.4 методами, можно вычислить пластовое давление по формуле

$$p_{пл} = \sqrt{p_з^2 + aQ + bQ^2}. \qquad \text{(IV.14)}$$

IV.3. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНОЙ ЛИНИИ

В результате правильно проведенных испытаний скважины должна быть получена связь между перепадом давления $p_{пл}^2 - p_з^2$ и дебитом Q, выражающаяся двучленной формулой (IV.1). Иногда получаемая зависимость отличается от двучленной. Это вызывается неточным определением пластовых и забойных давлений вследствие неполной стабилизации, наличия жидкости на забое и погрешностей определения реальных коэффициентов сопротивления при движении газа от забоя до устья. Испытания в этих случаях необходимо повторить. Если это невозможно, следует использовать приближенные методы обработки результатов исследования.

IV.3.1. При испытаниях пластовое давление полностью не восстановилось

Рассмотрим случай, когда после остановки скважины перед ее исследованием давление на забое не восстановилось до истинного и отличалось от него на величину δ_1, т. е.

$$p_{пл} = p'_{пл} + \delta_1. \qquad \text{(IV.15)}$$

Здесь $p'_{пл}$ — измеренное пластовое давление.

Уравнение индикаторной линии имеет вид:

$$p'^2_{пл} - p^2_з = aQ + bQ^2 - \Delta_{пл}, \qquad \text{(IV.16)}$$

где

$$\Delta_{пл} = 2p'_{пл}\delta_1 + \delta_1^2.$$

Формула, наиболее удобная для обработки результатов, имеет вид:

$$\frac{p'^2_{пл} - p^2_з}{Q} = a + bQ - \frac{\Delta_{пл}}{Q}. \qquad \text{(IV.17)}$$

Индикаторная линия, т. е. зависимость $p^2_{пл} - p^2_з$ от Q представлена на рис. IV.5, а результаты обработки в координатах $(p'^2_{пл} - p^2_з)/Q$ от Q — на рис. IV.6.

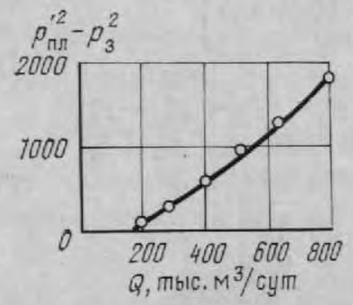


Рис. IV.5. Зависимость $p'^2_{пл} - p^2_з$ от Q

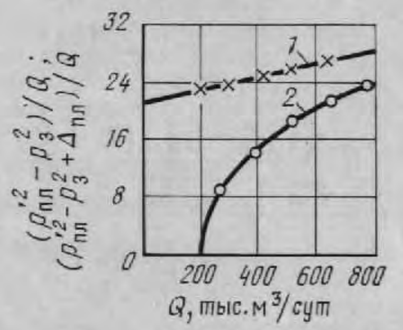


Рис. IV.6. Кривые обработки исследования скважин.
1 — $\left(p'^2_{пл} - p^2_з + \Delta_{пл}\right)/Q$ от Q; *2* — $\left(p'^2_{пл} - p^2_з\right)/Q$ от Q

Графически коэффициенты a и b определяем следующим образом: находим отрезок, отсекаемый на оси ординат, равный $\Delta_{пл}$, и представляем результаты в координатах $(p'^2_{пл} - p^2_з + \Delta_{пл})/Q$ от Q. Получаемая прямая отсекает на оси ординат отрезок, равный a. Тангенс угла наклона этой прямой к оси абсцисс равен b.

Истинное пластовое давление

$$p_{пл} = \sqrt{p'^2_{пл} + \Delta_{пл}}.$$

Если пластовое давление неизвестно, можно задаться какой-либо произвольной величиной $p'_{пл}$ и обработать результаты испытания по изложенной методике.

IV.3.2. Забойное давление не стабилизировалось

Предположим, что при различных режимах забойное давление не стабилизируется и отличается от истинного в каждом из режимов на одинаковую величину δ_2, т. е.

$$p_з = p'_з - \delta_2. \qquad \text{(IV.18)}$$

Индикаторная линия в этом случае имеет вид, показанный на рис. IV.7, и описывается уравнением

$$p^2_{пл} - p'^2_з = aQ + bQ^2 - \Delta_з, \qquad \text{(IV.19)}$$

где

$$\Delta_з = 2p'_з\delta_2 - \delta_2^2.$$

Индикаторная линия не проходит через начало координат и отсекает на оси ординат величину $\Delta_{з0} = 2p_{пл}\delta_2 + \delta_2^2$, из которой, зная $p_{пл}$, можно оценить δ_2 по формуле

$$\delta_2 = \sqrt{p^2_{пл} + \Delta_{з0}} - p_{пл}. \qquad \text{(IV.20)}$$

Индикаторная линия, обработанная в координатах $(p^2_{пл} - p'^2_з)/Q - Q$, приведена на рис. IV.8 и описывается уравнением

$$(p^2_{пл} - p'^2_з)/Q = a + bQ - \frac{\Delta_з}{Q}. \qquad \text{(IV.21)}$$

Результаты испытаний обрабатываются следующим образом.

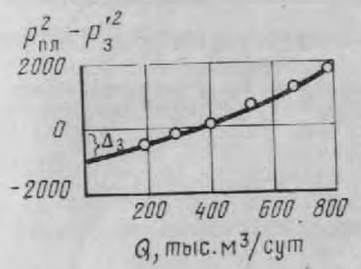


Рис. IV.7. Зависимость $p^2_{пл} - p'^2_з$ от Q

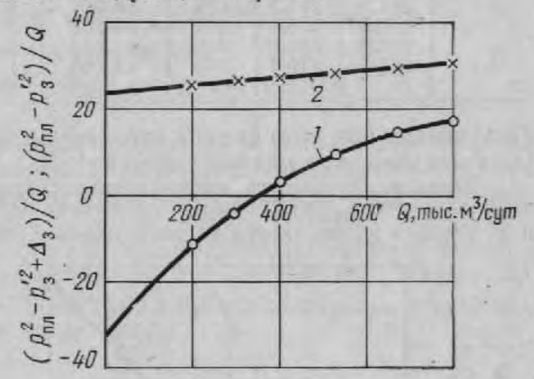


Рис. IV.8. Зависимости $\left(p^2_{пл} - p'^2_з\right)/Q$ от Q (*1*) и $\left(p^2_{пл} - p'^2_з + \Delta_з\right)/Q$ от Q (*2*)

Строят индикаторную линию в координатах $p^2_{пл} - p'^2_з$ от Q и определяют $\Delta_{з0}$ как отрезок, отсекаемый на оси ординат при $Q = 0$.

По найденному $\Delta_{з0}$, используя формулу (IV.20), вычисляют δ_2.

По известному δ_2 и формуле (IV.19) находят $\Delta_з$ для каждого режима.

Тогда в координатах $(p^2_{пл} - p'^2_з + \Delta_з)/Q - Q$ получается прямая (см. рис. IV.7), отсекающая на оси ординат отрезок, соответствующий коэффициенту a. Тангенс угла наклона прямой равен b. На практике встречаются случаи, когда δ_2 величина переменная, причем она, как правило, увеличивается с ростом дебита скважины.

IV.3.3. Коэффициент гидравлического сопротивления труб неизвестен

Если коэффициент гидравлического сопротивления труб неизвестен, следовательно, забойное давление определено приближенно, то обработку индикаторной линии следует проводить по формуле

$$p^2_{пл} - p^2_у e^{2S} = aQ + (b + \theta)\,Q^2, \qquad \text{(IV.22)}$$

где

$$S = \frac{0{,}03415\bar{\rho}L}{z_{ср}T_{ср}}; \quad \theta = 1{,}377\lambda\,\frac{z^2_{ср}T^2_{ср}}{D^5}\left(e^{2S} - 1\right).$$

Порядок определения и размерности параметров, входящих в формулу (IV.22), приведены в главе III.

Результаты исследования обрабатывают в координатах $\left(p^2_{пл} - p^2_у e^{2S}\right)$ и $\left(p^2_{пл} - p^2_у e^{2S}\right)/Q$ от Q.

Таблица IV.2

Результаты исследования и обработки при неизвестном коэффициенте сопротивления труб

Режим	$p_у$, кгс/см²	$p_з$ измеренное, кгс/см²	Q, тыс.м³/сут	$p_з^2$	$p_{пл}^2 - p_з^2$	$\frac{p_{пл}^2 - p_з^2}{Q}$	$p_у e^{2S}$	$p_{пл}^2 - p_у^2 e^{2S}$	$\frac{p_{пл}^2 - p_у^2 e^{2S}}{Q}$
1	213,8	243,2	100	61 600	900	9	61 100	1 400	14
2	207,8	244,3	200	59 700	2 800	14	57 700	4 800	24
3	197,7	238,3	300	56 800	5 700	19	52 300	10 200	34
4	183,3	230,0	400	52 900	9 600	24	44 900	17 600	44
5	163,1	219,1	500	48 000	14 500	29	35 500	27 000	54

Полученная при этом прямая отсекает на оси ординат отрезок, равный a. Тангенс угла наклона этой прямой равен $b + \theta$.

Пример. Определить коэффициенты сопротивления a и $b + \theta$ в скважине с исходными данными: $p_{пл} = 250$ кгс/см², давления на забое, замеренные глубинным манометром, и на устье, а также дебиты на пяти режимах приведены в табл. IV.2.

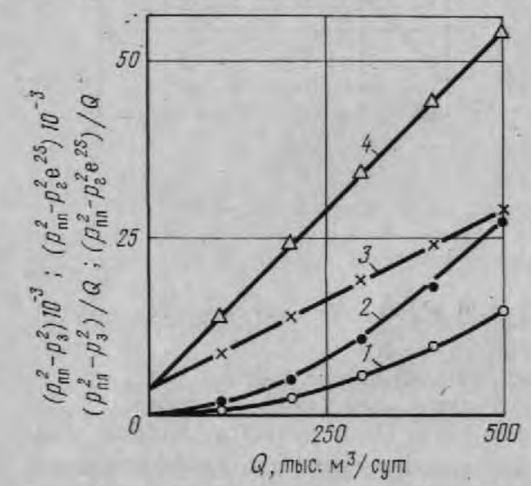


Рис. IV.9. Обработка результатов исследования.

$1 - \left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)$ от Q; $2 - \left(p_{пл}^2 - p_у^2 e^{2S}\right)$ от Q; $3 - \left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)/Q$ от Q; $4 - \left(p_{пл}^2 - p_у^2 e^{2S}\right)/Q$ от Q

Результаты исследования обработаны по стандартной методике с известным забойным давлением на отдельных режимах, замеренным глубинным манометром. Полученные данные показаны на рис. IV.9. Как видно из рис. IV.9, зависимость $p_{пл}^2 - p_у^2 e^{2S}$ от Q более крутая, чем кривая $p_{пл}^2 - p_з^2$ от Q. Прямые $\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)/Q$ и $\left(p_{пл}^2 - p_у^2 e^{2S}\right)/Q$ от Q отсекают на оси ординат отрезок, равный a, но тангенс угла наклона этих прямых соответственно равен b и $b + \theta$.

IV.4. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОЧИЩЕНИЯ И СКОПЛЕНИЯ ЖИДКИХ И ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ НА ЗАБОЕ И В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ

Если в процессе испытания газовых скважин происходит очищение призабойной зоны, то коэффициенты a и b уменьшаются от режима к режиму. При значительном улучшении фильтрационной характеристики призабойной зоны индикаторная линия проходит через начало координат и имеет выпуклость к оси ординат. В этом случае для более правильного определения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b необходимо испытание проводить и в обратном порядке, т. е. от бóльших дебитов к меньшим и по результатам обработки обратного хода найти значения a и b.

Если в процессе испытания происходит накопление жидкости и твердых частиц от режима к режиму, то коэффициенты a и b увеличиваются, и индикаторная линия, проходящая через начало координат, более крутая, чем при отсутствии накопления примесей в процессе исследования скважины прямым ходом. Истинное значение коэффициентов фильтрационного сопротивления в условиях накопления можно определить путем применения физических или химических методов удаления жидких и твердых частиц. Если накопление жидкости и твердых частиц вызвано очищением призабойной зоны от бурового раствора и связано с низким дебитом, то перед началом испытания скважину следует продувать на большом дебите.

IV.5. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ИНДИКАТОРНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ РЕАЛЬНЫХ СВОЙСТВ ГАЗА ОТ ДАВЛЕНИЯ

В большинстве случаев для обработки результатов испытания скважин методом установившихся отборов используют формулы, при выводе которых коэффициенты динамической вязкости μ и сверхсжимаемости z приняты постоянными. При высоких пластовых давлениях ($p_{пл} \geqslant 150$ кгс/см²) и больших депрессиях ($p_з/p_{пл} \leqslant 0{,}9$) допущение о постоянстве μ и z приводит к искажению вида индикаторных линий, неправильной их интерпретации и к неточному определению параметров пласта. В таких случаях следует пользоваться формулой, учитывающей изменение реальных свойств газа от давления

$$\frac{\Delta p}{Q} = a + b\frac{Q}{\bar{\mu}_{ср}}, \qquad \text{(IV.23)}$$

где

$$\Delta p = p_{пл} - p_з; \quad \bar{\mu}_{ср} = [\mu(p_{пл}) + \mu(p_з)]/2\mu(p_{пл});$$

$p_{пл}$, $p_з$ — соответственно пластовое и забойное давления, кгс/см²; Q — дебит газа, тыс. м³/сут; a и b — коэффициенты фильтрационного сопротивления; $\bar{\mu}_{ср}$ — среднеарифметический относительный коэффициент динамической вязкости; $\mu(p_{пл})$, $\mu(p_з)$ — коэффициенты динамической вязкости при пластовом и забойном давлениях соответственно, определяемые согласно п. II.4.3, сП.

По результатам испытания скважин вычисляют $\Delta p/Q$ и $Q/\bar{\mu}_{ср}$ и строят графическую зависимость в координатах $\Delta p/Q - Q/\bar{\mu}_{ср}$.

Тангенс угла наклона полученной прямой равен b и отсекаемый ею на оси ординат отрезок равен a.

При известном a определяется проводимость пласта:

$$\frac{kh}{\mu(p_{пл})} = \frac{18{,}4259 p_{ат} z(p_{пл}) T_{пл}}{a p_{пл} T_{ст} a_0} \ln\frac{R_к}{R_с}, \qquad \text{(IV.24)}$$

где $z(p_{пл})$ — коэффициент сверхсжимаемости в пластовых условиях; a_0 — коэффициент, определяемый по формуле

$$a_0 = p_{ср}/p_{пл}\bar{\mu}(p_{ср})\bar{z}(p_{ср}); \qquad \text{(IV.25)}$$

$$p_{ср} = (p_{пл} + p_з)/2;$$

$$\bar{\mu}(p_{ср}) = \mu(p_{ср})/\mu(p_{пл});$$

$$\bar{z}(p_{ср}) = z(p_{ср})/z(p_{пл}).$$

Таблица IV.3

Результаты исследования и обработки с учетом изменения реальных свойств газа от давления

Режим	$p_з$, кгс/см²	Δp, кгс/см²	Q, тыс. м³/сут	$\bar{\mu}_{ср}$, сП	$Q/\bar{\mu}_{ср}$	$\Delta p/Q$
1	262,2	57,8	600	0,902	666	0,0962
2	259,3	60,7	617	0,900	636	0,0986
3	254,2	65,8	647	0,898	720	0,1017
4	246,6	73,4	686	0,893	768	0,1070
5	243,9	76,1	698	0,887	787	0,1090

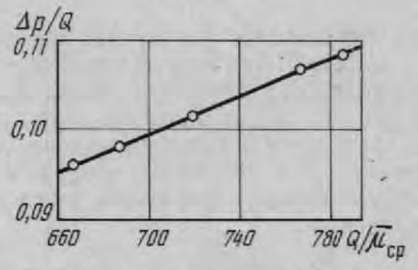


Рис. IV.10. Обработка результатов исследования с учетом реальных свойств газа

Пример. Определить коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b с учетом изменения реальных свойств газа от давления при $p_{пл} = 320$ кгс/см², $T_{пл} = 361{,}3$ К и давлениях и дебитах, приведенных в табл. IV.3.

По данным табл. IV.3 построена зависимость $\Delta p/Q$ от $Q/\bar{\mu}_{ср}$ (рис. IV.10), по которой определены $a = 0{,}03$ и $b = 0{,}0001$.

IV.6. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ИНДИКАТОРНОЙ ЛИНИИ, ПОСТРОЕННОЙ ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Пользоваться индикаторной линией, построенной по данным эксплуатации, для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления следует тогда, когда в процессе обработки:

1) не происходит разрушения призабойной зоны;

2) газоносный пласт не обводняется контурной или подошвенной водой в области дренирования рассматриваемой скважины;

3) насыщенность жидкостью призабойной зоны пласта практически не изменяется;

4) нет необходимости проведения исследований по всему эксплуатационному фонду для контроля за изменением параметров пласта.

Приемлемость метода использования данных эксплуатации для построения и обработки индикаторной линии с целью определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и, следовательно, проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности и других параметров пласта подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями.

Исходными данными для построения индикаторной линии по данным эксплуатации могут служить все зарегистрированные на промыслах режимные изменения в процессе разработки как запланированные, так и случайные, вызванные необходимостью временного увеличения или уменьшения отбора из скважины с замером при этом давления и дебита газа.

Методика определения коэффициентов фильтрационного сопротивления по индикаторной линии, построенной по данным эксплуатации скважин, заключается в следующем.

Из имеющихся данных эксплуатации скважин выбирают минимум шесть-восемь различных режимов с известными пластовыми, забойными давлениями и

дебитами. При этом чем больше число точек за выбранный промежуток времени, тем надежнее построенная индикаторная линия.

В случае отсутствия замера пластового давления на отдельных или на всех режимах, оно определяется по уравнению материального баланса. Как правило, изменение пластового давления в зависимости от отбора газа для каждого месторождения дается в проекте разработки и уточняется в процессе разработки.

В некоторых случаях индикаторную линию можно построить, используя карты изобар и приведя пластовое давление на соответствующую глубину рассматриваемой скважины.

Забойное давление определяется либо по имеющимся замерам на некоторых режимах, либо рассчитывается по устьевым давлениям в трубах или затрубном пространстве.

Выбранные режимы обрабатываются по двучленной формуле

$$p^2_{пл}(t_i) - p^2_з(t_i) = aQ_i + bQ_i^2, \qquad (IV.26)$$

где $p_{пл}(t_i)$, $p_з(t_i)$ — соответственно пластовое и забойное давления, соответствующие времени t_i; i — индекс времени; Q — дебит при времени t_i.

По изложенной методике была обработана индикаторная линия, построенная по данным эксплуатации одной из скважин Шебелинского месторождения. Для сравнения дана индикаторная линия и ее обработка, снятая при испытании этой же скважины. Результаты обработки показаны на рис. IV.11. Кривые *1* и *1′* — соответственно зависимости Δp^2 и $\Delta p^2/Q$ от Q, построенные по данным испытания. Кривые *2* и *2′* аналогичны кривым *1* и *1′* и построены по данным эксплуатации этой же скважины. Из сравнения кривых *1′* и *2′* видно, что коэффициенты фильтрационного сопротивления, определенные по ним, близки ($a_1 = 12{,}5$; $a_2 = 10{,}5$ и $b_1 = 0{,}07$; $b_2 = 0{,}0730$) и поэтому для контроля за изменением параметров пласта и производительности скважины можно использовать данные эксплуатации.

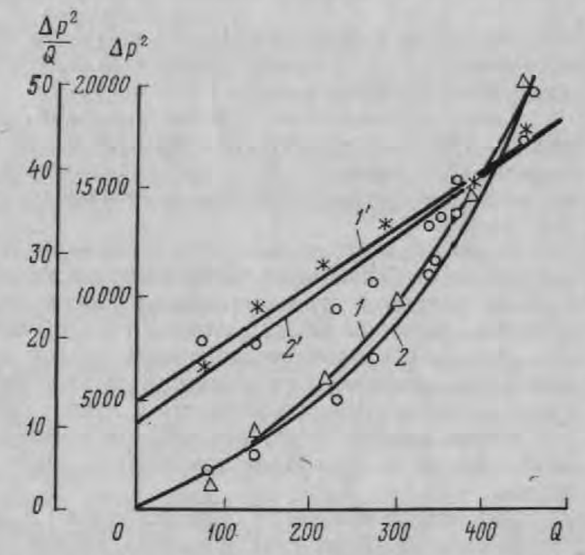


Рис. IV.11. Обработка результатов исследования.
1 и *1′* — соответственно зависимости Δp^2 от Q и $\Delta p^2/Q$ от Q по данным испытаний; *2* и *2′* — зависимости Δp^2 от Q и $\Delta p^2/Q$ от Q по данным эксплуатации соответственно

IV.7. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ВЫПУСКОМ ГАЗА В ГАЗОПРОВОД

При испытании скважин с выпуском газа в газопровод диапазон изменения дебита по сравнению с дебитом, полученным при испытании в атмосферу, заметно сужается. Основная причина сужения диапазона изменения дебита скважин — давление, поддерживаемое в системе сепарации газа или газопроводе, куда после диафрагмы поступает газ. Ограничение, накладываемое противодавлением системы сепарации или газопровода, не всегда позволяет качественно снять индикаторную линию в скважинах в зависимости от продуктивности пласта и пропускной способности скважины и шлейфа.

Предельное значение дебита, обусловленное характеристикой пористой среды и конструкцией скважины, при испытании с выпуском газа в атмосферу определяется по формуле

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4(b+\theta)\left(p_{пл}^2 - p_{ат}^2 e^{2S}\right)}}{2(b+\theta)}. \qquad (IV.27)$$

При поддержании заданного после диафрагмы давления p_2 в системе сбора и транспорта газа предельная производительность скважины будет определяться по формуле

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4(b+\theta)\left(p_{пл}^2 - p_2^2 e^{2S}\right)}}{2(b-\theta)}. \qquad (IV.28)$$

Входящие в формулы (IV.27) и (IV.28) коэффициенты фильтрационного сопротивления a, b и коэффициенты θ и S определяются в соответствии с методиками, изложенными в главах III и IV.

Таким образом, если дебиты скважины, определяемые по формулам (IV.27) или (IV.28), будут соответствовать 80% максимума шкалы дифманометра, определяемого по формуле (IV.6), то при испытании скважины с выпуском газа в газопровод не возникнут причины, ограничивающие снятие конечного участка индикаторной линии.

Однако при отсутствии системы измерения дебита дифманометром в процессе исследования скважины с выпуском газа в газопровод в некоторых случаях возникают условия, ограничивающие снятие полноценной индикаторной линии. В целом эти ограничения возникают в следующих случаях.

Для снятия полноценной индикаторной линии необходимо снижение давления после диафрагмы практически до атмосферного. Этот случай, как правило, связан с продуктивностью пласта и пропускной способностью ствола скважины.

Минимальный дебит, измеряемый имеющимся дифманометром, из-за низкой его точности не позволяет качественно снять начальный участок индикаторной линии.

Эти недостатки могут быть устранены в следующих случаях.

В системе сбора газа и замера дебита отдельных скважин предусмотрена обводная линия для продувки газа на факел на режимах, требующих давления меньшего, чем давление в сборном пункте или в начале газопровода.

На замерном пункте установлен дополнительный дифманометр, максимальный расход которого должен соответствовать минимальному пределу измерения дебита имеющегося дифманометра.

Обычно на одном групповом сборном пункте встречаются скважины с различной продуктивностью. При установке на замерном пункте линии индивидуального замера дебита каждой из скважин должен быть предусмотрен расходомер на максимальную продуктивность самой высокодебитной скважины. Этот дебит можно оценить по формуле (IV.27). Он должен составлять 80% максимума шкалы. Минимальный дебит, измеряемый этим дифманометром, принимается равным 30% максимума шкалы. При выборе дополнительного расходомера его максимальное показание должно соответствовать 30% расхода основного расходомера. Двойная система измерения перепада давления на замерном стенде позволит без замены диафрагм охватить требуемый диапазон изменений дебита при построении индикаторной линии.

Порядок проведения испытания скважин с выпуском газа в газопровод методом установившихся отборов заключается в следующем.

Оценивается дебит исследуемой скважины по формулам (IV.27) или (IV.28) по исходным данным, полученным предыдущими исследованиями. Если скважина исследуется впервые, то ориентировочно по данным соседних скважин, соответствующим по своим геолого-техническим данным исследуемой, а также с учетом данных ее продувки.

В зависимости от числа предполагаемых режимов полученный дебит скважины равномерно делится на число этих режимов так, чтобы режим с максимальным дебитом соответствовал 80% максимума шкалы измерителя. Режимы, попа-

дающие по дебиту ниже 30% шкалы замера, должны быть исследованы другим дифманометром, максимум которого соответствует 30% первого.

Если исследования проводятся одним из ускоренных методов, то один из режимов, на котором требуется полная стабилизация всех параметров, выбирается таким, чтобы исключались возможность накопления в стволе скважины жидкостной или песчаной пробки, а также влияние упругих свойств пласта и пластового агента на характерную зависимость между дебитом и депрессией на пласт.

Если дебит скважины значительно ниже, чем верхний предел номинальной работы дифманометра на высокую производительность, то исследование на всех либо большинстве режимов проводится с расходомером на низкую производительность.

Измерение давления до диафрагмы и перепада давления можно осуществить как самим дифманометром, так и отдельными образцовыми манометрами синхронно с измерением давлений на устье и забое скважины.

Если дебит измеряется до сепарации, то влияние наличия влаги на дебит должно быть учтено согласно рекомендациям, приведенным в п. VI.3.1. и VI.3.2.

Если дебит измеряется после сепарации, то степень точности в пределах номинального интервала шкалы повышается.

Необходимое давление после диафрагм определяется предварительно с учетом устьевого давления, длины шлейфа и давления сепарации или транспорта газа и устанавливается путем использования штуцеров или регулируемых задвижек.

IV.8. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ

На большинстве северных месторождений, имеющих сравнительно низкие температуры пласта, в процессе испытания скважин методом установившихся отборов возникают условия для образования гидратов. Эти условия зависят прежде всего от состава газа, его влагосодержания, давлений по пути движения газа, теплофизических свойств газа и окружающей ствол скважины среды и др. Различия перечисленных параметров на разных месторождениях обусловливают неоднозначность равновесных условий гидратообразования даже в пределах одного месторождения со значительной газоносной мощностью и площадью.

Возможность образования гидратов в процессе испытания скважин на различных режимах значительно выше, чем при эксплуатации на заданном режиме, что связано с необходимостью изменения давления и дебита в большом диапазоне при исследовании.

Образование гидратов в призабойной зоне пласта, в стволе скважины, в шлейфе, штуцерах и диафрагмах приводит к осложнениям при испытании и большим погрешностям в полученных результатах.

Исследования без осложнений с применением и без применения ингибиторов гидратообразования должны быть проведены, исходя из глубины залегания и района расположения залежи, обусловливающих пластовое давление и температуру, с учетом состава газа и его влагосодержания, наличия и характеристик зоны многолетней мерзлоты и т. д.

Условия образования гидратов выражаются через равновесное давление и температуру гидратообразования $p_р$ и $T_р$. Возможность образования гидратов в призабойной зоне и по стволу скважины на различных режимах в процессе испытания можно исключить только при условии, что на всех предполагаемых режимах при исследовании устьевые давления и температуры будут выше, чем $p_р$ и $T_р$.

В зависимости от характеристики месторождения гидраты в призабойной зоне и в стволе скважины могут образоваться на всех или только на отдельных режимах. В условиях возможного образования гидратов, определяемых перечисленными в главе III способами, качественное исследование скважин (исключая специальные исследования) методом установившихся отборов достигается только при условии применения ингибиторов или забойных нагревателей. К основным ингибиторам, применяемым в газовой промышленности, относятся метиловый спирт (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) и т. д. Расход ингибитора определяется исходя из влагосо-

держания газа. Характеристика ингибиторов и их эффективность меняются в зависимости от их концентрации в растворе.

Ингибиторы гидратообразования снижают температуру гидратообразования и снимают ограничения, вызванные депрессией по пути движения газа и расходом газа. Критерии выбора ингибитора гидратообразования — его способность понижать температуру гидратообразования, его стоимость, растворимость в воде, температуру замерзания водных растворов, вязкость, возможность регенерации на промысле с минимальными потерями ингибитора.

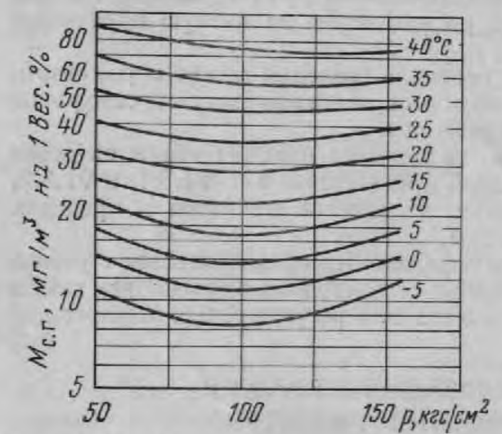


Рис. IV.12. Изменение количества растворенного метанола в сухих газах $M_{с.г}$ (в мг/м³ на 1 вес. % метанола в водном растворе)

Понижение равновесной температуры для метанола, этиленгликоля (ЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ) определяется по формуле

$$\Delta t = kC_2/M\,(100 - C_2), \quad \text{(IV.29)}$$

где C_2 — весовая концентрация отработанного ингибитора, %; M — молекулярная масса; k — коэффициент, определяемый экспериментально.

Значения M и k для метанола, ЭГ и ДЭГ приведены ниже.

Ингибитор	M	k
Метанол	32	1295
ЭГ	62	1220
ДЭГ	106	2430

Понижение равновесной температуры при применении хлористого кальция можно определить по эмпирической формуле

$$\Delta t = 0{,}0275\,(C_2)^2. \quad \text{(IV.30)}$$

Количество ингибитора, вводимого в скважину, определяют исходя из влагосодержания газа в пластовых и устьевых условиях, дебита скважины и необходимой концентрации ингибитора:

$$q_н = \frac{W_1 - W_2}{C_1 - C_2} C_2, \quad \text{(IV.31)}$$

где $q_н$ — расход нелетучего ингибитора, кг/1000 м³; W_1 W_2 — влагосодержание газа до ввода ингибитора в пластовых и устьевых условиях, кг/1000 м³; C_1, C_2 — массовые концентрации свежего и отработанного ингибитора соответственно.

Если ингибитор летучий, как, например, метанол, то его количество определяется из выражения

$$q_л = \frac{C_2\,(W_1 - W_2)}{C_1 - C_2} + 0{,}001 C_2 M_{с.г}, \quad \text{(IV.32)}$$

где $M_{с.г}$ — отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости, определяется из рис. IV.12.

Суточный расход ингибитора определяется из выражения

$$q' = qQ,$$

где Q — дебит газа, тыс. м³/сут.

IV.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ МНОГОПЛАСТОВОЙ ЗАЛЕЖИ

При испытании на стационарных режимах фильтрации скважин, вскрывших одновременно несколько гидродинамически несвязанных пластов с различной характеристикой, определение их параметров вызывает некоторую трудность,

которая возникает вследствие отсутствия данных о дебитах и давлениях по пластам. По форме индикаторной линии, построенной по данным наземных замеров дебита скважины на отдельных режимах, без предварительного знания о наличии многопластовости залежи трудно установить, что скважина эксплуатирует несколько пропластков с различной характеристикой. Несмотря на существование двучленного закона для каждого из пластов многопластовой залежи, суммарный приток газа из пластов с различной характеристикой и одинаковым пластовым давлением описывается двучленной формулой.

При предположении, что Δp_i^2 для всех пластов постоянна, выражение для определения Δp_i^2 имеет вид:

$$\Delta p^2 = \frac{Q^2 + Q\sum_{i=1}^{n}\frac{a_i}{b_i} + \frac{1}{4}\left[\sum_{i=1}^{n}\frac{a_i}{b_i}\right]^2}{\left[\sum_{i=1}^{n}\sqrt{\frac{1}{b_i}}\sqrt{1+\frac{a_i^2}{4b_i\,\Delta p^2}}\right]^2}, \quad \text{(IV.33)}$$

где

$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_з^2; \quad Q = \sum_{i=1}^{n} q_i; \quad \text{(IV.34)}$$

$p_{пл}$, $p_з$ — пластовое и забойное давления соответственно, кгс/см²; Q — суммарный дебит скважин из всех пластов, тыс. м³/сут; q_i — дебит i-го пласта, тыс. м³/сут; a_i, b_i — коэффициенты фильтрационного сопротивления i-го пласта; n — число пластов.

Из формулы (IV.33) видно, что зависимость $\Delta p^2/Q$ от Q для скважины, эксплуатирующей одновременно несколько пластов, является кривой, направленной выпуклостью вверх и отсекающей на оси ординат отрезок A_1 [при $Q \to 0$ ($\Delta p^2 \to 0$)]

$$A_1 = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n}\frac{1}{a_i}}. \quad \text{(IV.35)}$$

При $Q \to 0$ ($\Delta p^2 \to 0$) кривая, описываемая формулой (IV.33), сглаживается и приближается к прямой. Тогда приближенно можно записать

$$\Delta p^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n}\frac{a_i}{b_i}}{\left[\sum_{i=1}^{n}\sqrt{\frac{1}{b_i}}\right]^2} Q + \frac{1}{\left[\sum_{i=1}^{n}\sqrt{\frac{1}{b_i}}\right]^2} Q^2, \quad \text{(IV.36)}$$

где общие коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B будут определяться из выражений

$$A = \frac{\sum_{i=1}^{n}\frac{a_i}{b_i}}{\left[\sum_{i=1}^{n}\sqrt{\frac{1}{b_i}}\right]^2}; \quad B = \frac{1}{\left[\sum_{i=1}^{n}\sqrt{\frac{1}{b_i}}\right]^2}. \quad \text{(IV.37)}$$

Индикаторная линия, построенная при известном суммарном дебите всех пластов Q и равенстве пластовых и забойных давлений, лежит между двумя прямыми, описываемыми уравнениями

$$\Delta p^2/Q = A_1 + BQ;\ \Delta p^2/Q = A + BQ. \qquad \text{(IV.38)}$$

Причем A_1 всегда меньше A. Формула (IV.36) получена при предположении, что $\varepsilon_i = a_i^2/4b_i\Delta p^2 \ll 1$, что допустимо при малом $a_i^2/4b_i$ по сравнению с Δp^2. Поэтому при использовании формул (IV.35)—(IV.38) необходимо проверить однозначность $p_{пл}$ и $p_з$ и параметра ε_i.

Если забойные давления отдельных пропластков отличаются между собой в основном за счет веса столба газа, то коэффициенты фильтрационного сопротивления A_1, A и B должны определяться по формулам

$$A_1 = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n} \frac{e^{2S_{i-1}}}{a_i}};$$

$$A = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{a_i}{b_i}}{\left[\sum_{i=1}^{n} \sqrt{\frac{e^{2S_{i-1}}}{b_i}}\right]^2}; \qquad \text{(IV.39)}$$

$$B = \frac{1}{\left[\sum_{i=1}^{n} \sqrt{\frac{e^{2S_{i-1}}}{b_i}}\right]^2}.$$

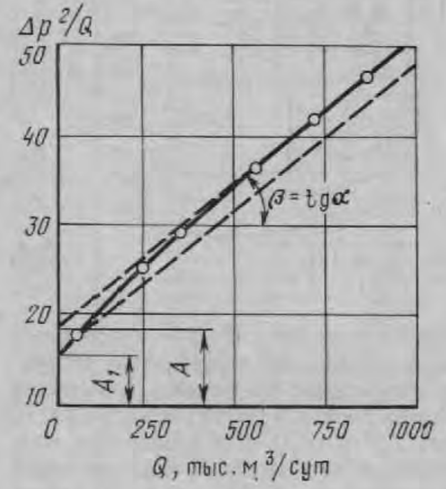


Рис. IV.13. Результаты обработки индикаторной линии скважины, вскрывшей несколько газоносных пластов с одинаковым пластовым давлением и различными параметрами

Форма индикаторной линии, снятой в скважине, вскрывшей пять газоносных горизонтов с коэффициентами фильтрационного сопротивления $a_i = 80{,}4$; 188; 57; 32; 61 и $b_i = 0{,}37$; 1,23; 1,22; 0,18; 0,935, показана на рис. IV.13, по которому определены $A_1 = 15{,}65$; $A = 18{,}4$ и $B = 0{,}0324$. Величины A_1, A и B, определенные расчетным путем, хорошо согласуются с результатами графического определения.

Если скважина вскрывает несколько газоносных пластов с различными пластовыми давлениями и коэффициентами фильтрационного сопротивления, то обработка индикаторной линии, снятой без расчленения дебитов по пластам, не позволяет найти a_i, b_i для каждого пропластка даже при наличии двух пропластков. В настоящее время без измерения дебитов отдельных пропластков точное определение параметров этих пластов по данным наземных замеров не представляется возможным. Успешное решение вопроса может быть достигнуто только с использованием дебитометрии в скважине при ее работе и после ее остановки.

Методика обработки результатов исследований с дебитомером двух пластов с различными пластовыми давлениями $p_{пл1} < p_{пл2}$ и параметрами пласта заключается в следующем.

В закрытой скважине, вскрывшей два пласта, из-за разности пластовых давлений происходит переток из пласта 2 в пласт 1. При этом дебит скважины на поверхности $Q_с$ равен нулю, давление на забое равно некоторой величине $p_с$, перетоки из одного пласта в другой при этом достигают максимума.

Для каждого из пластов справедлив двучленный закон:

$$p_{пл\,2}^2 - p_o^2 = a_2 Q_{п\,max} + b_2 Q_{п\,max}^2,$$
$$p_o^2 - p_{пл\,1}^2 = a_1 Q_{п\,max} + b_1 Q_{п\,max}^2, \qquad \text{(IV.40)}$$

где p_o — некоторое забойное давление в остановленной скважине, кгс/см²; $p_{пл1}$, $p_{пл2}$ — пластовые давления первого и второго пластов, соответственно, кгс/см²; a_1, a_2, b_1, b_2 — коэффициенты фильтрационного сопротивления первого и второго пластов; $Q_{п\,max}$ — максимальный дебит газа, перетекающего из пласта с высоким давлением в пласт с низким давлением в остановленной скважине.

При пуске скважины в зависимости от ее дебита на устье забойное давление становится ниже p_o. Величины $Q_с$ при этом можно выбирать такими, при которых $p_{пл1} < p_{зj} < p_o$. Тогда дебит газа из пласта с высоким давлением будет

$$Q_2 = Q_{пj} + Q_{сj}, \qquad \text{(IV.41)}$$

где Q_2 — дебит из пласта 2 (пласт с высоким давлением), тыс. м³/сут; $Q_{пj}$ — дебит перетекающего в первый пласт газа на режиме j и при $p_{зj}$, определяется по данным глубинных измерений; $Q_{сj}$ — дебит на устье скважины на том же режиме, тыс. м³/сут.

Устанавливая при $p_{пл1} < p_{зj} < p_o$ несколько режимов и определяя дебит по наземным и глубинным замерам на каждом режиме можно получить индикаторную линию для пласта 2, описываемую формулой

$$p_{пл\,2}^2 - p_{зj}^2 = a_2 Q_2 + b_2 Q_2^2, \qquad \text{(IV.42)}$$

где Q_2 — определяется из выражения (IV.41) по данным наземных и глубинных замеров, затем определить параметры второго пласта a_2 и b_2.

Имея по глубинным замерам соответствующую величину на каждом режиме $Q_{пj}$, по формуле

$$p_{зj}^2 - p_{пл\,1}^2 = a_1 Q_{пj} + b_1 Q_{пj}^2 \qquad \text{(IV.43)}$$

можно определить параметры первого пласта a_1 и b_1.

Если разница в величинах $p_{пл1}$ и $p_{пл2}$ невелика и снятие качественной индикаторной линии до начала работы пласта 1 не представляется возможным, то с момента, когда $p_{зj} = p_{пл1}$, переток из пласта 2 в пласт 1 равен нулю, т. е. $Q_п = 0$, что означает:

$$p_{пл\,2}^2 - p_{пл\,1}^2 = a_2 Q_с + b_2 Q_с^2, \qquad \text{(IV.44)}$$

где $Q_с$ — полный дебит пласта 2, измеряемый только на устье вследствие $Q_п = 0$.

Различные режимы для снятия индикаторной линии и определения параметров пластов устанавливаются при условии $p_{зj} < p_{пл1}$, что равносильно одновременной работе обоих пластов. Тогда дебит, измеряемый на устье скважины, будет складываться из дебитов первого и второго пластов, т. е.

$$Q_{сj} = q_{сj1} + q_{сj2}, \qquad \text{(IV.45)}$$

где $q_{сj1}$, $q_{сj2}$ — дебиты пластов 1 и 2 на j-м режиме, определяемые в процентах от $Q_{сj}$ с помощью глубинных дебитомеров, термометров или шумометров. Методика их определения описывается в главах VI и VIII.

Проведя исследования на нескольких режимах с измерением дебитов каждого пласта, нетрудно построить индикаторные кривые и определить параметры пластов.

В случае, если пластовые давления неизвестны, то принцип определения параметров пластов остается тем же, что было изложено в п. IV.2.3 и IV.2.4 графическим или численным методами, использовав при этом лишь удельные дебиты каждого из пропластков и формулы:

$$\frac{p_{зк}^2 - p_{зj}^2}{q_{сj1} - q_{ск1}} = a_1 + b_1 (q_{сj1} + q_{ск1}), \qquad \text{(IV.46)}$$

$$\frac{p_{зк}^2 - p_{зj}^2}{q_{сj2} - q_{ск2}} = a_2 + b_2 (q_{сj2} + q_{ск2}),$$

где $j = 1, 2, 3, \ldots, m$; m — общее число режимов; k — порядковый номер режимов.

Зная коэффициенты a_1, a_2, b_1, b_2 и дебиты отдельных пропластков, по глубинным замерам можно определить пластовые давления.

При наличии трех и более пластов принцип обработки индикаторных кривых остается таким же, как и при двух пластах, если известны их дебиты и пластовые давления.

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования показывают, что:

1) индикаторные линии, снятые в скважине, вскрывшей два пласта, по своей форме не всегда позволяют определить момент включения в работу пласта с низким давлением (рис. IV.14, IV.15);

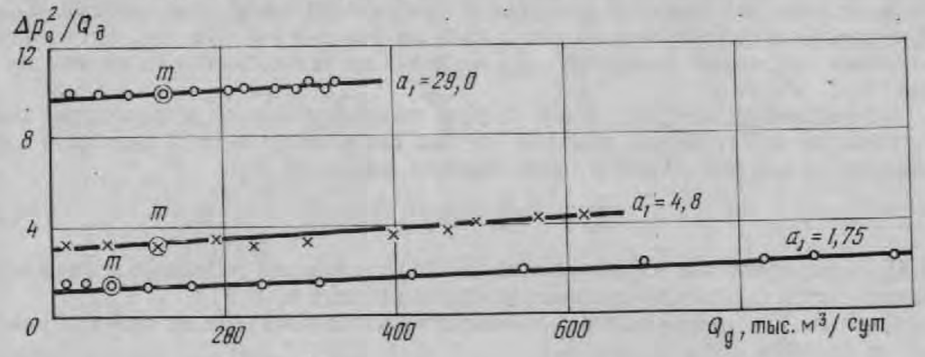


Рис. IV.14. Зависимость $\Delta p_0^2/Q_д$ при $p_2 = 61,0$ и $p_1 = 46,1$ кгс/см²

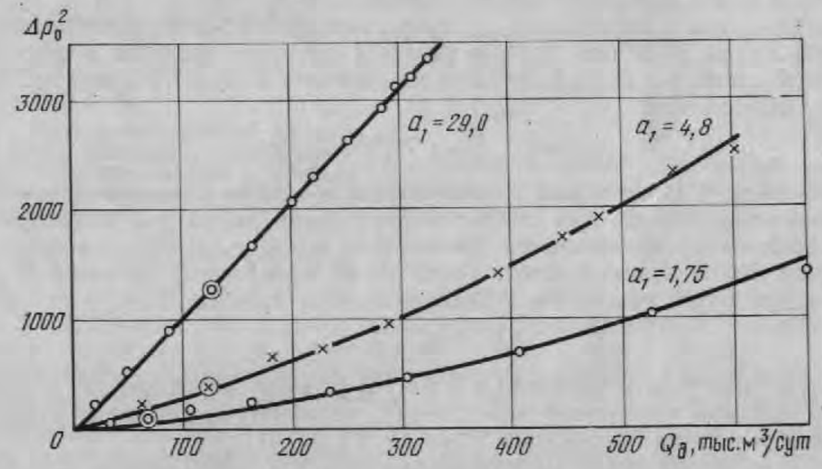


Рис. IV.15. Зависимость Δp_0^2 от $Q_д$ при $p_2 = 61,0$ и $p_1 = 46,1$ кгс/см²

2) при существенной разнице в коэффициентах фильтрационного сопротивления отдельных пластов общие коэффициенты A и B, определенные из графика $\Delta p_0^2/Q_д$ от $Q_д$, по своей величине близки к параметрам пласта с низкими коэффициентами сопротивления.

IV.10. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ДЛИТЕЛЬНЫМ ПЕРИОДОМ СТАБИЛИЗАЦИИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА

Как следует из названия метода установившихся отборов, обязательным условием для него служит полная стабилизация давления и дебита на каждом режиме. Это условие достаточно быстро (от нескольких минут до нескольких часов на каждом режиме) выполняется на высокопродуктивных пластах.

Исследование скважин, вскрывших пласты с низкими продуктивными характеристиками, показало, что достижение полной стабилизации забойного давления и дебита на каждом режиме и восстановление давления между режимами, как это показано на рис. II.4, увеличивает до месяца и более продолжительность испытания таких скважин. Поэтому для скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, разработаны различные модификации метода установившихся отборов, позволяющие существенно сократить продолжительность их испытаний. К числу модифицированных методов испытания при стационарных режимах фильтрации с длительной стабилизацией давления и дебита относятся изохронный, экспресс-метод, ускоренно-изохронный методы и метод монотонно-ступенчатого изменения дебита.

Все ускоренные методы требуют одинакового времени работы скважины на всех режимах и длительной работы на одном из режимов до полной стабилизации давления и дебита. По многочисленным промысловым наблюдениям и из анализа двучленной формулы следует, что коэффициент b стабилизируется значительно быстрее коэффициента a и через короткое время работы на режиме $t_р$ может быть принят постоянным. Это обстоятельство — одно из основных условий ускоренных методов.

В общем случае условие изохронности должно быть выражено через $Q_{доб}/Q = \text{const}$, а при сравнительно быстрой стабилизации дебита на различных режимах может быть заменено условием $t_р = \text{const}$. Это время ориентировочно определяется для каждой скважины в зависимости от параметров пласта.

Различие ускоренных методов заключается в способах перевода скважин на последующий режим ее работы и в давлениях между режимами.

IV.10.1. Изохронный метод

Сущность изохронного метода заключается в следующем.

На каждом режиме скважина работает одно и то же время $t_р$, значительно меньшее, чем время, необходимое для полной стабилизации давления и дебита $t_{ст}$ и ориентировочно определяемое по формуле

$$t_р > \frac{3R_c^2 m\mu}{k p_{пл}}, \qquad \text{(IV.47)}$$

где R_c — радиус скважины, см; m — пористость, доли единицы; μ — коэффициент динамической вязкости газа, сП; k — коэффициент проницаемости, Д; $p_{пл}$ — пластовое давление, кгс/см². Величину $t_р$ на практике можно принять равной 30—60 мин.

После каждого режима для перехода на другой режим необходимо закрыть скважину и выдерживать время $t_в$ до полного восстановления давления $p_{ст}$. Характерный вид стабилизации и восстановления давления при испытании скважин изохронным методом показан на рис. IV.16. Как видно из рис. IV.16, после пуска скважины в работу на каждом режиме происходит неполная стабилизация с одинаковым временем $t_р = \text{const}$, с полным восстановлением до статического давления $p_{ст}$ после каждого режима.

Для обработки результатов исследований необходимо измерять давление $p_{з.р}$, температуру и дебиты $Q_р$ в конце каждого режима, а также статическое давление между режимами. Индикаторную кривую обработать по формуле

$$(p_{пл}^2 - p_{з.р}^2)/Q_р = a(t_р) + bQ_р. \qquad \text{(IV.48)}$$

Полученная прямая позволяет определить фактическое значение b и значение $a(t_р)$, характерное для $t_р$.

На одном из средних по дебиту режимов, исключающем возможность влияния различных факторов (образования жидкостной или песчаной пробки, гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины и др.), скважина должна работать до полной стабилизации забойного давления $p_{з.уст}$ и дебита $Q_{уст}$ для определе-

ния стабилизированного (не зависящего от времени) коэффициента a, соответствующего $t_{ст}$, по формуле

$$a = \frac{p_{пл}^2 - p_{з.\,уст}^2 - bQ_{уст}^2}{Q_{уст}}. \qquad (IV.49)$$

Если перед началом исследования скважина работала длительное время, то в качестве $p_{з.\,уст}$ и $Q_{уст}$ можно использовать соответствующие параметры данного режима.

Если подключить скважину к газосборному пункту с целью получения $p_{з.\,уст}$ и $Q_{уст}$ невозможно, то в акте испытания скважины необходимо указать, для какого значения $t_р$ определен коэффициент a ($t_р$).

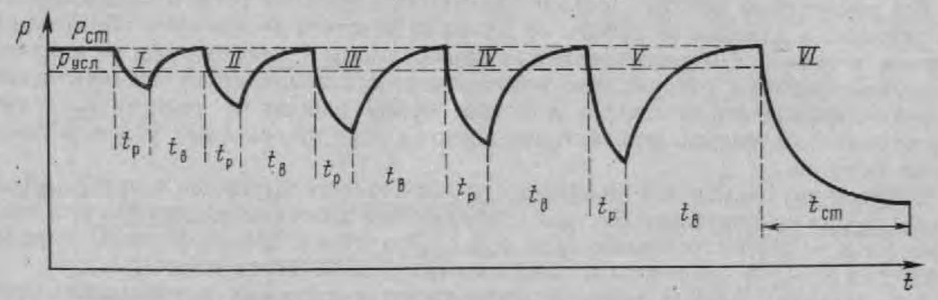


Рис. IV.16. Характерный график стабилизации и восстановления давления при исследовании скважины изохронным методом.
I—VI — режимы

В некоторых случаях при наличии соседних работающих скважин удается оценить радиус дренирования исследуемой скважины по формуле

$$R_к = \frac{R_б}{2}\sqrt{\frac{Q_с}{Q_с + 0{,}5Q_б}},$$

где $R_б$ — среднеарифметическое от расстояний до соседних скважин; $Q_с$ — дебит исследуемой скважины; $Q_б$ — суммарный дебит соседних скважин.

Зная $R_к$, можно ориентировочно определить $t_{ст}$ по формуле

$$t_{ст} = 0{,}34\,\frac{R_к^2}{\varkappa}, \qquad (IV.50)$$

где $t_{ст}$ — время стабилизации, ч; $R_ч$ — радиус контура дренируемой зоны, м; $\varkappa$ — коэффициент пьезопроводности, см²/с.

Зная расчетное $t_{ст}$, можно определить стабилизированное значение a по формуле

$$a = a(t_р) + \beta \lg \frac{t_{ст}}{t_р}, \qquad (IV.51)$$

где β — тангенс угла наклона прямолинейного участка КВД, обработанной в координатах $p_з^2 \lg t$. Если эта кривая имеет два прямолинейных участка, то a определяется по формуле

$$a = a(t_р) + \beta_1 \lg \frac{t_0}{t_р} + \beta_2 \lg \frac{t_{ст}}{t_0}, \qquad (IV.52)$$

где β_1, β_2 — соответственно тангенсы угла наклона первого и второго прямолинейных участков; $\lg t_0$ — координаты точки пересечения двух прямолинейных участков.

Пример. Скважина исследована изохронным методом с продолжительностью работы на режимах $t_р = 1$ ч. Параметры установившегося режима следующие: $p_{з.\,уст} = 100{,}8$ кгс/см², $Q_{уст} = 105{,}4$ тыс. м³/сут; $p_{пл} = 142{,}6$ кгс/см². Результаты обработки приведены в табл. IV.4 и на рис. IV.16.

Таблица IV.4

Результаты исследования изохронным методом

Режим	$p_{зат}$	$p_з$	$Q_р$	$p_{пл}^2 - p_з^2$	$\frac{p_{пл}^2 - p_з^2}{Q_р}$
1	118,1	136,8	52,0	1 300	25,0
2	111,1	131,5	94,6	3 056	32,3
3	101,2	110,0	158,8	6 179	38,9
4	86,5	101,7	203,0	9 984	48,0
5	64,9	74,9	266,5	16 037	58,0
6	74,8	86,9	243,5	12 790	52,5

В результате графической обработки получено:

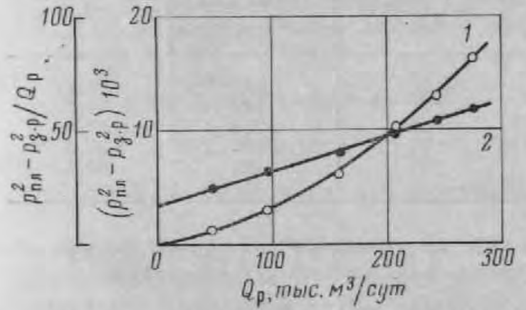
$$b = 0{,}15 \text{ (сут/тыс. м}^3\text{)}, \quad a\,(1 \text{ ч}) = 17 \text{ сут/тыс. м}^3.$$

Стабилизированное значение a определено по формул (IV.49) и равно:

$$a = (1426^2 - 100{,}8^2 - 0{,}15 \cdot 105{,}4^2)/105{,}4 = 80{,}6 \text{ сут/тыс. м}^3.$$

IV.10.2. Ускоренно-изохронный метод

По сравнению с методом установившихся отборов исследование скважин изохронным методом позволяет за счет сокращения продолжительности работы на режимах практически в два раза уменьшить общее время, требуемое для испы-



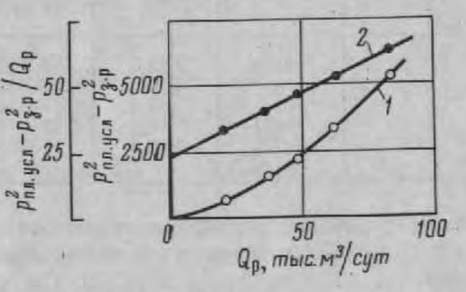


Рис. IV.17. Результаты исследования скважины изохронным методом.
Зависимость: *1* — $\left(p_{пл}^2 - p_{з.\,р}^2\right)$ от $Q_р$;
2 — $\left(p_{пл}^2 - p_{з.\,р}^2\right)/Q_р$ от $Q_р$

Рис. IV.18. Результаты исследования скважины ускоренно-изохронным методом.
Зависимость: *1* — $\left(p_{пл.\,усл}^2 - p_{з.\,р}^2\right)$ от $Q_р$;
2 — $\left(p_{пл.\,усл}^2 - p_{з.\,р}^2\right)/Q_р$ от $Q_р$

тания таких скважин. Необходимость восстановления давления до $p_{ст}$ между режимами, требующего практически столько же времени, сколько и при полной стабилизации давления и дебита на режимах, в некоторых случаях снижает эффективность применения изохронного метода.

Если полное восстановление давления между режимами требует больших затрат времени, то следует применять модификацию изохронного метода — ускоренно-изохронный метод. Сущность ускоренно-изохронного метода заключается в следующем.

Исследования на каждом режиме проводятся так же, как и в изохронном методе, с одинаковым временем работы $t_р$.

При переходе на другой режим скважину закрывают и выдерживают не до полного восстановления давления $p_{ст}$, как это было принято в изохронном методе, а до некоторой величины $p_{усл}$ (см. рис. IV.16).

После каждого режима восстановление давления должно быть доведено до $p_{усл}$. Минимальное $p_{усл}$, до которого должно восстанавливаться давление между режимами, можно оценить по КВД, построенной в координатах $p_з - t$ или $p_у - t$. Значение $p_{усл}$ должно соответствовать одной из точек, находящихся на пологом участке КВД, когда интенсивный рост давления прекратится.

Результаты исследования обрабатываются по формуле

$$\frac{p^2_{пл.\,усл} - p^2_{з.\,р}}{Q_р} = a\,(t_р) + bQ_р, \qquad (IV.53)$$

что позволяет определить фактическое значение b и $a\,(t_р)$ соответствующую $t_р$.

Стабилизированное значение a по данной методике определяется по формуле (IV.49).

Пример. При работе скважины на установившемся режиме получено: $Q_{уст} = 78$ тыс. м³/сут; $p_{з.\,уст} = 108{,}1$ кгс/см²; $p_{пл} = 133$ кгс/см². Исследования проводились ускоренно-изохронным методом при $t_р = 30$ мин и $p_{пл.\,усл} = 130$ кгс/см². Остальные исходные данные и результаты расчетов приведены в табл. IV.5 и на рис. IV.17, IV.18.

Таблица IV.5

Результаты исследования ускоренно-изохронным методом

Режим	$p_{заб}$, кгс/см²	$p_{з.р}$, кгс/см²	$p^2_з$	$Q_р$, тыс. м³/сут	$p^2_{пл.усл} - p^2_{з.р}$	$\frac{p^2_{пл.усл} - p^2_{зр.}}{Q_р}$
1	108,2	127,3	16 203	21	697	33,2
2	105,5	124,1	15 400	37	1500	40,5
3	102,8	121,0	14 644	49	2256	46,0
4	99,1	116,6	13 594	63	3306	52,5
5	91,9	108,1	11 680	84	5220	62,1

По результатам обработки получено $b = 0{,}46$ (сут/тыс. м³)²; $a\,(t_р) = 23$ сут/тыс. м³. Стабилизированное значение a, подсчитанное по формуле (IV.49), равно:

$$a = (133^2 - 108{,}1^2 - 0{,}46 \cdot 78^2)/78 = 41{,}1 \text{ сут/тыс. м}^3.$$

IV.10.3. Экспресс-метод

Для более существенного сокращения продолжительности исследования скважин методом установившихся отборов предложен экспресс-метод, сущность которого заключается в следующем.

Исследование на каждом режиме так же, как и в предыдущих методах, проводится с одинаковым временем работы $t_р$.

При переходе на другой режим скважину закрывают и выдерживают время для восстановления давления, равное также $t_р$. Следовательно, исследование скважины экспресс-методом требует изохронности процесса не только при ее работе, но и при остановке между режимами. Продолжительность работы на режимах и остановки между режимами можно принять равными $t_р = t_в = 20$—30 мин. Характерный вид изменения давления во времени при испытании скважины экспресс-методом показан на рис. IV.19.

Исследование скважины экспресс-методом следует начинать с меньшего дебита в течение времени $t_р$. К концу выбранного интервала времени измеряются давление, дебит и температура на режиме. Затем скважину закрывают на время $t_в$, равное $t_р$. По истечении $t_в$ скважину пускают в работу на новом режиме

с продолжительностью $t_р$ и т. д. Общее условие экспресс-метода требует выполнения на всех режимах $t_{рI} = t_{вI} = t_{рII} = t_{вII}$, ..., $t_{рm} = t_{вm}$, где m — число режимов.

Полученные результаты обрабатываются по формуле

$$(p^2_{пл} - p^2_{зm} - \beta C_m)/Q_m = a\,(t_р) + bQ_m, \qquad (IV.54)$$

где $p_{зm}$ — забойное давление, кгс/см²; Q_m — дебит m-го режима, тыс. м³/сут; β — угловой коэффициент КВД; C_m — коэффициент, рассчитываемый по формулам:

$$C_1 = 0;\ C_2 = 0{,}176Q_1;\ C_3 = 0{,}097Q_1 + 0{,}176Q_2;$$
$$C_4 = 0{,}067Q_1 + 0{,}097Q_2 + 0{,}176Q_3;$$
$$C_5 = 0{,}051Q_1 + 0{,}067Q_2 + 0{,}097Q_3 + 0{,}176Q_4.$$

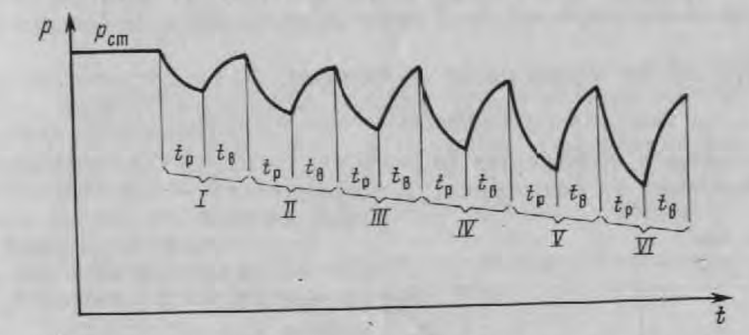


Рис. IV.19. Характерный график стабилизации и восстановления давления при исследовании скважин экспресс-методом.
I — VI — режимы

Для сокращения записи выпишем только первые числа:

$$C_6 = 0{,}041Q_1 + \cdots;\ C_7 = 0{,}034Q_1 + \cdots;\ C_8 = 0{,}03Q_1 + \cdots;$$
$$C_9 = 0{,}026Q_1 + \ldots;\ C_{10} = 0{,}024Q_1 + \ldots;\ C_{11} = 0{,}021Q_1 + \ldots.;$$

Обработка результатов исследования по формуле (IV.54) позволит определить стабилизированное значение коэффициента b и коэффициент $a\,(t_р)$. Установившееся значение a находят по формуле (IV.49) или при известных $t_{ст}$ и $R_к$ по формулам (IV.50) и (IV.51).

Если исследование проводится после неполного восстановления давления, индикаторная линия отсекает на оси Δp^2 отрезок C_0, равный

$$C_0 = \beta Q_{пр} \lg \frac{t_{пр} + t_{ост}}{t_{ост}}, \qquad (IV.55)$$

где $Q_{пр}$ — дебит, с которым скважина продувалась или работала до остановки, тыс. м³/сут; $t_{пр}$, $t_{ост}$ — соответственно время продувки или работы и остановки скважины.

В этом случае обработку индикаторной линии следует проводить по формуле

$$\frac{(p^2_{пл} - p^2_{зm}) - \beta\,(C_0 + C_m)}{Q_m} = a\,(t_р) + bQ_m. \qquad (IV.56)$$

Если коэффициент β неизвестен, следует поступить следующим образом: принимают первую точку за начало отсчета и вводят обозначения:

$$y_1 = (p^2_{пл} - p^2_{з1})/Q_1;\quad y_m = (p^2_{пл} - p^2_{зm})/Q_m; \qquad (IV.57)$$
$$x_m = C_m/Q_m,$$

Таблица IV.6

Результаты исследования экспресс-методом

Режим	$p_{зат}$, кгс/см²	$p_{зm}$ кгс/см²	$p^2_{зm}$	$p^2_{пл}-p^2_{зm}$	C_m	$\Delta p^2-\beta C_m$	Q_m	$\frac{\Delta p^2-\beta C_m}{Q_m}$
1	124,3	146,2	21 374	1 047	0	1047	11,0	95,2
2	119,5	141,5	20 022	2 400	1,936	2207	20,5	107,6
3	110,0	129,0	16 641	5 780	2,915	5489	43,0	128,0
4	99,4	116,8	13 640	8 780	10,293	7750	54,0	143,5
5	90,5	106,3	11 300	11 120	15,610	9560	63,5	150,2

индикаторную линию обрабатывают по формуле:

$$(y_m - y_1)/x_m = \beta + b\,(Q_m - Q_1). \qquad \text{(IV.58)}$$

Построив кривую в координатах $(y_m - y_1)/x_m - (Q_m - Q_1)$, определяем β как отрезок, отсекаемый на оси ординат, а коэффициент b — как тангенс угла наклона прямой.

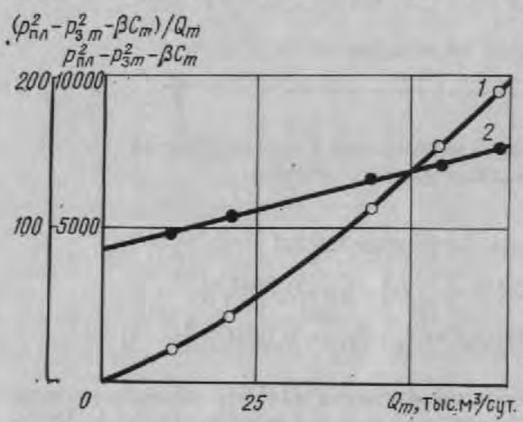


Рис. IV.20. Результаты исследования скважины экспресс-методом.

Зависимость: *1* — $\left(p^2_{пл}-p^2_{зm}-\beta C_m\right)$ от Q_m; *2* — $\left(p^2_{пл}-p^2_{зm}-\beta C_m\right)/Q_m$ от Q_m

Если перед испытанием давление не восстановилось до статического, то в (IV.57) вместо x_m подставляется x'_m

$$x'_m = (C_m - C_0)/Q_m. \qquad \text{(IV.59)}$$

Определив коэффициенты β и b и зная значения C_m, находят a ($t_р$).

Пример. Скважина исследована экспресс-методом при $t_р = 30$ мин.

При работе на установившемся режиме получено: $Q_{уст} = 35$ тыс. м³/сут и $p_{з.\,уст} = 95{,}9$ кгс/см²; $p_{пл} = 149{,}6$ кгс/см². Коэффициент β определен по КВД, β = 100.

Исходные данные, полученные при испытании, и результаты обработки приведены в табл. IV.6 и показаны на рис. IV.20.

Графическим методом получено $b = 1{,}0$ (сут/тыс. м³)², а коэффициент a подсчитан по формуле

$$a = (149{,}6^2 - 95{,}9^2 - 1\cdot 35^2)/35 = 342 \text{ сут./тыс. м}^3.$$

IV.10.4. Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов

Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов в отличие от экспресс-метода исключает необходимость остановки скважины между режимами. Сущность метода монотонно-ступенчатого изменения дебита сводится к следующему.

Перед исследованием скважина работает на одном режиме с полной стабилизацией давления $p_{уст}$ и дебита $Q_{уст}$. Дальнейший порядок исследования зависит от необходимости измерения статического давления $p_{ст}$.

Если $p_{ст}$ не измеряют, то после достижения полной стабилизации на одном режиме скважину останавливают на время t_0, явно недостаточное для восстановления давления до пластового (на устье до статического $p_{ст}$). Величину t_0 в среднем принимают равной $t_0 \approx 4$—10 ч. В момент t_0 измеряют забойное давление $p_{з0}$ и температуру. Затем скважину пускают в работу на первом режиме с дебитом Q_1 и продолжительностью $t_р$ на этом и последующих режимах с дебитами $Q_1 < Q_2 < Q_3 < \ldots < Q_п$. Время работы на режимах $t_р$ оценивается по формуле

$$t_р \approx (0{,}08 - 0{,}2)\ t_0. \qquad \text{(IV.60)}$$

Перевод на новый режим должен проводиться практически без остановки скважины или с остановкой не более чем на 2—3 мин. Это условие метода монотонно-ступенчатого изменения дебита можно выполнить за счет применения регулируемых штуцеров, задвижек-краников и др.

Если после установившегося режима скважину закрывают для измерения статического давления $p_{ст}$, то после замера $p_{ст}$ она вводится в работу с дебитом $Q_0 \approx 0{,}5Q_1$ на время t_0. Дальнейший порядок исследований аналогичен описанному.

Обработка результатов исследования методом монотонно-ступенчатого изменения дебита проводится по двучленной формуле, в которой в качестве пластового давления принимается давление на забое $p_{з.\,0}$ в момент t_0.

Если скважина исследовалась без остановки на замер статического давления, то обработка ведется в координатах $(p^2_{з.\,0} - p^2_{з.\,р}) - Q_р$ и $(p^2_{з.\,0} - p^2_{з.\,р})/Q_р - Q_р$. Полученная прямая отсекает на оси $\Delta p^2/Q_р$ отрезок, равный a, и имеет угол наклона к оси $Q_р$, равный b.

Если скважина перед исследованием была остановлена на замер статического давления, то обработка проводится по формуле

$$p^2_{з.\,0} - p^2_{з.\,р} = aQ_р + bQ^2_р - C^*, \qquad \text{(IV.61)}$$

где

$$C^* = aQ_0 + bQ_0^2 = \text{const}.$$

Обработанная в координатах $(p^2_{з.\,0} - p^2_{р.\,з} - C^*) - Q_р$ формула (IV.61) дает прямую с тангенсом угла наклона b и отрезком a, отсекаемым на оси ординат. Величина C^* в общем случае не равна обычной поправочной C, которая может отличаться от нуля и в случае $Q_0 = 0$ является следствием погрешностей при измерении давлений, наличия жидкости на забое и др.

Стабилизированное значение a находят по данным установившегося режима работы скважины, как это делалось по другим ускоренным методам.

Пример. Скважина работала на установившемся режиме с дебитом $Q_{уст} = 96$ тыс. м³/сут; $p_{з.\,уст} = 65{,}7$ кгс/см²; $p_{пл} = 80$ кгс/см². Перед исследованием скважина была остановлена на $t_0 = 7$ ч, при этом $p_{з.\,0} = 76{,}2$ кгс/см². Данные исследования и результаты обработки представлены в табл. IV.7 и на рис. IV. 21.

Таблица IV.7

Результаты исследования методом монотонно-ступенчатого изменения дебита

Режим	$d_ш$, мм	$p_{зат}$, кгс/см²	$p_{з.р}$, кгс/см²	t, °С	$Q_р$, тыс. м³/сут	$p^2_{з.0}-p^2_{з.р}$	$\frac{p^2_{з.0}-p^2_{з.р}}{Q_р}$
1	5,0	67,0	75,3	25	26	136	5,2
2	7,3	66,0	74,1	26	53	315	5,9
3	8,9	65,3	73,3	28	75	433	5,8
4	11,0	64,0	71,8	29	107	651	6,1
5	13,0	62,5	70,1	30	140	892	6,4

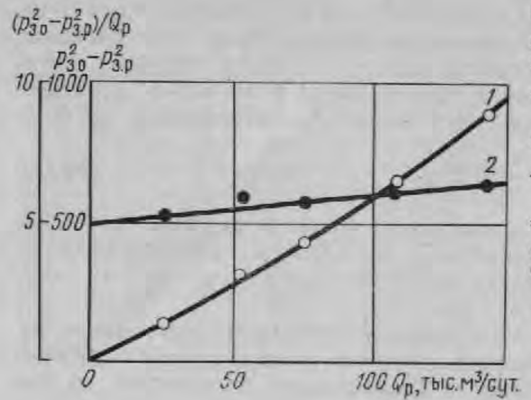


Рис. IV.21. Результаты исследования скважины методом монотонно-ступенчатого изменения дебита.

Зависимость: *1* — $\left(p_{з0}^2 - p_{з.\,р}^2\right)$ от $Q_р$; *2* — $\left(p_{з0}^2 - p_{з.\,р}^2\right)/Q_р$ от $Q_р$

Графически определено $b = 0{,}01$ (сут/тыс. м³)², а $(t_р) = 50$ сут/тыс. м³. Стабилизированное значение a найдено по формуле

$$a = (p_{пл}^2 - p_{з.\,уст}^2 - bQ_{уст}^2)/Q_{уст} = (80^2 - 65{,}7^2 - 0{,}01 \cdot 96^2)/96 = 20{,}8 \text{ сут/тыс. м}^3.$$

IV.11. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ВСКРЫВШИХ ПЛАСТЫ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Основная особенность исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, — возможность преждевременного обводнения скважин за счет образования конусов воды. Интенсивность подъема и время прорыва конуса подошвенной воды в скважину зависят от депрессии, однородности пласта по разрезу, пористости, проницаемости, мощности, трещиноватости, упругих свойств пласта, свойств насыщающего его пластового агента, конструкции скважины, степени вскрытия пласта, расстояния от нижнего интервала перфорации до контакта газ — вода и др. В настоящее время отсутствуют надежные методы определения допустимых депрессий, исключающих прорыв конуса воды в скважину в процессе ее освоения и испытания. Применяемые на практике приближенные методы определения допустимой депрессии на пласт получены для существенно упрощенной математической модели процесса конусообразования, что значительно снижает точность оценки возможности обводнения скважины при ее работе на расчетном режиме.

Для оценки допустимой депрессии на пласт в исследуемой скважине следует пользоваться приближенными формулами:

$$\Delta p_{доп} \leqslant \frac{(\gamma_в - \gamma_г)\, h^2}{3}\left[\frac{1}{\sqrt{h_{вс}^2 + R_с^2}} - \frac{\sqrt{3}}{h}\right]\sqrt{\frac{k_г}{k_в}} + 0{,}42\,(\gamma_в - \gamma_г)\, h, \quad \text{(IV.62)}$$

или

$$\Delta p_{доп} \leqslant \{0{,}1\,(h - h_{вс})\,(\gamma_в - \gamma_г)\,[2p_{пл} - 0{,}1\,(h - h_{вс})\,(\gamma_в - \gamma_г)]\}^{1/2}, \quad \text{(IV.63)}$$

где $\gamma_в$, $\gamma_г$ — соответственно удельный вес воды и газа в пластовых условиях, кгс/см³; h, $h_{вс}$ — газоносная и вскрытая мощность пласта, см; $k_г$, $k_в$ — горизонтальная и вертикальная проницаемость, Д; $p_{пл}$ — пластовое давление, кгс/см².

При $h_{вс} = h/\sqrt{3}$, т. е. для относительного вскрытия $\bar{h} = h_{вс}/h$, большего 0,577, формула (IV.62) выражает закон Паскаля. Поэтому уже при $\bar{h} \geqslant 0{,}577$ следует пользоваться формулой (IV.63), которая дает минимальную допустимую депрессию на пласт, что более приемлемо для трещиноватых и высокопроницаемых пористых сред.

По найденным значениям $\Delta p_{доп}$, зная пластовое давление $p_{пл}$, определяют забойное давление $p_з$. Определенную по одной из формул допустимую депрессию равномерно делят на предполагаемое число режимов, на которых будет исследована скважина. Депрессия на каждом режиме вычисляется по формуле

$$\Delta p_i = i\,\Delta p_{доп}/n, \quad \text{(IV.64)}$$

где $i = 1, 2, 3, \ldots, n$ — номер режима; n — общее заданное число режимов. Так, например, на первом режиме $\Delta p_1 = 1 \cdot \Delta p_{доп}/n$, а на последнем — $\Delta p_{i=n} = \Delta p_{доп}$.

Для незначительной (соизмеримой с погрешностью определения забойного давления) допустимой депрессии контроль режимов становится трудным и технически невыполнимым. В таких случаях разделение на режимы осуществляется по дебиту $Q_{доп}$, полученному при работе скважины с допустимой депрессией $\Delta p_{доп}$, по формуле

$$Q_i = iQ_{доп}/n. \quad \text{(IV.65)}$$

Так, например, если дебит скважины при ее работе с допустимой депрессией $\Delta p_{доп}$ был $Q_{доп} = 900$ тыс. м³/сут и исследование предполагают проводить на шести режимах, то на первом режиме $Q_1 = 1 \cdot 900/6 = 150$ тыс. м³/сут, на втором $Q_2 = 2 \cdot 900/6 = 300$ тыс. м³/сут и т. д.

Порядок исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, следующий.

Принимаются исходные данные $p_{пл}$, $\gamma_в$, $\gamma_г$, $R_с$, h, $h_{вс}$, $k_г$ и $k_в$.

Рассчитывают по формуле (IV.62) или (IV.63) $\Delta p_{доп}$.

По известному $p_{пл}$ и $\Delta p_{доп}$ определяют $p_з$.

Принимают число режимов $n = 5$—6 при исследовании.

В зависимости от допустимой депрессии и принятого числа режимов исследования по формуле (IV.64) или (IV.65) определяют депрессии или дебиты на отдельных режимах.

В соответствии с ожидаемыми дебитами и давлениями выбирают шайбы (диафрагмы).

Проводят исследование на различных режимах с регистрацией давлений, температуры и дебитов с контролем за выносом воды из скважины.

Полученные результаты обрабатывают по стандартной методике.

Если в процессе исследования начинается вынос пластовой воды, то корректируют депрессии на отдельных режимах.

Если снижением депрессии не удается приостановить прорыв подошвенной воды, то в скважине следует провести ремонтно-профилактические работы.

IV.12. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА (ПХГ)

Методы исследований скважин ПХГ в сущности не отличаются от методов исследований скважин газовых месторождений. Задачи исследования газовых скважин ПХГ, созданных в выработанных месторождениях и водоносных структурах, с применением метода установившихся отборов в период отбора газа и нейтральный период идентичны задачам исследования скважин газовых месторождений.

Имеющиеся особенности исследований обусловлены различиями функционального назначения ПХГ и газовых месторождений. Исследование газовых скважин ПХГ должно проводиться без выпуска газа в атмосферу. Это условие требует проведения большей части общего объема исследовательских работ по определению параметров пласта и призабойной зоны в период закачки газа, а по установлению технологического режима работы — в период отбора газа.

Кроме параметров, определяемых по результатам исследования скважин газовых месторождений методом установившихся отборов, при испытании газовых скважин ПХГ необходимо установить приемистость скважин и определить коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b при закачке. Эти коэффициенты могут существенно отличаться от аналогичных a и b, получаемых по результатам испытания в процессе отбора газа.

Более существенное значение имеет точность определения среднего по залежи пластового давления в ПХГ, используемого в качестве критерия надежности покрышки к концу закачки газа.

Пластовое давление ПХГ за сравнительно небольшой (по сравнению с газовыми месторождениями) промежуток времени изменяется от максимума до мини-

мума. Поэтому при сравнительно длительной стабилизации давления и дебита скважины ПХГ необходимо учесть возможные изменения пластового давления. Если ПХГ разбито на гидродинамически экранированные неоднородные блоки, то достаточные для практики точные значения пластового давления должны быть определены как средние для каждого участка.

В зависимости от места создания ПХГ (в водоносных структурах или в выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях) возникают необходимый объем и задачи исследования газовых скважин ПХГ.

Если ПХГ создано в выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях, то:

1) объем исследовательских работ по определению пластового давления в скважинах нередко в 1,5—2 раза больше, чем на ПХГ, создаваемых в водоносных структурах, что связано с их неоднородностью;

2) необходимо учесть результаты исследований, проводимых в процессе разработки месторождений;

3) необходимо проводить исследования на газоконденсатность, если ПХГ создано в выработанных газоконденсатных месторождениях;

4) проводить стационарные и нестационарные исследования в скважинах ПХГ.

Если ПХГ создано в водоносных структурах (как правило, в сравнительно однородных и высокопроницаемых пластах), то следует учесть результаты гидроразведки и ограниченную возможность использования нестационарных методов исследования скважин.

Учитывая, что порядок проведения и обработки результатов испытания скважин ПХГ в период отбора газа идентичен таковому для скважин газовых месторождений, ниже дан пример обработки данных исследования, проведенного в процессе закачки газа. Проведение исследования аналогично исследованию газовых скважин, газ которых подается на промысловый пункт подготовки газа.

Различные режимы работы скважин создаются регулируемым штуцером. Расход газа определяется в пункте замера по данным дифманометра. Диапазон изменения расхода газа ограничивается приемистостью пласта, давлением в коллекторе, на входе в КС и др.

Результаты испытания газовых скважин ПХГ в процессе закачки обрабатываются по формуле

$$p_з^2 - p_{пл}^2 = aQ + bQ^2, \qquad (IV.66)$$

Таблица IV.8

Результаты обработки испытания скважин ПХГ при закачке через фонтанные трубы

Режим	$p_{зат}$, кгс/см²	$t_у$, °С	Q, тыс. м³/сут	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$	$p_з^2 - p_{пл}^2$	$\frac{p_з^2 - p_{пл}^2}{Q}$
—	54,67	24	—	57,65	3323	—	—
1	55,30	27	80	58,30	3399	76	0,95
2	55,50	29	100	58,50	3422	99	0,99
3	55,75	30	128	58,77	3454	131	1,02
4	56,10	30	157	59,12	3495	172	1,09
5	56,30	34	178	59,34	3521	198	1,11
6	56,40	36	196	59,54	3545	222	1,13
7 *	56,77	39	218	59,83	3582	259	1,18
8 *	68,40	41	226	61,56	3789	466	2,08

* Режим приемистости.

где $p_з$, $p_{пл}$ — соответственно забойное и пластовое давление, кгс/см²; Q — расход газа, тыс. м³/сут; a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Пример. Обработать результаты испытания скважин при закачке газа в ПХГ методом установившихся отборов с исходными данными: $p_{ст} = 54{,}7$ кгс/см²; $\bar{\rho} = 0{,}745$; глубина скважины $L = 247$ м, $t_{пл} = 27$ °С. Замеры давлений, дебитов и температуры на режимах приведены в табл. IV.8. Результаты обработки результатов исследования представлены на рис. IV.22.

По данным испытания режим закачки установлен с дебитом $Q = 218$ тыс. м³/сут. Коэффициенты фильтрационного сопротивления определены по рис. IV. 22 и равны $a = 0{,}84$ и $b = 0{,}0016$.

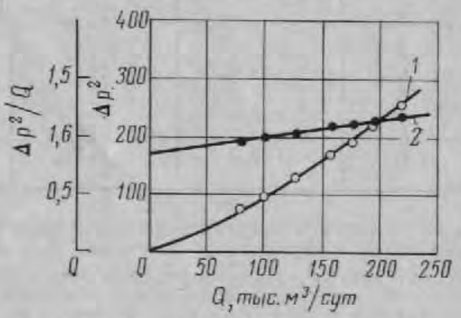


Рис. IV.22. Результаты исследования скважины в процессе закачки газа в ПХГ.

Зависимость: *1* — Δp^2 от Q; *2* — $\Delta p^2/Q$ от Q

IV.13. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Методика обработки результатов исследования и определения параметров пласта при фильтрации газоконденсатной смеси по линейному закону рассматривается для двух случаев.

Случай 1. Давление начала конденсации $p_{н.к}$ больше забойного $p_з$ и меньше пластового $p_{пл}$ давлений, т. е. $p_з < p_{н.к} < p_{пл}$. Тогда для определения фазовой проницаемости для газа в области двухфазной фильтрации разность функций ΔH^* при установившихся режимах работы скважины определяют по формуле

$$\Delta H^* = a_0 \Delta p_0 \left(\frac{Q}{Q_1} - 1 \right), \qquad (IV.67)$$

где

$$\Delta H^* = (H_{н.к} - H_з)/p_{пл},$$

$H_{н.к} - H_з$ — разность фиктивной функции давления для газа в области двухфазной фильтрации; a_0 — коэффициент, определяемый по формуле (IV.25) согласно п. IV.5; $\Delta p_0 = p_{пл} - p_{н.к}$; Q — дебит газа в нормальных условиях на различных режимах; Q_1 — дебит газа при депрессии Δp_0, т. е. при $p_{н.к} = p_з$.

Порядок определения фазовой проницаемости для газа заключается в следующем.

По измеренным значениям Q и $\Delta p_{зi} = p_{пл} - p_з$ строят зависимость Q от $\Delta p_{зi}$.

По заданным $p_{пл}$ и $p_{н.к}$ определяют Δp_0.

Зная Δp_0 по графику Q от $\Delta p_{зi}$ определяют Q_1.

По данным исследования вычисляют $\Delta p_{зi} = p_{н.к} - p_{зi}$.

Зная a_0, определяемый по (IV.25), Δp_0, Q и Q_1, вычисляют ΔH^* для всех режимов.

Строят зависимость $\Delta H^*/\Delta p_{зi}^*$ от $\Delta p_{зi}^*$.

Полученная при этом прямая отсекает на оси ординат отрезок A_0. Тангенс угла наклона этой прямой равен B_0 (рис. IV.23).

Далее, используя A_0, B_0 и формулу, приведенную ниже, определяют относительную фазовую проницаемость для газа:

$$F_г(\sigma) = (A_0 + 2B_0 \Delta p_{зi}) \frac{\bar{\mu}(p)\, z(p)}{\bar{p}\,[1 - C(p)\,\bar{\gamma}(p)]}, \qquad (IV.68)$$

где $F_г(\sigma) = k_г(\sigma)/k$ — относительная фазовая проницаемость для газа; k, $k_г(\sigma)$ — соответственно абсолютная и фазовая проницаемости для газа, Д; $\bar{\mu}(p) = \mu(p)/\mu(p_{пл})$; $\bar{z}(p) = z(p)/z(p_{пл})$; $\bar{p} = p/p_{пл}$; $c(p)$ — содержание конденсата в газе, м³/м³; $\bar{\gamma}(p) = 24{,}046 \frac{\rho_к}{M_к}$; $\rho_к$ — плотность конденсата, кг/м³; $M_к$ — молекулярная масса конденсата, кг/моль.

Таблица IV.9

Результаты исследования и обработка полученных данных газоконденсатной скважины

Режим	$p_з$, кгс/см²	Q, тыс. м³/сут	$\Delta p_{зi}$, кгс/см²	$\Delta p^*_{зi}$	ΔH^*	$\Delta H^*/\Delta p^*_{зi}$
1	299,8	76	31,1	—	—	—
2	275,8	133	55,1	—	—	—
3	260,9	161	70,0	10,0	7,08	0,708
4	230,6	200	100,3	40,3	23,33	0,579
5	204,4	210	126,5	66,5	27,5	0,413
6	193,0	218	137,9	77,9	30,83	0,396

Пример. Определить фазовую проницаемость для газа по результатам исследования скважины с исходными данными: $p_{пл} = 330{,}9$ кгс/см²; $p_{н.к} = 270$ кгс/см² при $p_з = 260$ кгс/см². Данные замеров на отдельных режимах приведены в табл. IV.9.

По результатам расчетов построены: рис. IV.23, по которому определено $Q_1 = 144$ тыс. м³/сут при $\Delta p_0 = 60{,}9$ кгс/см², и рис. IV.24, по которому определены $A_0 = 0{,}75$ и $B_0 = -0{,}0046$.

Рассчитав $\bar{p} = 260{,}9/330{,}9 = 0{,}7884$; $\bar{\mu}(260{,}9) = 0{,}93$; $\bar{z}(260{,}9) = 0{,}95$; $C(260{,}9) = 0{,}00018$ и $\bar{\gamma}(260{,}9) = 0{,}15$, вычисляем $F_г(\sigma) = 0{,}714$.

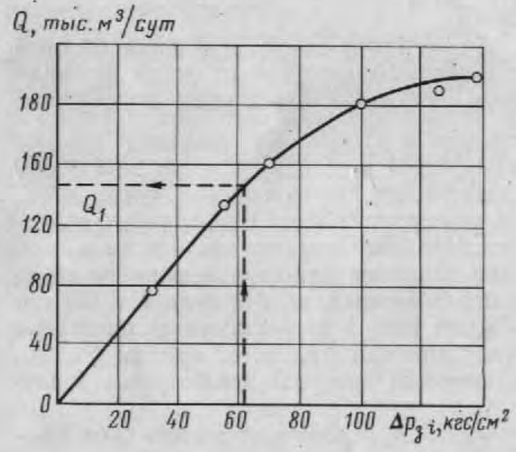


Рис. IV.23. Зависимость дебита газа от депрессии на пласт

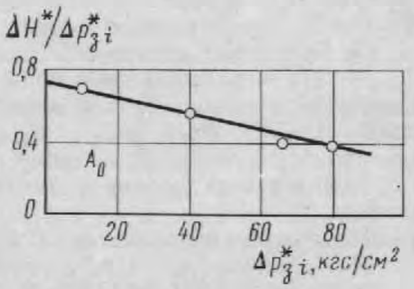


Рис. IV.24. Зависимость $\Delta H^*/\Delta p^*_{зi}$ от $\Delta p^*_{зi}$

Случай 2. Давление начала конденсации больше пластового и забойного давлений, т. е. $p_з < p_{пл} < p_{н.к}$. При этом для определения фильтрационных параметров пласта результаты исследования обрабатываются по формуле

$$Q/\Delta p_{зi} = A + B\,\Delta p_{зi} + D\,(\Delta p_{зi})^2, \qquad \text{(IV.69)}$$

где A, B, D — постоянные коэффициенты.

Порядок определения параметров пласта следующий.

По данным исследования определяют $\Delta p_{зi} = p_{пл} - p_{зi}$.

Строят зависимость $Q/\Delta p_{зi}$ от $\Delta p_{зi}$.

Методом избранных точек или наименьших квадратов определяют коэффициенты A, B, D.

Проводимость пласта определяют по формуле

$$\frac{khF_г(\sigma_к)}{\mu(p_{пл})} = \frac{18{,}43 p_{ат} A z(p_{пл}) T_{пл}}{T_{ст} p_{пл}} \ln\frac{R_к}{R_с}, \qquad \text{(IV.70)}$$

где $F_г(\sigma_к)$ — относительная фазовая проницаемость для газа на контуре пласта.

Таблиц IV.10

Результаты исследования и обработки полученных данных

Режим	$p_з$, кгс/см²	$\Delta p_з$, кгс/см²	Q, тыс. м³/сут	$Q/\Delta p$	$k_г(\sigma)$, мД
1	281,0	30,8	209,00	6,786	23,1
2	273,0	38,8	251,34	6,478	19,5
3	269,0	42,8	267,24	6,244	17,6
4	245,1	66,7	343,79	5,154	7,6
5	234,8	77,0	348,19	4,522	3,8

Фазовую проницаемость для газа определяют по формуле

$$k_г(\sigma) = \frac{18{,}43 p_{ат} A T_{пл} \ln\frac{R_к}{R_с}}{hT_{ст}} \frac{\mu(p)\,z(p)}{p} \frac{1 - C(p_{пл})\,\bar{\gamma}(p_{пл})}{1 - C(p)\,\bar{\gamma}(p)} \times$$

$$\times \left[1 + \frac{2B}{A}\Delta p + \frac{3D}{A}(\Delta p)^2\right]. \qquad \text{(IV.71)}$$

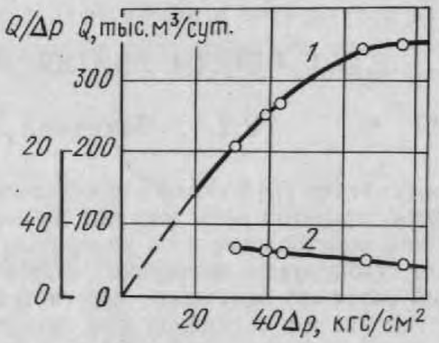


Рис. IV.25. Зависимость Q от $\Delta p_с$ (1) и $Q/\Delta p$ от $\Delta p_с$ (2)

Пример. Определить фазовую проницаемость для газа по результатам исследования газоконденсатной скважины, приведенным в табл. IV.10, если $p_{пл} = 311{,}8$ кгс/см²; $\beta = 0{,}85$; $z(p_{пл}) = 0{,}975$; $\ln\frac{R_к}{R_с} = 12{,}5$.

Результаты обработки приведены на рис. IV.25. Полученная прямая дает $A = 8{,}3$ тыс. м³/сут (кгс/см²); $B = -0{,}0475$ тыс. м³/сут (кгс/см²)².

Рассчитанные по формуле (IV.71) значения фазовой проницаемости приведены в табл. IV10.

ГЛАВА V

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

В настоящее время используются два метода исследования газовых скважин при нестационарных режимах фильтрации:

1) снятие кривых восстановления забойного давления (КВД) после закрытия скважины;

2) снятие кривых стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважины на определенном режиме.

Эти методы позволяют определить проводимость, пьезопроводность, пористость пласта, а также выявить зоны с резко выраженной неоднородностью, находящиеся в области дренирования исследуемой скважины. Совместное использование кривых восстановления и стабилизации давления позволяет оценивать также изменение параметров пласта в процессе работы скважины (очищение призабойной зоны и т. д.).

V.1. МЕТОДЫ СНЯТИЯ И ОБРАБОТКИ КВД

V.1.1. Методика снятия КВД

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу, при этом регистрируют изменение давления на головке скважины, в затрубном пространстве и на измерителе дебита.

После стабилизации измеряют установившиеся давление, температуру и дебит, затем скважину закрывают и регистрируют изменение давления и температуры на головке и в затрубном пространстве во времени. В тех случаях, когда работа скважины перед остановкой характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакерами и др.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости, КВД должны сниматься на забое с помощью глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой.

При снятии КВД на устье забойные давления определяются согласно методам, изложенным в главе III.

V.1.2. Методы обработки КВД

Для обработки КВД существует несколько методов, определяющихся принятыми граничными условиями, а также режимом работы скважины до остановки.

При решении уравнения, описывающего процесс восстановления давления, используются два вида граничных условий: бесконечный пласт и ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре.

Формулы, полученные для бесконечного пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважины.

Обработка КВД для бесконечного пласта в зависимости от условий работы скважины до остановки осуществляется следующими методами.

В случае, когда время работы скважины T до снятия КВД значительно больше времени восстановления давления t (достаточно $T \geqslant 20t$), КВД обрабатывается по формуле

$$p_з^2 = \alpha + \beta \lg t, \tag{V.1}$$

$$\alpha = p_{з.\,0}^2 + \beta \lg \frac{2{,}25\varkappa}{R_{с.\,пр}^2} + bQ_0^2,$$

$$\varkappa = kp_{пл}/m\mu_{пл}, \tag{V.2}$$

где $p_{з0}$, $p_з$ — начальное (перед остановкой) и текущее забойное давления соответственно, кгс/см²; t — текущее время восстановления давления, с; Q_0 — дебит скважины перед остановкой, см³/с; $\varkappa$ — коэффициент пьезопроводности, см²/с; m — пористость, доли единицы; b — коэффициент двучленной формулы (IV.1); h — эффективная мощность пласта, м;

$$\beta = \frac{2{,}3Q_0\mu_{пл}T_{пл}z_{пл}p_{ат}}{2\pi khT_{ст}}; \tag{V.3}$$

$\mu_{пл}$ — вязкость газа в пластовых условиях, сП; $z_{пл}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при $p_{пл}$ и пластовой температуре; $T_{ст} = 293$ К; $p_{ат} = 1{,}033$ кгс/см².

Для обработки КВД по формуле (V.1) ее строят в координатах $p_з^2$ от $\lg t$. Полученный при этом прямолинейный участок отсекает на оси ординат отрезок, равный α, и имеет угол наклона, тангенс которого равен β. По найденным α и β определяют следующие параметры.

Параметр проводимости пласта

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{42{,}4Q_0p_{ат}T_{пл}z_{пл}}{\beta T_{ст}}. \tag{V.4}$$

При известном коэффициенте b параметр $\varkappa/R_{с.пр}^2$

$$\frac{\varkappa}{R_{с.\,пр}^2} = 0{,}445\exp\left(2{,}3\,\frac{\alpha - p_{з0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right). \tag{V.5}$$

Для совершенной скважины: коэффициент пьезопроводности пласта

$$\varkappa = 0{,}445R_с^2\exp\left(2{,}3\,\frac{\alpha - p_{з.\,0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right) \tag{V.6}$$

и параметр mh

$$mh = 2{,}25\,\frac{kh}{\mu}\,\frac{p_{пл}}{R_с^2}\exp\left(-2{,}3\,\frac{\alpha - p_{з.0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right), \tag{V.7}$$

или при известных параметрах kh/μ и $\varkappa$

$$mh = \frac{kh}{\mu}\,\frac{p_{пл}}{\varkappa}. \tag{V.8}$$

При известном коэффициенте пьезопроводности: приведенный радиус скважины

$$R_{с.\,пр} = \sqrt{\frac{\varkappa}{0{,}445}\exp\left(-2{,}3\,\frac{\alpha - p_{з.0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right)} \tag{V.9}$$

и параметр $C = C_1 + C_2$, характеризующий совершенство скважины и состояние призабойной зоны, согласно п. IV.2.

Таблица V.1

Обработка КВД по формуле (V.1)

t, с	lg t	$p_{затр}$, кгс/см²	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$
0	—	150,7	170,0	28 900
30	1,477	172,7	200,0	40 000
60	1,778	183,1	212,2	45 200
120	2,079	184,3	216,0	46 660
180	2,255	188,9	219,0	47 960
300	2,477	191,3	222,0	49 280
600	2,778	192,3	223,0	49 730
900	2,954	192,7	223,3	49 860
7 200	3,857	194,7	224,4	50 360
25 200	4,401	195,2	226,1	51 130
39 600	4,598	196,0	227,0	51 530
75 600	4,878	196,1	227,2	51 620
162 000	5,210	196,4	227,6	51 800
248 400	5,394	196,7	228,0	51 980
601 200	5,779	197,2	228,8	52 350
1 112 400	6,045	197,3	228,9	52 400
1 285 200	6,107	198,0	229,3	52 580

В формулах (V.4)—(V.9) приняты следующие размерности: Q_0 — в тыс. м³/сут; T — в К ($T_{ст} = 293$ К); kh/μ — в Д·м/сП; k — в Д; $\varkappa/R^2_{с.\,пр}$ — в 1/с; h — в м; b — в (сут/тыс. м³)²; $R_с$ — в см.

Пример. После работы скважины на установившемся режиме с дебитом $Q_0 = 754$ тыс. м³/сут при $p_{пл} = 229{,}5$ кгс/см²; $T_{пл} = 203$ К снята КВД в затрубном пространстве. При обработке исследований методом установившихся отборов получено: a=16,0 сут/тыс. м³; b=0,03 (сут/тыс. м³)².

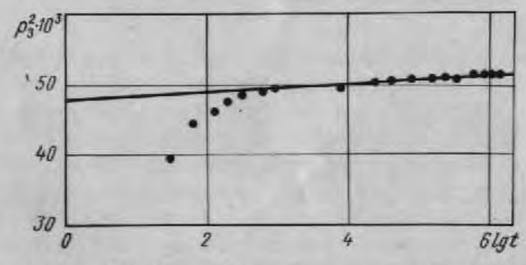


Рис. V.1. Обработка КВД по формуле (V.1)

Радиус скважины $R_с = 10$ см; коэффициенты несовершенства $C_1 = 1{,}3$; $C_2 = 0{,}33$. Исходные данные КВД и обработка по формуле (V.1) приведены в табл. V.1 и на рис. V.1.

В результате обработки получено $\alpha = 48\,000$, $\beta = 625$. По формулам (V.4)—(V.9) рассчитываем параметры:

$$kh/\mu = 42{,}4 \cdot 754 \cdot 1{,}033 \cdot 303 \times$$

$$\times 0{,}82/625 \cdot 293 = 44{,}8 \text{ Д·м/сП};$$

$$\varkappa/R^2_{с.\,пр} = 0{,}445 \exp\left(2{,}3\,\frac{48\,000 - 28\,900 - 0{,}3 \cdot 754^2}{625}\right) = 804{,}6 \text{ 1/с};$$

$$R_{с.\,пр} = 10 \cdot e^{-1{,}63} = 1{,}959 \text{ см};$$

$$\varkappa = 804{,}6 \cdot 1{,}959^2 = 3088 \text{ см}^2/\text{с};$$

$$mh = \frac{kh}{\mu}\,\frac{p_{пл}}{\varkappa} = 44\,80)\,\frac{229{,}5}{3088} = 332{,}95 \text{ см} \approx 3{,}33 \text{ м}.$$

Обработка КВД в случае соизмеримости времени работы скважины до остановки T с временем восстановления t ($T < 20t$) проводится по формуле

$$p_з^2 = p_{пл}^2 - \beta \lg \frac{T + t}{t}, \qquad \text{(V.10)}$$

где T — время работы скважины перед снятием КВД с дебитом Q_0, с.

Применение формулы (V.1) в этом случае искажает конечный участок КВД и может привести к ошибочным выводам о параметрах пласта и его однородности.

Для определения коэффициента β КВД строится в координатах $p_з^2 - \lg \frac{T + t}{t}$.

Параметр kh/μ определяется по формуле (V.4). При известном пластовом давлении прямолинейный участок можно однозначно провести как касательную к КВД из точки с координатами $p_з^2 = p_{пл}^2$ и $\lg \frac{T + t}{t} = 0$.

Пример. После работы скважины в течение 18 ч с дебитом $Q_0 = 103$ тыс. м³/сут снята КВД на устье. Исходные данные для расчета забойных давлений следующие: $L = 1450$ м; $\bar{\rho} = 0{,}62$; $p_{пл} = 146$ кгс/см²; $T_{пл} = 281$ К; $T_у = 273{,}5$ К; $z_{пл} = 0{,}7$.

Обработка КВД по формуле (V.10) приведена в табл. V.2 и на рис. V.2.

Таблица V.2

Обработка КВД по формуле (V.10)

t, с	$p_{затр}$, кгс/см²	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$	$\frac{T + t}{t}$	$\lg \frac{T + t}{t}$
0	65,5	75,3	5 670	1081	3,0334
60	69,4	80,0	6 400	1091	3,0334
120	71,3	82,2	6 757	541	2,7332
180	72,8	83,9	7 039	361	2,5575
300	76,0	87,7	7 681	217	2,3365
420	79,0	91,2	8 317	155	2,1903
600	82,8	95,8	9 177	109	2,0374
720	84,4	97,6	9 526	91	1,9590
900	87,5	101,5	10 302	73	1,8633
1 020	89,0	103,1	10 629	64	1,8096
1 200	91,0	105,4	11 109	55	1,7404
1 500	95,0	110,3	12 166	44	1,6454
1 800	98,0	114,3	13 064	37	1,5682
2 100	100,4	117,0	13 689	32	1,5024
2 400	102,3	119,3	14 232	28	1,4472
3 000	105,5	123,0	15 129	23	1,3541
3 600	108,0	128,2	15 926	19	1,2788
4 500	110,6	129,3	16 718	15	1,1875
5 400	112,5	131,5	17 292	13	1,1139
6 300	113,6	132,8	17 636	11	1,0531
7 200	113,9	133,1	17 716	10	1,0000
8 400	115,5	135,0	18 225	8,71	0,9400
9 000	116,7	136,4	18 605	7,75	0,8893
10 800	117,3	137,1	18 796	7,00	0,8451
12 600	118,3	138,3	19 127	6,14	0,7882
14 400	118,9	138,9	19 293	5,50	0,7404
16 200	119,9	139,8	19 544	5,00	0,6999
18 000	120,3	140,9	19 853	4,60	0,6628
27 000	121,2	141,9	20 135	3,40	0,5315
30 600	122,0	142,9	20 420	3,12	0,4942
36 000	122,3	143,2	20 500	2,8	0,4472
62 400	123,0	144,0	20 736	2,04	0,3096
196 200	123,7	144,8	20 967	1,33	0,1239
369 000	124,0	145,2	21 083	1,17	0,0682
646 200	124,2	145,4	21 141	1,16	0,0414

По прямолинейному участку определяем коэффициент $\beta = 1490$.
Рассчитываем по формуле (V.4) параметр проводимости пласта:

$$kh/\mu = 42{,}4 \cdot 103 \cdot 1{,}033 \cdot 281 \cdot 0{,}7/1490 \cdot 293 = 2{,}04 \text{ Д·м/сП}.$$

Формулы, полученные для ограниченного пласта, можно использовать в тех случаях, когда в процессе исследования скважины на ее поведении сказываются условия на границе пласта, например, при работе скважины в пласте с малыми размерами или при влиянии работы соседних скважин.

Обработка КВД проводится по формуле

$$\lg (p_{пл}^2 - p_з^2) = \alpha_1 - \beta_1 t, \qquad (V.11)$$

где

$$\alpha_1 = \lg 1{,}11\beta; \qquad (V.12)$$

$$\beta_1 = 2{,}51\ \frac{\varkappa}{R_к^2}; \qquad (V.13)$$

$R_к$ — радиус контура, на котором давление во время снятия КВД остается постоянным.

Для определения α_1 и β_1 КВД строится в координатах $\lg (p_{пл}^2 - p_з^2) - t$. Применение формулы (V.11) часто ограничивается неизвестным $p_{пл}$. В таких

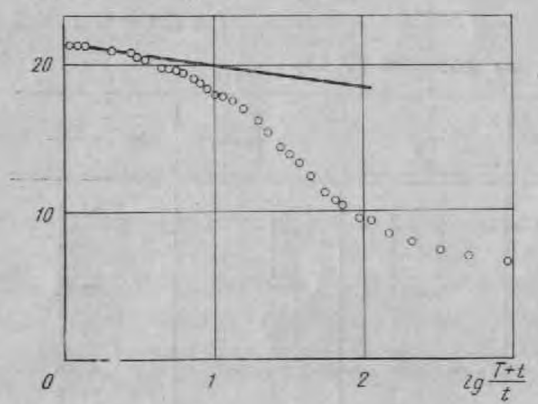
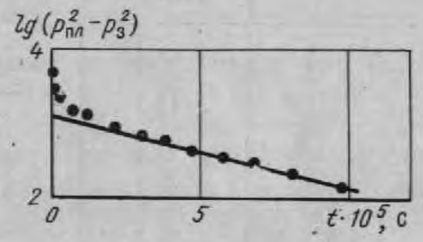


Рис. V.2. Обработка КВД по формуле (V.10)

Рис. V.3. Обработка КВД в ограниченном пласте



случаях следует использовать приближенные методы определения $p_{пл}$, так как применение формулы бесконечного пласта для рассматриваемых условий искажает конечный участок КВД и дает неверные значения искомых параметров.

Используя полученный в результате обработки коэффициент α_1, по формуле (V.12) находим β, а затем по формулам (V.4)—(V.10) находим соответствующие параметры пласта. Дополнительно по коэффициенту β_1 определяем

$$\varkappa/R_к^2 = \beta_1/2{,}51, \qquad (V.14)$$

$$V = \pi m h R_к^2 = 7{,}88 \cdot 10^{-4}\ \frac{kh}{\mu}\ \frac{p_{пл}}{\beta_1}, \qquad (V.15)$$

и при известном $R_к$

$$mh = \frac{7{,}7 \cdot 10^{-3} Q_0 p_{пл} T_{пл} z}{\beta\beta_1 R_к^2 T_{ст} p_{ат}}, \qquad (V.16)$$

где V — объем порового пространства дренажной зоны скважины, м³.

Пример. КВД снята после длительной работы скважины с дебитом $Q_0 = 1030$ тыс. м³/сут при $p_{пл} = 234{,}2$ кгс/см² и $T_{пл} = 303$ К.

Исходные данные и обработка по формуле (V.11) приведены в табл. V.3 и на рис. V.3.

В результате обработки получено $\alpha_1 = 3{,}12$; $\beta_1 = 0{,}926 \cdot 10^{-6}$.

По формулам (V.14)—(V.16) рассчитываем параметры:

$$\beta = \frac{1}{1{,}11}\ (10)^{3{,}12} = 1187,$$

$$kh/\mu = 42 \cdot 4 \cdot 1030 \cdot 1{,}033 \cdot 303\ 0{,}82/1187 \cdot 293 = 32{,}2\ \text{Д·м/сП},$$

$$\varkappa/R_к^2 = 0{,}926 \cdot 10^{-6}/2{,}51 = 0{,}369 \cdot 10^{-6}\ \text{1/с},$$

$$V = 7{,}88 \cdot 10^{-4} \cdot 32{,}2\ \frac{234{,}2}{0{,}926 \cdot 10^{-6}} = 6{,}4 \cdot 10^6\ \text{м}^3.$$

Таблица V.3

Пример обработки КВД по формуле (V.11)

t, с	$p_{затр}$, кгс/см²	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$	$p_{пл}^2 - p_з^2$	$\lg (p_{пл}^2 - p_з^2)$
0	150,0	183,2	—	—	—
10	159,1	183,2	33 560	21 290	4,3271
30	166,6	191,8	36 790	18 060	4,2567
120	183,8	211,6	44 770	10 080	4,0035
180	188,6	217,0	47 090	7 760	3,8899
600	194,1	223,2	49 820	5 030	3,7016
7 200	198,1	227,8	51 890	2 960	3,4713
21 600	199,2	229,0	52 440	2 410	3,3820
79 200	200,7	230,8	53 260	1 590	3,2100
115 200	201,3	231,4	53 530	1 320	3,1210
208 800	201,9	232,3	53 940	910	2,9600
295 200	202,3	232,7	54 160	690	2,8400
381 600	202,7	233,0	54 290	560	2,7482
468 000	202,9	233,2	54 380	470	2,6721
580 000	203,1	233,5	54 520	330	2,5190
680 000	203,3	233,6	54 570	280	2,4472
813 600	203,4	233,8	54 650	200	2,3017
986 400	203,5	233,9	54 710	140	2,1461

Принимая $R_к = 500$ м, получим

$$mh = \frac{7{,}7 \cdot 10^{-3} \cdot 1030 \cdot 234{,}2 \cdot 303 \cdot 0{,}82}{1187 \cdot 0{,}926 \cdot 10^{-6} \cdot 293 \cdot 1{,}033 \cdot 25 \cdot 10^4} = 5{,}55\ \text{м}.$$

Определение пластового давления

Граничное условие — бесконечный пласт. При условии $T < 20t$ в бесконечном пласте для определения пластового давления КВД обрабатываются по формуле (V.10). В этом случае при экстраполяции прямолинейного участка до $\lg \frac{T+t}{t} = 0$ значение $p_з^2 = p_{пл}^2$.

В качестве примера рассчитаем пластовое давление по КВД, приведенной в табл. V.2 и на рис. V.2. Как видно из графика при $\lg \frac{T+t}{t} = 0$ $p_з^2 = 21\ 200$, откуда $p_{пл} = \sqrt{21\ 200} = 145{,}6$ кгс/см². Измеренное значение $p_{пл} = 146$ кгс/см². Погрешность составляет $<0{,}3$ %.

В тех случаях, когда время работы скважины до остановки велико ($T \geqslant 20t$), КВД обрабатываются по формуле (V.1). При этом пластовое давление определяется путем экстраполяции прямолинейного участка до $\lg t = \lg T$. В этой точке разница между $p_{пл}^2$ и квадратом текущего забойного давления $p_{з1}^2$ составляет $0{,}3\beta$, т. е. $p_{пл}^2 = p_{з1}^2 + 0{,}3\beta$.

Пример. После работы скважины в течение 20 сут с постоянным дебитом снята КВД. Измеренное $p_{пл} = 230$ кгс/см². КВД, обработанная в координатах $p_з^2 - \lg t$, приведена на рис. V.4.

В результате обработки получено $\alpha = 47\ 200$, $\beta = 900$,

$$p_{з1}^2 = 52\ 800\ (\text{при } \lg t = \lg T = 6{,}238).$$

$$p_{пл} = \sqrt{52\ 800 + 0{,}3 \cdot 900} = 230{,}4\ \text{кгс/см}^2.$$

Следует отметить, что при определении пластового давления большое значение имеет правильный выбор методики обработки. Так, например, при длитель-

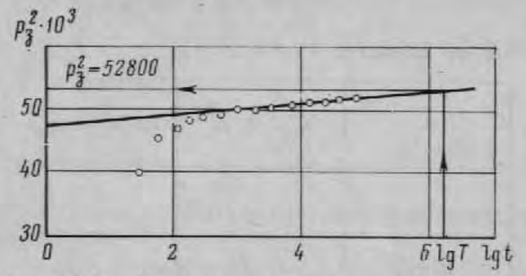


Рис. V.4. Определение пластового давления по КВД

ной работе скважины до остановки может иметь место влияние условий на границе дренажной области скважины, и применение в этом случае метода определения $p_{пл}$ по формулам бесконечного пласта может привести к значительному завышению $p_{пл}$.

Граничное условие — конечный пласт. Определение пластового давления в ограниченном пласте проводится в следующем порядке.

Обрабатывают КВД в координатах $p_з^2 - \lg\dfrac{T+t}{t}$. Определяют β и $p_з^{*2}$ в точке $\lg\dfrac{T+t}{t} = 0$.

Рассчитывают $y\,(u)$ по формуле

$$y\,(u) = 2{,}3\left(p_{пл1}^2 - p_з^{*2}\right)/\beta,$$

где $p_{пл1}$ — последнее измеренное или определенное по КВД значение пластового давления, кгс/см²; T — время работы скважины до остановки, $T = Q_{доб}/Q_0$, с; $Q_{доб}$ — суммарный отбор из скважины со времени последней остановки скважины на восстановление давления; Q_0 — дебит газа перед остановкой.

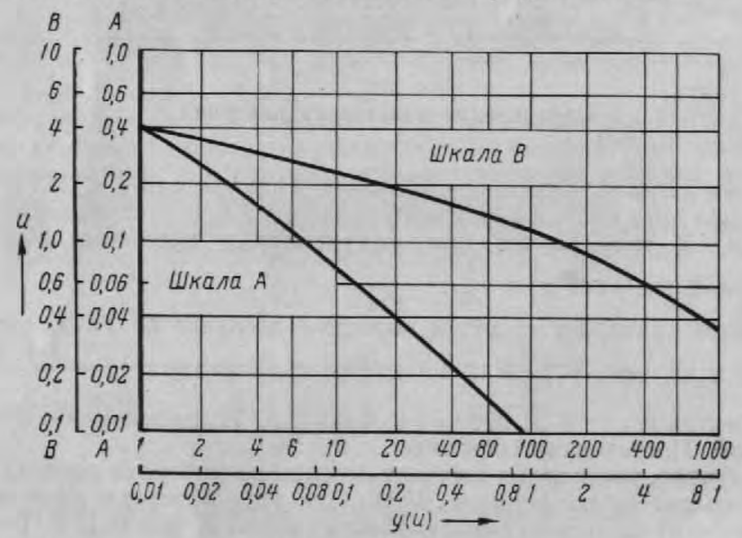


Рис. V.5. График функции $y\,(u)$

По рис. V.5 по найденному значению $y\,(u)$ определяют u.
Рассчитывают пластовое давление по формуле

$$p_{пл} = \sqrt{p_{пл1}^2 - \frac{\beta}{2{,}3u}}.$$

Пример. В скважине, работавшей до остановки 5400 ч, снята КВД. Пластовое давление перед пуском скважины было $p_{пл} = 240$ кгс/см². Определить пластовое давление на момент снятия КВД, считая граничным условием ограниченный пласт.

Результаты расчетов и исходные данные КВД приведены в табл. V.4 и на рис. V.6.

Из графика получаем при $\lg\dfrac{T+t}{t} = 0$ $p_з^{*2} = 56\,200$, $\beta = 1333$.

Таблица V.4

Обработка КВД для определения пластового давления

t, ч	$p_з^2$	$\dfrac{T+t}{t}$	$\lg\dfrac{T+t}{t}$	t, ч	$p_з^2$	$\dfrac{T+t}{t}$	$\lg\dfrac{T+t}{t}$
2	51 830	2701	3,431	106	54 290	46,3	1,666
6	52 440	901	2,955	130	54 380	37,9	1,579
22	53 260	219	2,340	161	54 520	30,8	1,489
32	53 530	151	2,179	189	54 570	26,4	1,422
58	53 940	83,8	1,923	226	54 650	22,2	1,346
82	54 160	59,5	1,774	276	54 710	18,5	1,267

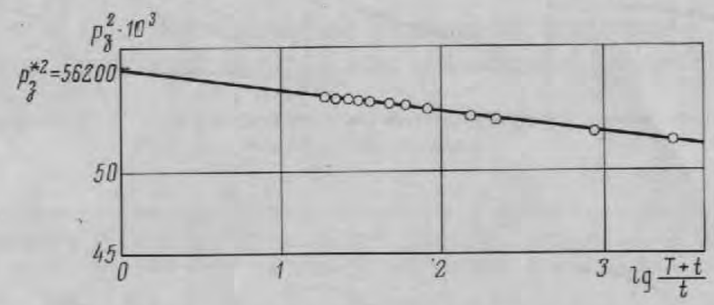


Рис. V.6. Обработка КВД для определения $p_{пл}$

Рассчитываем $y\,(u)$

$$y\,(u) = \frac{(240^2 - 56\,200)\,2{,}3}{1\,333} = 2{,}07.$$

По рис. V.5 находим $u = 0{,}25$.
Пластовое давление равно

$$p_{пл} = \sqrt{240^2 - \frac{1\,333}{2{,}3 \cdot 0{,}25}} = 235{,}1 \text{ кгс/см}^2.$$

V.1.3. Влияние различных факторов на форму КВД

Рассмотренные методы обработки КВД получены для условий мгновенного закрытия скважины, работающей в однородном пласте при стационарном распределении давления до остановки и изотермическом процессе восстановления давления. Как известно, в реальных скважинах соблюдение всех этих условий невозможно. Поэтому КВД, преобразованные в координатах соответствующих методов, имеют, как правило, форму, отличающуюся от прямой. При этом искажение формы КВД может происходить на разных ее участках в зависимости от того, каким фактором оно вызвано.

Искажение формы начальных участков КВД могут вызвать следующие факторы.

Наличие притока газа в скважину после ее закрытия на устье. При этом начальный участок отклоняется вниз от прямой, как показано на рис. V.7, *а*. КВД начинается, как правило, из точки с координатами $\lg t = 0$ и $p_з^2 = p_{з.\,о}^2$. Обработка таких КВД с учетом притока приведена в п. V.1.4.

Значительное отличие параметров призабойной зоны от параметров пласта, в том числе ухудшение их в результате выпадения конденсата и улучшение

после работ по интенсификации. Если проводимость призабойной зоны лучше проводимости пласта, начальный участок отклоняется вверх от прямой (см. рис. V.7, *б*). В случае ухудшенных параметров призабойной зоны начальный участок отклоняется вниз и имеет вид, аналогичный КВД с влиянием притока. Применение методов обработки с учетом притока в этом случае не выпрямляет начальный участок.

Технологические причины, в том числе:

1) запаздывание закрытия скважины на забое по сравнению с началом отсчета времени. Время запаздывания t_0 получается как точка пересечения линии $p^2_{з.\,0}$ и кривой экстраполированной линии начального участка, имеющего обычно

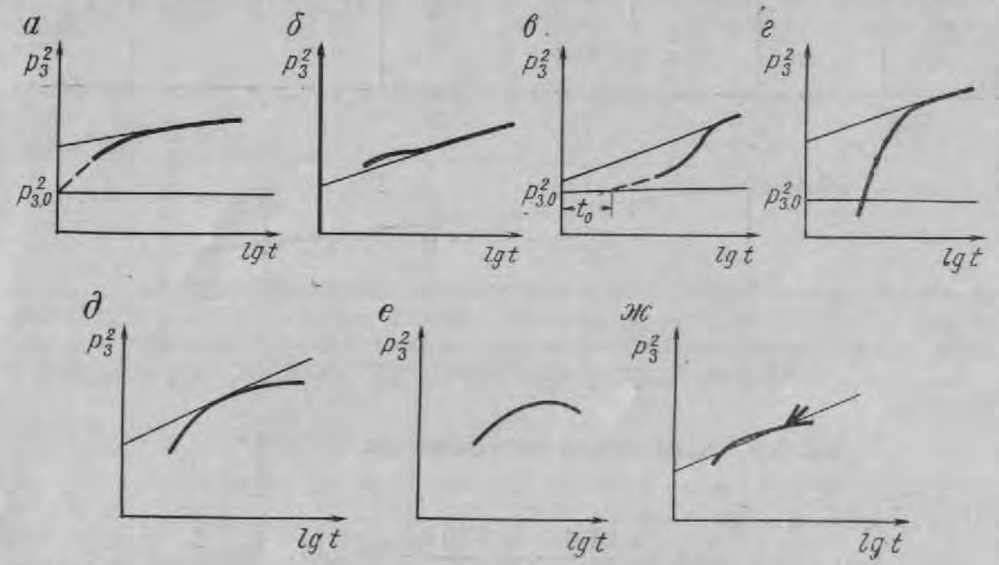


Рис. V.7. Влияние различных факторов на форму КВД

точку перегиба. Коэффициент α в этом случае должен определяться при $t = t_0$ Вид КВД показан на рис. V.7, *в*;

2) снятие КВД в фонтанных трубах или эксплуатационной колонне, по которым скважина работала до остановки. При этом первые точки КВД могут быть значительно ниже, чем начальное забойное давление $p^2_{з.\,0}$. Начальный участок характеризуется большой крутизной, в особенности при снятии КВД после продувки с дебитом, близким к свободному (см. рис. V.7, *г*).

Основными факторами, искажающими форму конечных участков КВД, являются следующие.

Влияние границ пласта, т. е. соответствие принятых при обработке граничных условий характеру работы скважины в процессе исследования. Так, например, при обработке КВД скважин, работающих в условиях ограниченного пласта, по формулам бесконечного пласта, конечный участок искривляется (см. рис. V.7, *д*).

Неизотермичность процесса восстановления давления в высокодебитных скважинах со значительной разницей между статической температурой на забое и устье. В таких случаях, при снятии КВД на устье неучет процесса стабилизации температуры может привести как к заметному искажению формы конечного участка (см. рис. V.7, *е*), так и к изменению его наклона и связанными с этим ошибками в определении параметров пласта.

Наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, в том числе непроницаемых экранов, зон выклинивания, сбросов и т. д. Форма конечных участков КВД в зависимости от конфигурации и числа экранов, а также методы обработки КВД в неоднородных пластах приведены в п. V.1.4. Вид КВД показан на рис. V.7, *ж*.

Нарушения режима работы скважины перед ее остановкой, связанные с технологией исследования, например со спуском глубинных приборов. При этом длина искривленного участка тем больше, чем больше время работы скважины на измененном режиме. Поэтому для надежного определения параметров пласта наиболее правильно снимать КВД после работы на установившемся режиме, в противном случае нарушение режима необходимо учитывать при обработке КВД.

Наличие нескольких пластов с разными фильтрационными параметрами. В этом случае время начала влияния границ определяется пьезопроводностью лучшего пласта, что отмечается на КВД дополнительным прямолинейным участком, аналогично неоднородности по площади.

Приведенные факторы не обусловливают все возможные формы КВД, так как на практике может иметь место сочетание отдельных факторов и различные дополнительные факторы.

V.1.4. Учет влияния различных факторов при обработке кривых восстановления давления

Учет притока газа в скважину после ее остановки

Необходимость учета притока возникает, как правило, в тех случаях, когда он продолжается в течение длительного времени, например, в малодебитных скважинах, а также при невозможности получения и обработки конечных участков КВД.

Для обработки КВД с учетом притока используются дифференциальные и интегральные методы. Применение этих методов к различным скважинам показывает, что они дают в некоторых случаях разные результаты. Поэтому для расчетов, требующих большой точности, в особенности для неоднородных пластов, желательно применять методы обоих типов.

Ниже приводится методика обработки КВД одним из методов каждого типа.

Дифференциальный метод. Обработка КВД проводится по формуле

$$\frac{p_з^2 - p^2_{з0}}{1 - q(t)/Q_0} = \alpha_0 + \beta \lg \varphi; \qquad \text{(V.17)}$$

где

$$\alpha_0 = \beta \lg \frac{2{,}25\varkappa}{R^2_{с.\,пр}} + bQ_0^2; \qquad \text{(V.18)}$$

$$\varphi = \frac{t - V(t)/Q_0}{1 - q(t)/Q_0}; \qquad \text{(V.19)}$$

$$V(t) = \frac{T_{ст}\Omega_{скв}}{z_{ср}T_{ср}p_{ат}}[\tilde{p}(t) - \tilde{p}_0]; \qquad \text{(V.20)}$$

$$q(t) = \frac{T_{ст}\Omega_{скв}}{z_{ср}T_{ср}p_{ат}}\frac{d\tilde{p}}{dt}; \qquad \text{(V.21)}$$

$$\tilde{p} = (p_з + p_у)/2; \qquad \text{(V.22)}$$

$V(t)$ — объем газа, поступившего в скважину за время t, см³; $q(t)$ — приток газа в скважину в момент t, см³/с; $\tilde{p}$, $\tilde{p}_0$ — среднее давление в скважине соответственно в момент t и $t = 0$, кгс/см²; $p_з$, $p_у$ — давление на забое и устье скважины в момент t, кгс/см²; Q_0 — дебит скважины перед остановкой, см³/с; $\Omega_{скв}$ — объем скважины, см³.

При наличии фонтанных труб $\Omega_{скв}$ определяется как сумма объемов затрубного пространства и фонтанных труб.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (V.1)—(V.9).

Величина $\widetilde{dp}/dt$ определяется приближенно графическим способом по формуле

$$\frac{d\tilde{p}}{dt} = \frac{(\tilde{p} - \tilde{p}_0)_{t_2} - (\tilde{p} - \tilde{p}_0)_{t_1}}{t_2 - t_1}. \qquad (V.23)$$

Интервал времени $t_2 - t_1$ выбирается таким образом, чтобы точка t была посередине интервала, т. е. $\Delta t = (t_2 - t_1)/2$. В зависимости от темпа нарастания давления Δt можно выбрать от нескольких секунд (на начальном участке) до нескольких минут.

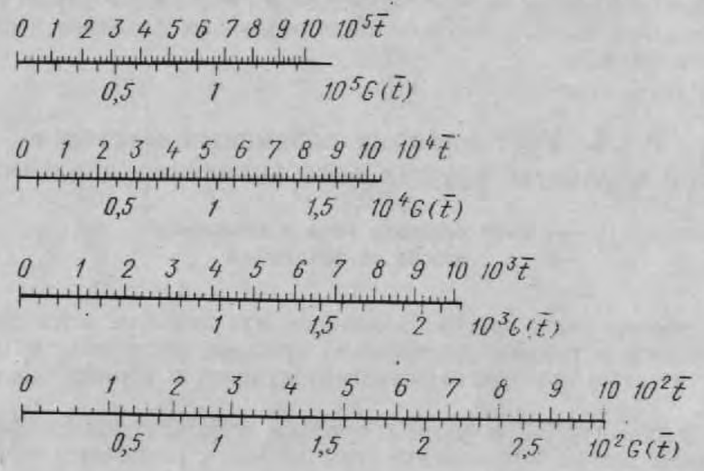


Рис. V.8. Палетка $G(\bar{t})$ для обработки КВД интегральным методом

Обрабатывая полученные результаты графически в координатах $\dfrac{p_з^2 - p_{з0}^2}{1 - q(t)/Q_0} - \lg\varphi$, по прямолинейному участку определяют α_0 и β, по которым затем находят те же параметры, что и по формулам (V.4)—(V.9).

Интегральный метод. Обработка КВД проводится по формуле

$$\frac{\ln \bar{t} D(\bar{t})}{2n\left[t - \dfrac{V(t)}{Q_0}\right]} = \frac{Q_0 \mu z p_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}}\left[\ln\frac{\varkappa}{R_{с.\,пр}^2} + 2{,}3\lg t\right], \qquad (V.24)$$

где t — продолжительность восстановления давления; $\bar{t} = nt$ — безразмерное время;

$$n \approx \varkappa/R_с^2;$$

$$D(\bar{t}) = \int_0^{\bar{t}} \Delta p_з^2 (\bar{t} - \bar{\tau})\, dG(\bar{\tau}); \qquad (V.25)$$

$$\Delta p_з^2 = p_з^2 - p_{з0}^2;$$

τ — параметр интегрирования, изменяется от 0 до t, $\bar{\tau} = \tau n$; $G(\bar{t})$ — функция суммарного притока.

Для расчета $D(\bar{t})$ КВД строится в координатах $\Delta p_з^2 (\bar{t} - \bar{\tau}) - G(\bar{t})$. Для этого используются палетки абсциссы $G(\bar{t})$ с отметками параметра $\bar{t}$ (рис. V.8). С помощью графического интегрирования находят площади $D(\bar{t})$ по формуле

(V.25). Величина $V(t)$ определяется аналогично дифференциальному методу. Обработанная КВД строится в координатах

$$\frac{\ln \bar{t} D(\bar{t})}{2n\left[t - \dfrac{V(t)}{Q_0}\right]} - \lg t.$$

При этом тангенс угла наклона прямолинейного участка равен коэффициенту β, а отрезок, отсекаемый на оси ординат, α'.

$$\alpha' = \alpha - \frac{Q_0 \mu p_{ат} z T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \ln 2{,}25 \qquad (V.26)$$

или

$$\alpha' = \alpha - \frac{\beta}{2{,}3} \ln 2{,}25.$$

Пример. В скважине, работавшей с дебитом $Q_0 = 79{,}56$ тыс. м³/сут при $p_{пл} = 20{,}03$ кгс/см² снята КВД. Конструкция скважины: диаметр эксплуатационной колонны 168 мм, глубина спуска 227 м, забой открытый в интервале 234—243 м, диаметр 121 мм. Эффективная мощность $h = 6{,}5$ м; пористость $m = 0{,}2$; $\bar{\rho} = 0{,}68$; $\mu = 0{,}012$ сП; $T_у = 280$ К; $T_з = 286$ К. Коэффициенты фильтрационного сопротивления $a = 0{,}96$; $b = 1{,}6 \cdot 10^{-3}$. Исходные данные КВД и $p_з^2 - p_{з0}^2$ приведены в табл. V.5. При обработке КВД принято $z = 1{,}0$; $T_{ст} = T_{ср}$. Объем скважины $\Omega_{скв} = 4{,}25 \cdot 10^{-5}$ см³.

Обработка дифференциальным методом.

Результаты расчетов и обработки КВД приведены в табл. V.5—V.8 и на рис. V.9. Как видно из табл. V.6 приток газа в скважину практически прекратился через 3 мин после закрытия, поэтому дальнейший расчет проводить нецелесообразно.

Для сравнения на рис. V.9 приведены результаты обработки КВД без учета притока в координатах $(p_з^2 - p_{з0}^2) - \lg t$. Очевидно, что конечный участок по обоим методам совпадает.

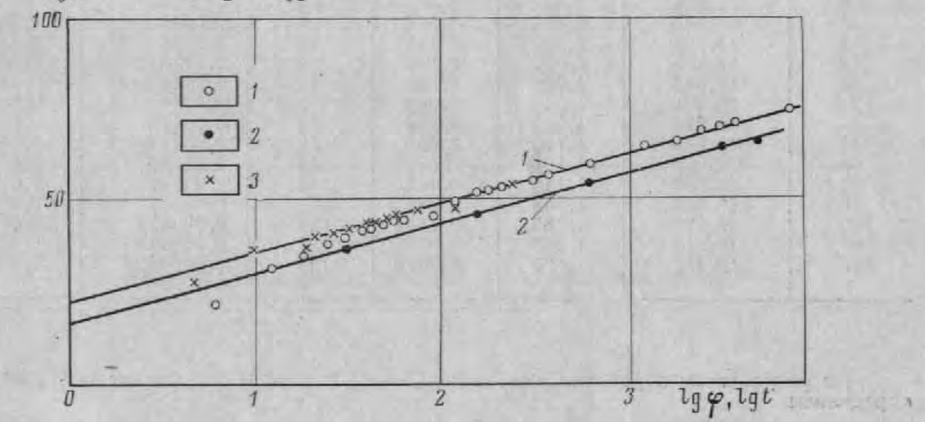


Рис. V.9. Обработка КВД с учетом притока.

Зависимость: *1* — $p_з^2 - p_{з0}^2$ от $\lg t$; *2* — $\dfrac{\ln \bar{t} D(\bar{t})}{2n\left[t - \dfrac{V(t)}{Q_0}\right]}$ от $\lg t$;

3 — $\dfrac{p_з^2 - p_{з0}^2}{1 - \dfrac{q(t)}{Q_0}}$ от $\lg\varphi$

Таблица V.5

Результаты исследования и обработки КВД

t, с	lg t	$p_г$, кгс/см²	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2-p_{з.0}^2$	t, с	lg t	$p_г$, кгс/см²	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2-p_{з.0}^2$
0	—	17,76	18,15	0	240	2,38	19,16	19,56	53,32
6	0,78	18,34	18,72	21,24	300	2,48	19,20	19,60	54,88
12	1,08	18,60	18,99	31,32	360	2,56	19,24	19,65	56,55
18	1,25	18,68	19,07	34,34	420	2,62	19,26	19,67	58,65
24	1,38	18,76	19,16	37,47	600	2,78	19,32	19,72	59,74
30	1,48	18,80	19,20	39,04	1200	3,08	19,40	19,81	62,97
36	1,56	18,84	19,24	40,60	1800	3,25	19,44	19,85	64,53
42	1,62	18,86	19,25	41,43	2400	3,38	19,50	19,91	66,98
48	1,68	18,88	19,27	42,16	3000	3,48	19,52	19,92	67,81
54	1,73	18,90	19,30	43,08	3600	3,56	19,53	19,94	68,54
60	1,78	18,92	19,32	43,83	4800	3,68	19,54	19,95	68,64
90	1,95	19,00	19,40	46,96	6000	3,78	19,58	19,98	70,31
120	2,08	19,04	19,44	48,52	6600	3,82	19,61	20,01	71,15
150	2,18	19,08	19,48	50,09	7200	3,86	19,63	20,03	71,88
180	2,25	19,12	19,52	51,75	7800	3,89	19,63	20,03	71,88
210	2,32	19,156	19,55	53,11	—				

Таблица V.6

Расчет притока газа в скважину после ее закрытия

t, с	$\tilde{p}$, кгс/см²	$\tilde{p}-\tilde{p}_0$, кгс/см²	$(\tilde{p}-\tilde{p}_0)t_2-(\tilde{p}-\tilde{p}_0)t_1$	t_2-t_1, с	$\frac{d\tilde{p}}{dt}$	$\frac{q(t)}{Q_0}$
0	17,955	—	—	—	—	—
6	18,530	0,575	0,310	6	0,0516	0,230
12	18,795	0,840	0,345	12	0,0288	0,129
18	18,875	0,920	0,165	12	0,0138	0,0615
24	18,960	1,005	0,125	12	0,0104	0,0447
30	19,000	1,045	0,065	12	0,0054	0,0241
36	19,025	1,070	0,055	12	0,00459	0,0223
42	19,055	1,100	0,050	12	0,00416	0,0186
48	19,075	1,120	0,045	12	0,00315	0,0167
54	19,100	1,145	0,045	12	0,00315	0,0167
60	19,120	1,165	0,035	12	0,00292	0,01305
120	19,230	1,285	0,0188	120	0,000833	0,00372
180	19,318	1,363	0,0135	120	0,0001125	0,000504
240	19,375	1,420	0,0099	120	0,0000825	0,000368

По результатам обработки получено $\alpha_0 = 22,0$; $\beta = 12,75$. Согласно формуле (V.4) определяем

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{42,4 \cdot 79,56 \cdot 1,033}{12,75} = 281 \text{ Д·м/сП.}$$

Обработка интегральным методом.

Расчеты проводились для значений $t = 30$, 150, 600, 3000 и 4800 с. Было принято $n = 70$ 1/с. Величину $D(\bar{t})$ вычисляли по палеткам (см. рис. V.8). В качестве примера на рис. V.10 дана зависимость $\Delta p_c^2(\bar{t}-\bar{\tau})$ от $G(\bar{t})$ для $t = 600$ с. Интеграл $D(\bar{t})$ находили путем графического интегрирования.

Таблица V.7

Расчет количества газа $V(t)$, поступившего в скважину после ее закрытия

t, с	$\tilde{p}$, кгс/см²	$\tilde{p}-\tilde{p}_0$, кгс/см²	$V(t)\cdot 10^{-6}$, см³	$V(t)/Q_0$
0	17,955	0	—	—
6	18,530	0,575	2,368	2,560
12	18,795	0,840	3,452	3,748
18	18,857	0,920	3,781	4,111
24	18,960	1,005	4,130	4,484
30	19,000	1,045	4,300	4,668
36	19,025	1,075	4,459	4,841
42	19,055	1,100	4,521	4,908
48	19,075	1,120	4,603	5,000
54	19,100	1,145	4,706	5,109
60	19,120	1,165	4,788	5,200
120	19,240	1,285	5,2814	5,713
180	19,318	1,363	5,6019	6,082
240	19,375	1,420	5,8362	6,315

Таблица V.8

Результаты обработки КВД по формуле (V.17)

t, с	$1-\frac{q(t)}{Q_0}$	$\frac{p_з^2-p_{з.0}^2}{1-q(t)/Q_0}$	$t-\frac{V(t)}{Q_0}$	φ	$\lg\varphi$
0	—				
6	0,770	27,3	3,440	4,46	0,649
12	0,871	35,9	8,252	9,47	0,976
18	0,9385	36,6	13,889	18,80	1,274
24	0,9553	39,2	19,516	20,42	1,310
30	0,9759	40,0	25,332	26,00	1,415
36	0,9777	41,5	31,159	31,87	1,504
42	0,9814	42,2	37,092	37,80	1,578
48	0,9833	42,9	43,000	43,73	1,641
54	0,9833	43,8	48,891	49,72	1,697
60	0,9870	44,5	54,800	55,50	1,744
120	0,9983	47,1	114,287	114,70	2,060
180	0,99341	51,7	173,918	174,02	2,240
240	0,99963	53,3	233,685	233,77	2,369

Таблица V.9

Результаты обработки КВД интегральным методом

t, с	$\bar{t}=nt$	lg t	ln $\bar{t}$	$D(\bar{t})$	$\frac{Q_0}{V(t)}-\frac{t}{2n}$	$\left[\frac{Q_0}{V(t)}-\frac{t}{2n}\right]$	$\ln\bar{t}D(\bar{t})\left[\frac{Q_0}{V(t)}-\frac{t}{2n}\right]$
30	$2,1\cdot10^3$	1,477	7,63	$1,66\cdot10^4$	25,3	3 540	35,9
150	$10,5\cdot10^3$	2,176	9,25	$9,74\cdot10^4$	114	20 200	44,75
600	$4,2\cdot10^4$	2,778	10,63	$4,21\cdot10^5$	594	83 000	54,0
3000	$2,1\cdot10^5$	3,477	12,2	$2,15\cdot10^6$	2990	419 000	62,7
4800	$3,36\cdot10^5$	3,681	12,7	$3,36\cdot10^6$	4790	670 000	63,8

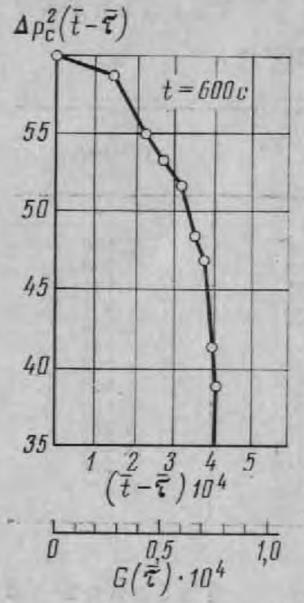


Рис. V.10. Зависимость $\Delta p_c^2\,(\bar{t}-\bar{\tau})$ от $G\,(\bar{t})$

Все основные расчеты и результаты обработки приведены в табл. V.9 и на рис. V.9. Как видно из графика, прямолинейный участок имеет тот же наклон, что и по другим методам, а коэффициент $\alpha' = 17{,}0$.

Учет неизотермичности процесса восстановления давления

Учет стабилизации температуры при обработке КВД проводится при расчете забойных давлений по устьевым. Для этого в качестве $T_{ср}$ в формулу (III.4) подставляется среднелогарифмическое фактических забойной и устьевой температур в каждый момент. С этой целью одновременно с КВД на устье скважины снимается кривая стабилизации температуры (на глубине нейтрального слоя) или несколько точек этой кривой для ее последующего приближенного построения.

Температура на глубине нейтрального слоя рассчитывается по формуле

$$T = T_{н.с} + (T_{с.о} - T_{н.с}) \exp\left(-5{,}78t\,\frac{a}{R_к^2}\right), \qquad (V.27)$$

где T, $T_{с.о}$ — соответственно температура на стенке скважины в момент t и перед остановкой скважины ($t = 0$), К; $T_{н.с}$ — температура нейтрального слоя, К; a — температуропроводность пласта, м²/ч; $R_к$ — радиус теплового влияния скважины, м.

Комплексный параметр $a/R_к^2$ определяют по измеренным значениям T, используя формулу (V.27).

Следует иметь в виду, что во избежание значительных погрешностей в определении $a/R_к^2$ по отдельным точкам, температуру необходимо измерять при достаточно больших t так, чтобы соблюдалось условие $t \geqslant 0{,}2\,\frac{a}{R_к^2}$.

Таблица V.10

Обработка КВД с учетом стабилизации температуры

t, с	$p_т$, кгс/см²	$T_у$, К	$T_{ср}$ К	С учетом стабилизации температуры				lg t	Без учета стабилизации температуры	
				$z_{ср}$	e^S	$p_з$	$p_з^2$		$p_з$	$p_з^2$
0	219,0	378	394,5	0,955	1,2021	263,2	69 300	—	270,5	73 200
3 600	268,3	372	391,5	0,995	1,1947	320,5	102 720	3,556	329,6	108 640
7 200	268,7	366	388,5	0,992	1,1971	321,7	103 490	3,857	330,1	108 970
10 800	268,7	362,5	386,8	0,989	1,1988	322,1	103 760	4,033	330,1	108 970
14 400	269,0	360	385,5	0,988	1,1997	322,7	104 150	4,158	330,4	109 160
18 000	269,0	355	383,0	0,985	1,2018	323,3	104 510	4,255	330,4	109 160
25 000	268,7	348	379,5	0,982	1,2046	323,7	104 800	4,401	330,1	108 970
32 400	268,4	341,5	376,2	0,976	1,2079	324,2	105 100	4,510	329,7	108 700
36 000	268,3	338	374,5	0,975	1,2091	324,4	105 235	4,556	329,6	108 640
39 600	267,9	334	372,5	0,973	1,2108	324,4	105 235	4,598	329,1	108 300
43 200	267,8	332	371,5	0,972	1,2117	324,5	105 300	4,636	329,0	108 240
50 400	267,4	328	369,5	0,969	1,2137	324,5	105 300	4,702	328,5	107 900
57 600	267,0	323,5	367,2	0,967	1,2157	324,6	105 360	4,760	328,0	107 580
64 800	266,7	320	365,5	0,965	1,2173	324,6	105 400	4,812	327,6	107 320
72 000	266,5	318	364,5	0,963	1,2185	324,6	105 430	4,857	327,4	107 200
79 200	266,2	315	363,0	0,962	1,2198	324,7	105 440	4,899	327,0	106 930
82 800	266,7	314	362,5	0,961	1,2203	324,7	105 440	4,918	326,9	106 860

Период стабилизации температуры оценивается по известным значениям $a/R_к^2$ и некоторой заданной величине ΔT, на которую может отличаться значение T, принимаемое условно стабилизировавшимся от $T_{н.с}$. Величина ΔT может определяться как условиями задачи, так и техническими условиями, например точностью измерительных приборов. Для оценки периода стабилизации используется формула

$$t_{ст} = -0{,}173\,\frac{\ln\dfrac{\Delta T}{T_{с.о} - T_{н.с}}}{a/R_к^2}.$$

Обработка КВД с учетом стабилизации температуры производится согласно изложенным методам.

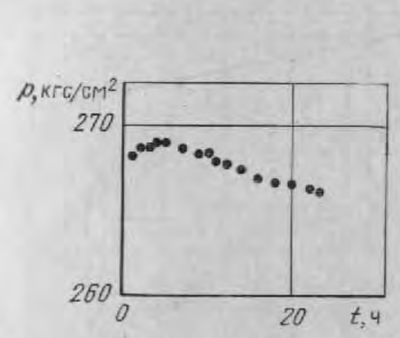


Рис. V.11. Изменение давления на устье скважины при снятии КВД

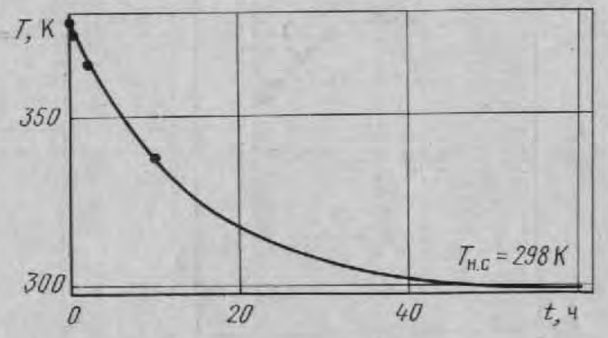


Рис. V.12. Кривая стабилизации температуры

Пример. При снятии КВД на устье скважины осуществлено три замера температуры T на глубине нейтрального слоя. Температура нейтрального слоя $T_{н.с} = 298$ К, начальная температура $T_{с.о} = 378$ К. Дебит перед остановкой $Q_0 = 857$ тыс. м³/сут; глубина вскрытого интервала 3430 м; относительная плотность газа $\bar{\rho} = 0{,}592$; пластовая температура $T_{пл} = 411$ К. Данные КВД, снятой на устье, приведены в табл. V.10 и на рис. V.11. Расчет стабилизации температуры и измеренные значения — в табл. V.11 и на рис. V.12.

Обработка КВД проведена по формуле (V.1), при этом забойные давления рассчитывались по барометрической формуле с учетом и без учета стабилизации температуры.

Таблица V.11

Расчет кривой стабилизации температуры на устье скважины

t, ч	T, К	$\dfrac{T - T_{н.с}}{T_{с.о} - T_{н.с}}$	$\ln\dfrac{T - T_{н.с}}{T_{с.о} - T_{н.с}}$	$\dfrac{a}{R_к^2}$
0	378 *	1,0000	—	—
0,5	375 *	0,9620	−0,0388	0,0134
2,0	366 *	0,8500	−0,1625	0,0140
5,0	355	0,7120	−0,3397	0,0117
10,0	338 *	0,4930	−0,7080	0,0122
20,0	318	0,2430	−1,415	0,0122
30,0	308	0,1200	−2,123	0,0122
40,0	303	0,0590	−2,830	0,0122
50,0	300	0,0290	−3,538	0,0122
60,0	299	0,0143	−4,246	0,0122

* Измеренные значения.

Результаты обработки приведены на рис. V.13 и в табл. V.10. Как видно из графиков, КВД без учета стабилизации температуры имеет аномальный вид и не поддается обработке. По КВД, обработанной с учетом стабилизации температуры, получено $\beta = 490$, откуда

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{42{,}4 \cdot 857 \cdot 1{,}033 \cdot 411 \cdot 1{,}1}{490 \cdot 293} = 118{,}2 \text{ Д·м/сП}.$$

Период стабилизации температуры по $a/R_к^2 = 0{,}0122$ 1/ч и $\Delta T = 1$ К равен

$$t_{ст} = -0{,}173 \frac{\ln \dfrac{1}{378 - 298}}{0{,}0122} \cong 60 \text{ ч}.$$

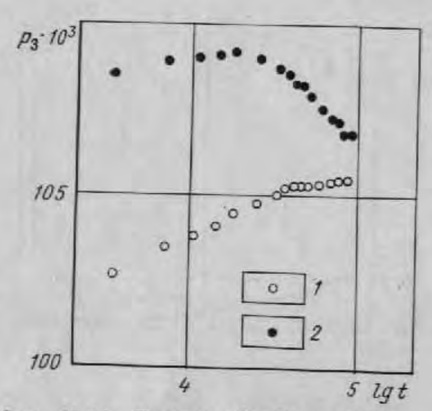


Рис. V.13. Пример обработки КВД.
1 — с учетом стабилизации температуры; *2* — без учета стабилизации температуры

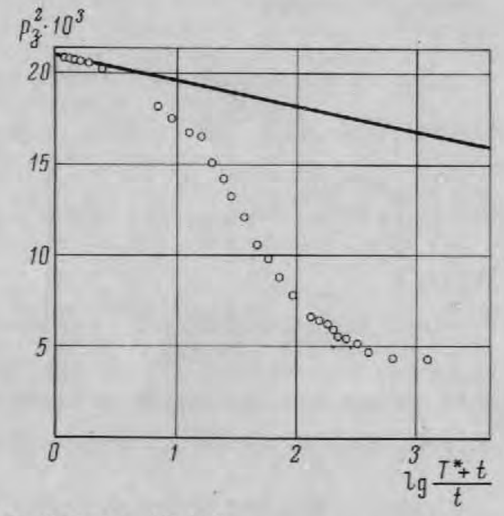


Рис. V.14. Результаты обработки КВД по формуле (V.10′)

Учет условий работы скважины перед снятием КВД

При исследовании скважин, вскрывших слабопроницаемые коллекторы, часто используются ускоренные методы с неполной стабилизацией давления на режимах и восстановлением давления между ними. КВД, снятые после таких исследований, а также в других аналогичных случаях следует обрабатывать методами, учитывающими нестационарность распределения давления в пласте.

При работе скважины на режиме, предшествующем снятию КВД, в течение T, сравнимого с временем восстановления давления t, используется формула (V.10). Эту формулу можно использовать при обработке КВД, снятой после работы скважины на большом числе кратковременных режимов

$$p_з^2 = p_{пл}^2 - \beta \lg \frac{T^* + t}{t}, \qquad \text{(V.10′)}$$

где $T^* = Q_{доб}/Q_{n-1}$; $Q_{доб}$ — объем газа, отобранный за время работы скважины до остановки, тыс. м³; Q_{n-1} — дебит на режиме, предшествующем остановке, тыс. м³/сут.

КВД строится в координатах $p_з^2 - \lg \dfrac{T^* + t}{t}$, дальнейшая обработка аналогична обработке по формуле (V.10).

Пример. Скважина до остановки работала на трех режимах по 9 ч с дебитами $Q_1 = 96$ тыс., $Q_2 = 103{,}6$ тыс. и $Q_3 = 120$ тыс. м³/сут, после чего была снята КВД. Исходные данные и обработка по формуле (V.10′) приведены в табл. V.12 и на рис. V.14.

Расчет T^* проводился в следующем порядке. Переводим дебиты в см³/с: $Q_1 = 1{,}1 \times 10^6$; $Q_2 = 1{,}2 \cdot 10^6$; $Q_3 = 1{,}39 \cdot 10^6$.

Таблица V.12

Обработка КВД по формуле (V.10′)

t, с	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$	$\dfrac{T^*+t}{t}$	$\lg \dfrac{T^*+t}{t}$
0	60,3	3 636	86 400	—
60	65,0	4 225	1 441	3,1584
120	67,3	4 529	721	2,8579
180	69,5	4 830	481	2,6821
240	71,6	5 126	361	2,5575
300	73,9	5 461	289	2,4609
360	75,5	5 700	241	2,3820
420	77,6	6 022	206,7	2,3139
480	79,3	6 288	181	2,2575
540	80,7	6 512	161	2,2068
600	82,2	6 757	145	2,1614
900	89,2	7 956	97	1,9868
1 200	94,8	8 987	73	1,8633
1 500	99,6	9 920	58,6	1,7679
1 800	103,6	10 733	49	1,6902
2 400	110,3	12 166	37	1,5682
3 000	115,9	13 433	29,8	1,4742
3 600	119,5	14 280	25	1,3979
4 500	123,6	15 277	20,2	1,3054
5 400	126,7	16 053	17	1,2304
7 200	130,2	16 952	13	1,1139
10 800	133,5	17 822	9	0,9542
14 400	135,9	18 469	7	0,8451
65 700	142,8	20 392	2,315	0,3636
105 300	143,8	20 678	1,82	0,2601
148 500	144,0	20 736	1,58	0,1987
249 300	144,2	20 793	1,346	0,1303
321 300	144,7	20 938	1,268	0,1038
407 700	144,7	20 938	1,212	0,0828

Рассчитываем $Q_{доб}$ (при этом принималось $Q = \text{const}$)

$$Q_{доб} = Q_1 t + Q_2 t + Q_3 t = 32\,400 \cdot 10^6 (1{,}1 + 1{,}2 + 1{,}39) = 12 \cdot 10^{10} \text{ см}^3.$$

Откуда $T^* = 12 \cdot 10^{10}/1{,}39 \cdot 10^6 = 86\,400$.

Построив КВД в координатах $p_з^2 - \lg \dfrac{T^*+t}{t}$, получаем по прямолинейному участку $\beta = 1470$.

Для учета нескольких кратковременных режимов работы и остановок можно использовать формулу

$$p_{зп}^2 = p_{пл}^2 - \beta\varphi, \qquad \text{(V-28)}$$

где

$$\varphi = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_{n-1}} \lg \frac{\left(\sum\limits_{i=1}^{n-1} t_i - \sum\limits_{i=1}^{i-1} t_i\right) + t}{\left(\sum\limits_{i=1}^{n-1} t_i - \sum\limits_{i=1}^{i} t_i\right) + t}; \qquad \text{(V.29)}$$

Q_i, t_i — дебит (тыс. м³/сут) и продолжительность (с) i-го режима; $i = 1, 2, 3, \ldots, n$; n — общее число режимов работы и остановок, включая и снятие КВД; Q_{n-1} — дебит на режиме, предшествующем снятию КВД, тыс. м³/сут; t — текущее время восстановления давления, с.

КВД строится в координатах $p_з^2 - \varphi$, коэффициент β определяется аналогично стандартным методам.

Пример. Скважина эксплуатировалась с дебитом $Q_1 = 96$ тыс. м³/сут в течение $t_1 = 12\,600$ с, затем после остановки ($Q_2 = 0$) $t_2 = 900$ с переведена на режим с дебитом $Q_3 = 106{,}3$ тыс. м³/сут в течение $t_3 = 72\,700$ с. После этого скважину закрыли для снятия КВД.

Таблица V.13

Обработка КВД по формуле (V.28)

t, с	p_3^2	$\frac{86\,280+t}{73\,680+t}$	$\lg\frac{86\,280+t}{73\,680+t}$	$0{,}903\lg\frac{86\,280+t}{73\,680+t}$	$\frac{72\,780+t}{t}$	$\lg\frac{72\,780+t}{t}$	φ
0	3 636	1,1710	0,0686	0,0619	—	—	—
60	4 225	1,1708	0,0682	0,01615	1214,0	3,0842	3,1457
120	4 529	1,1707	0,0682	0,0615	607,5	2,7836	2,8451
180	4 830	1,1705	0,0682	0,0615	405,3	2,6078	2,6693
240	5 126	1,1704	0,0682	0,0615	304,3	2,4833	2,5448
300	5 461	1,1703	0,0682	0,0615	243,6	2,3867	2,4482
360	5 700	1,1701	0,6820	0,0615	203,2	2,3079	2,3694
420	6 022	1,1700	0,0682	0,0615	174,3	2,2413	2,3028
480	6 288	1,1699	0,0682	0,0615	152,6	2,1835	2,2450
540	6 512	1,1697	0,0682	0,6150	135,7	2,1326	2,1941
600	6 757	1,1696	0,0682	0,0615	122,3	2,0875	2,1490
900	7 956	1,1689	0,0678	0,0612	91,9	1,9133	1,9745
1 200	8 987	1,1682	0,0674	0,0608	61,7	1,7903	1,8511
1 500	9 920	1,1675	0,0672	0,0507	49,5	1,6946	1,7553
1 800	10 733	1,1669	0,0671	0,0506	41,4	1,6170	1,6776
2 400	12 166	1,1656	0,0665	0,0505	31,3	1,4955	1,5560
3 000	13 433	1,1643	0,0660	0,0595	25,3	1,4031	1,4626
3 600	14 280	1,1630	0,0656	0,0592	21,2	1,3263	1,3655
4 500	15 277	1,1611	0,0649	0,0586	17,2	1,2355	1,2941
5 400	16 653	1,1593	0,0640	0,0577	14,5	1,1614	1,2191
7 200	16 952	1,1557	0,0629	0,0558	11,1	1,0453	1,1011
10 800	17 822	1,1491	0,0603	0,0543	7,7	0,8865	0,9408
14 400	18 469	1,1430	0,0580	0,0523	6,1	0,7853	0,8376
65 700	20 392	1,0904	0,0374	0,0337	2,1	0,3222	0,3559
105 300	20 678	1,0703	0,0294	0,0265	1,7	0,2304	0,2569
148 500	20 736	1,0567	0,0241	0,0218	1,5	0,1761	0,1979
249 300	20 793	1,0390	0,0165	0,0148	1,3	0,1188	0,1237
321 300	20 938	1,0319	0,0137	0,0124	1,2	0,0792	0,0916
407 700	26 938	1,0261	0,0111	0,0099	1,1	0,0414	0,0513

Исходные данные и результаты расчета по формуле (V.28) приведены в табл. V.13. Расчет φ по формуле (V.29) для четырех режимов проводился в следующем порядке:

$$\varphi = \frac{Q_1}{Q_3}\lg\frac{t_1+t_2+t_3+t}{t_2+t_3+t} + \lg\frac{t_3+t}{t};$$

$$\varphi = \frac{96}{106{,}3}\lg\frac{12\,600+900+72\,780+t}{900+72\,780+t} + \lg\frac{72\,780+t}{t};$$

$$\varphi = 0{,}903\lg\frac{86\,280+t}{73\,680+t} + \lg\frac{72\,780+t}{t}.$$

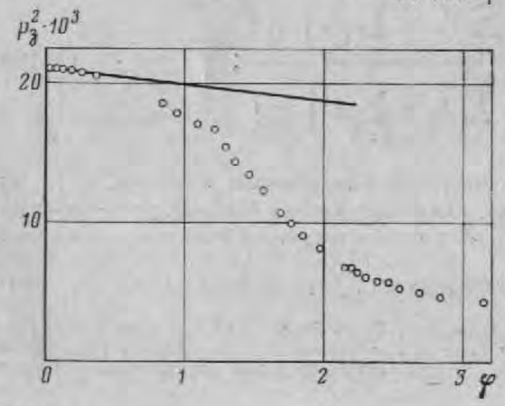


Рис. V.15. Обработка КВД по формуле (V.28)

Дальнейший расчет приведен в табл. V.13.

КВД, обработанная графическим способом в координатах $p_3^2 - \varphi$, приведена на рис. V.15, откуда получено $\beta = 1570$.

Характер и обработка КВД в неоднородных пластах

Неоднородность по радиусу. Один из основных факторов, влияющих на форму КВД — площадная неоднородность различного вида (зоны

ухудшенной проводимости, тектонические и литологические нарушения, выпадение конденсата в пласте, нефтяная оторочка, газоводяной контакт и др.).

В тех случаях, когда фильтрационные параметры дренажной зоны скважины изменяются непрерывно, КВД, обработанные в координатах соответствующих методов, имеют, как правило, нормальный вид и дают параметры, значения которых практически целиком обусловлены параметрами призабойной зоны. Этим объясняется и то, что в неоднородных пластах по соседним скважинам можно получить различные параметры.

В газоконденсатных скважинах конденсат в процессе исследования выпадает в небольшой по размерам призабойной зоне, что вызывает снижение ее проводимости. На КВД это отмечается наличием двух прямолинейных участков, первый из которых (более крутой) соответствует параметрам зоны двухфазной фильтрации, второй — параметрам более удаленной части пласта, по которой движется только газ. Так как начальные участки КВД, как правило, искажаются в результате влияния различных факторов, первого прямолинейного участка может не быть. Тогда полученный прямолинейный участок будет характеризовать параметры пласта.

В пластах с резко выраженной неоднородностью (экранами) в зависимости от конфигурации, размеров и числа экранов преобразованные по формулам (V.1)—(V.10) КВД могут иметь несколько прямолинейных участков. При этом наблюдаются следующие закономерности.

Если исследуемый пласт имеет одну границу или экран бесконечной протяженности, на КВД отмечаются два прямолинейных участка с угловыми коэффициентами β_1 и β_2, причем $\beta_2 \leqslant 2\beta_1$ (если экран непроницаем, $\beta_2 \approx 2\beta_1$). Такое взаиморасположение прямолинейных участков имеет место также в случае близости к скважине одного из экранов, независимо от их числа и формы.

При наличии вблизи скважины двух пересекающихся экранов на КВД отмечаются два прямолинейных участка $\beta_2/\beta_1 > 2$.

В тех случаях, когда параметры более удаленной от скважины зоны лучше параметров окрестностей скважины, угловой коэффициент второго прямолинейного участка меньше первого.

Лабораторными исследованиями установлены также более сложные формы КВД в пластах с экранами различной конфигурации, однако в реальных условиях из-за влияния многих факторов получение и однозначная интерпретация таких КВД крайне затруднительны.

Интерпретация КВД в пластах с резко выраженной неоднородностью по площади проводится в следующем порядке. Коэффициент проводимости и параметр $\varkappa/R^2_{\text{с. пр}}$ во всех случаях определяются по первому прямолинейному участку — согласно описанным методам. Для определения расстояния до зон с ухудшенной или улучшенной проводимостью используют точку пересечения прямолинейных участков. При этом предполагается известной пьезопроводность пласта $\varkappa$, определяемая по первому участку или непосредственным расчетом по формуле $\varkappa = kp_{\text{пл}}/m\mu_{\text{пл}}$. Расстояние до экрана рассчитывается по формуле

$$l = 0{,}75\sqrt{\varkappa t_1}, \qquad (V.30)$$

где t_1 — время, соответствующее точке пересечения прямолинейных участков, с; $\varkappa$ — пьезопроводность, см^2/с; l — расстояние до экрана, см.

Если на КВД нет четко выраженного второго участка, но заметна тенденция к искривлению первого и предполагается наличие экрана, расстояние до него можно оценить по формуле

$$l = \sqrt{\pi\varkappa t_1'}, \qquad (V.31)$$

где t_1' — время, соответствующее началу искривления первого участка, с.

Точность определения l по формуле (V.31) в значительной мере зависит от качества и числа измерений на переходном участке.

Необходимо отметить некоторые основные требования к технологии снятия и обработки КВД в неоднородных пластах. В связи с тем, что начальные и конечные участки КВД часто искажаются из-за влияния некоторых факторов, получение двух прямолинейных участков затруднительно. В некоторых случаях после

кратковременной эксплуатации скважины до остановки при небольшом расстоянии до экрана и высокой пьезопроводности пласта начальный (первый) участок можно вообще не получить, что приводит к неверному определению фильтрационных параметров.

Конечный (второй) участок может отсутствовать при малой пьезопроводности и больших расстояниях до экрана, а также искажается под действием различных факторов. В этом случае можно не получить информацию о неоднородности исследуемого пласта. Для увеличения размеров первого участка необходимо продлить время работы скважины до остановки на неизменном режиме, конечный участок можно получить, увеличив длительность снятия КВД.

Таблица V.14

Обработка КВД в неоднородном по площади пласте

t, с	lg t	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$	t, с	lg t	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$
0	—	120,0	14 400	7200	3,857	154,5	23 870
60	1,778	124,9	15 600	259 200	5,414	178,9	31 990
120	2,079	130,2	16 950	432 000	5,636	183,5	33 670
180	2,255	133,3	17 770	604 800	5,781	185,7	34 490
300	2,477	136,5	18 630	864 000	5,937	188,7	35 600
600	2,778	140,8	19 830	1 137 600	6,055	191,8	36 790
900	2,954	143,7	20 650	1 483 200	6,171	194,8	37 830
1200	3,079	145,0	21 030	1 828 800	6,264	195,6	38 260
1500	3,176	146,2	21 380	2 606 400	6,416	197,9	39 160
2100	3,322	148,0	21 900	3 556 800	6,551	200,8	40 370
3000	3,477	149,9	22 460	4 766 400	6,678	203,9	41 580
3600	3,556	150,8	22 750	639 600	6,806	206,4	42 600
4800	3,681	152,4	23 220	7 516 800	6,876	207,2	42 930
6000	3,778	153,4	23 530				

Пример. В скважине с $p_{пл} = 211{,}4$ кгс/см²; $T_{пл} = 303$ К; $h = 10$ м; $m = 0{,}07$ после работы на установившемся режиме с дебитом $Q_0 = 1040$ тыс. м³/сут снята КВД. Исходные данные и результаты обработки по формуле (V.1) приведены в табл. V.14 и на рис. V.16. В результате обработки получено два прямолинейных участка с угловыми коэффициентами $\beta_1 = 3760$ и $\beta_2 = 7530$, т. е. $\beta_2 \approx 2\beta_1$. Пользуясь β_1, определяем проводимость пласта

$$kh/\mu = 42{,}4 \cdot 1040 \cdot 1{,}033 \cdot 303/3760 \cdot 293 = 12{,}48 \text{ Д·м/сП},$$

откуда $k = 12{,}48 \cdot 0{,}02/10 = 0{,}025$ Д.

Точка пересечения прямолинейных участков соответствует

$$t_1 = 63\,100 \text{ с } (\lg t_1 = 4{,}8).$$

Коэффициент пьезопроводности

$$\varkappa = 0{,}025 \cdot 211{,}4/0{,}07 \cdot 0{,}02 = 377{,}5 \text{ см}^2/\text{с}.$$

По формуле (V.30) определяем расстояние до экрана

$$l_1 = 0{,}75\sqrt{377{,}5 \cdot 63\,100} = 3660 \text{ см} = 36{,}6 \text{ м}.$$

Как видно, соотношение $\beta_2/\beta_1 \approx 2$ означало, что экран находится в непосредственной близости от скважины.

Неоднородность по разрезу. В тех случаях, когда скважина вскрывает два или несколько пластов с различными фильтрационными свойствами, при их совместном исследовании КВД дают некоторые приведенные параметры, представляющие суммарную характеристику всех исследуемых пластов.

Если пласты имеют одинаковые давления $p_{пл1} = p_{пл2} = p_{пл\,i}$, то приведенная проводимость, определяемая по КВД при дебите до остановки, равна сумме проводимостей отдельных пластов

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{общ} = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{kh}{\mu}\right)_i. \qquad (V.32)$$

Для определения индивидуальных параметров каждого пласта необходимо знать распределение дебита перед остановкой скважины. Тогда коэффициент проводимости можно рассчитать по полученным описанными методами коэффициентам α и β

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_i = \frac{42{,}4 Q_{0i} p_{ат} T_{пл\,i} z_{пл\,i}}{\beta T_{ст}} \qquad (V.33)$$

или, принимая $T_{пл\,i} = T_{пл}$; $z_{пл\,i} = z_{пл}$,

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_i = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{общ} \frac{Q_{0i}}{Q_0}, \qquad (V.34)$$

где Q_0 — суммарный дебит скважины, измеренный на устье, тыс. м³/сут; Q_{0i} — дебит i-го пласта, измеренный глубинным дебитомером, тыс. м³/сут; $(kh/\mu)_{общ}$ — проводимость, определенная по формуле (V.4) при Q_0.

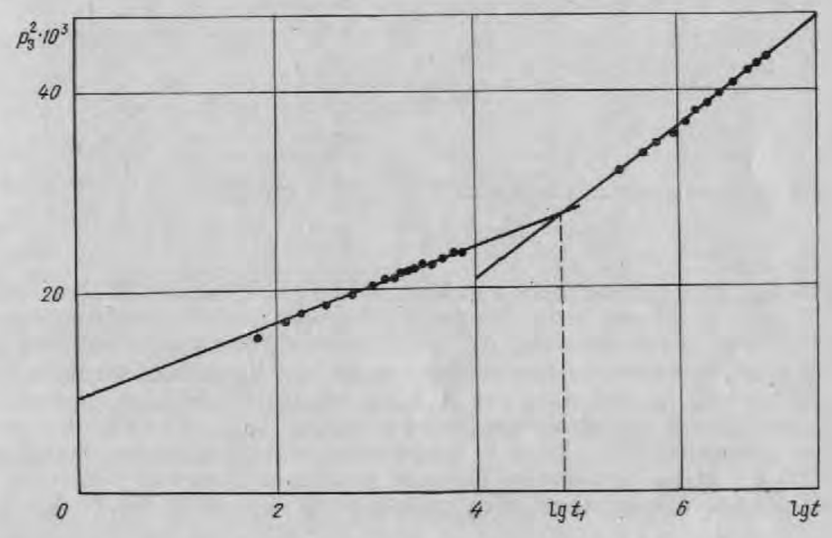


Рис. V.16. Обработка КВД в неоднородных по площади пластах

Аналогично можно определить и другие параметры пласта по формулам (V.5)—(V.9), подставляя в них вместо Q_0 измеренный на забое дебит i-го пласта Q_{0i}.

При одинаковых пластовых давлениях влияние границ пластов или экранов сказывается через разные периоды времени в зависимости от фильтрационных параметров пластов. При этом на КВД отмечается дополнительный прямолинейный участок, начало которого определяется пьезопроводностью лучшего пласта. По этому участку при известной пьезопроводности можно определить расстояние до границы или экрана по лучшему пласту по формулам (V.30), (V.31).

В тех случаях, когда пласты с разными фильтрационными свойствами имеют и разные пластовые давления, после остановки скважины будет происходить переток газа из одного пласта в другой, направление и величина которого зависят от соотношения фильтрационных параметров пластов и их пластовых давлений. Поэтому для определения параметров отдельных пластов по КВД необходимо знать распределение дебита газа как перед остановкой скважины, так и в процессе восстановления давления. Приведенная проводимость, определяемая по КВД при совместном исследовании, в этом случае будет несколько меньше суммы проводимостей отдельных пластов.

Обработка КВД в газоконденсатных скважинах

Основные расчетные формулы для обработки КВД в газоконденсатных скважинах имеют вид

$$\psi(t) = \beta_0 Q_0 + \alpha_0(\alpha + \beta_0) Q_0 F(t), \tag{V.35}$$

$$\psi_0(t_n) = \frac{1}{\alpha_0(\alpha+\beta_0) Q_0} + \frac{1}{(\alpha+\beta_0) Q_0} F_0(t_n), \tag{V.36}$$

где Q_0 — установившийся дебит перед остановкой ($t = 0$), см³/с;

$$\alpha_0 = 8\varkappa/R_к^2; \quad \beta_0 = \alpha\left(\ln\frac{R_к}{R_{с.\,пр}} - 1\right).$$

Для газоконденсатной смеси

$$\alpha = \frac{p_{ат}\mu_г(p_{пл})\, z(p_{пл})\, T_{пл}}{2\pi k F_г(\sigma_к)\, p_{пл} T_{ст}};$$

$$\varkappa = \frac{k F_г(\sigma_к)\, p_{пл} T_{пл}}{m\mu_г(p_{пл})\, a_1 T_{ст}};$$

$$a_1 = \frac{\dfrac{p_{пл}}{z(p_{пл})} - \dfrac{p_{з.\,о}}{z(p_{з.\,о})}}{(p_{пл} - p_{з.\,о})\left[1 + \dfrac{2B}{A}(p_{пл} - p_{з.\,о})\right]}.$$

Здесь $p_{пл}$, $p_{з.\,о}$ — пластовое и забойное (при $t = 0$) давления соответственно, кгс/см²; $T_{пл}$ — пластовая температура, К; $T_{ст} = 293$ К; k — проницаемость, Д; m — пористость, доли единицы; $R_к$, $R_{с.\,пр}$ — радиус контура питания и приведенный радиус скважины соответственно, м; A, B — коэффициенты, определяемые по методу установившихся отборов; $F_г(\sigma_к)$ — фазовая проницаемость для газа, зависящая от насыщенности на контуре; $\mu_г(p_{пл})$ — вязкость газа при пластовом давлении, сП; $z(p_{пл})$ — коэффициент сверхсжимаемости газа; $\psi(t)$, $\psi(t_n)$, $F(t)$ и $F(t_n)$ — некоторые функции забойного давления и времени.

КВД без учета притока обрабатывается по формулам (V.35), (V.36), в которых

$$\psi(t) = \Delta H_з(t) + \alpha_0 \Delta I(t); \tag{V.37}$$

$$F(t) = t;$$

$$\psi_0(t_n) = \frac{t_к - t_n}{\Delta H_з(t_к) - \Delta H_з(t_n)};$$

$$F_0(t_n) = \frac{\Delta I(t_к) - \Delta I(t_n)}{\Delta H_з(t_к) - \Delta H_з(t_n)}; \tag{V.38}$$

$$\Delta H_з(t) = \Delta p_з(t)\left[1 + \frac{2B}{A}(p_{пл} - p_з) - \frac{B}{A}\Delta p_з(t)\right];$$

$$\Delta p_з(t) = p_{пл} - p_з(t);$$

$$\Delta I(t) = \int_0^t \Delta H_з(t)\, dt,$$

где $t_к$, t_n — фиксированное (например, конечное) и любое дискретное значение времени соответственно, с.

Порядок обработки КВД следующий.

По полученным при исследовании данным рассчитывают $\Delta H_з(t)$, а также $\psi_0(t_n)$ и $F_0(t_n)$.

Строят график зависимости $\psi_0(t_n)$ от $F_0(t_n)$.

Полученная прямая имеет наклон, тангенс угла которого равен $1/(\alpha + \beta_0) Q_0$, и отсекает на оси ординат отрезок, равный $1/\alpha_0(\alpha + \beta_0) Q_0$.

По найденным коэффициентам определяют α_0 и $(\alpha + \beta)$.

Используя полученное значение α_0, по формулам вычисляют $\psi(t)$ и строят КВД в координатах $\psi(t) - F(t)$.

По полученной прямой определяют $\beta_0 Q_0$ как отрезок на оси ординат и $\alpha_0(\alpha + \beta_0) Q_0$ — как угловой коэффициент.

В результате находят α, β_0, $(\alpha + \beta_0)$ и α_0, по которым определяют следующие параметры.

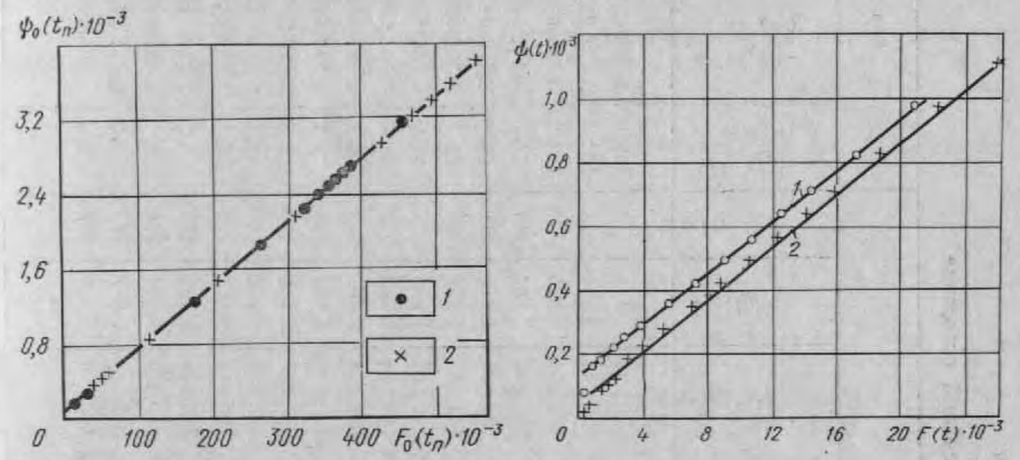


Рис. V.17. Обработка КВД в координатах $\psi_0(t)$ и $F_0(t)$
1 — с учетом притока; *2* — без учета притока

Рис. V.18. Обработка КВД в координатах $\psi(t)$ и $F(t)$
1 — с учетом притока; *2* — без учета притока

Проводимость пласта

$$\frac{kh}{\mu_г(p_{пл})} = \frac{z(p_{пл})\, T_{пл}}{2\pi\alpha p_{пл} T_{ст}}.$$

Пьезопроводность пласта и параметры $\varkappa/R_к^2$ и $\varkappa/R_{с.\,пр}^2$

$$\varkappa = \frac{z(p_{пл})\, T_{пл}}{2\pi\alpha a_1 m h T_{ст}}; \quad \frac{\varkappa}{R_к^2} = \frac{\alpha}{8};$$

$$\frac{\varkappa}{R_{с.\,пр}^2} = \frac{\alpha}{8}\exp\left(2\,\frac{\alpha + \beta_с}{\alpha}\right).$$

Пример. В газоконденсатной скважине, работавшей с установившимся дебитом $Q_0 = 3 \cdot 10^6$ см³/с, снята КВД. Объем скважины равен $3{,}93 \cdot 10^6$ см³. По результатам обработки исследования методом установившихся отборов получено $2B/A = 0$.

Данные восстановления давления и результаты обработки представлены в табл. V.15. Зависимость $\psi_0(t_n)$ от $F_0(t_n)$, приведенная на рис. V.17, имеет вид прямой, отсекающей на оси ординат отрезок $1/\alpha_0(\alpha + \beta_0) Q_0 = 24{,}3815$ 1/(кгс/см²)·с и имеющей угловой коэффициент $1/(\alpha + \beta_0) Q_0 = 0{,}0069$ 1/(кгс/см²).

Отсюда $\alpha = 0{,}0068/22{,}248 = 0{,}2789 \cdot 10^{-3}$ 1/с; $\alpha + \beta_0 = 0{,}49 \cdot 10^{-4}$ с·(кгс/см²)/см³.

По найденному α рассчитаны значения $\psi(t)$ и построен график зависимости $\psi(t)$ от $F(t)$ (рис. V.18).

По угловому коэффициенту и отрезку, отсекаемому полученной прямой на оси ординат, находим

$$\alpha_0(\alpha + \beta_0) Q_0 = 0{,}04069 \text{ (кгс/см²)/с};$$

$$\beta_0 Q_0 = 60{,}8193 \text{ кгс/см²};$$

$$\alpha + \beta_0 = 0{,}49 \cdot 10^{-4} \text{ с (кгс/см²)/см³};$$

$$\beta_0 = 0{,}2027 \cdot 10^{-4} \text{ с (кгс/см²)/см³}.$$

Таблица V.15

Обработка КВД в газоконденсатной скважине

t, с	$p_з$, кгс/см²	С учетом притока								Без учета притока			
		$\Delta p_з(t)$, кгс/см²	$Q(t)\cdot 10^{-6}$, см³	$q(t)\cdot 10^{-6}$, см³/с	$\Delta I(t)$	$\psi_1(t)$	$\psi_2(t)$	$F(t)$	$\psi_0(t_n)$	$\Delta H_c(t_к) - \Delta H_c(t_n)$	$\Delta I(t_к) - \Delta I(t_n)$	$F_0(t_n)$	$\psi_0(t_n)\cdot 10^{-3}$	$\psi(t)$
0	134,8	0	0	3,0000	0	0	0	0	0	146,9	3 499 492	23 822	0,1777	0
180	150,3	15,5	517,0	2,3108	1 395	67,4	6 073	33	142	131,4	3 498 097	26 621	0,1973	15
480	166,5	31,7	1041,7	1,6919	8 475	72,7	19 438	304	276	115,2	3 491 017	30 303	0,2224	34
1 380	210,0	75,2	2513,1	1,3719	56 580	138,5	104 256	999	2 268	71,7	3 442 912	48 018	0,3448	90
1 680	219,5	84,7	2845,7	1,0677	80 565	131,5	125 081	1 135	1 249	62,2	3 418 927	5 466	0,3926	107
1 980	229,0	94,2	3153,7	0,8547	107 400	131,7	150 188	1 298	1 256	52,7	3 392 092	64 366	0,4577	124
3 180	253,8	119,0	3973,0	0,5685	235 320	146,8	290 339	2 289	5 040 189	27,9	3 264 172	116 995	0,8215	184
4 060	266,8	132,0	4381,8	0,3071	348 270	147,0	388 001	2 918	8 688 158	14,9	3 151 222	211 491	1,4779	229
5 280	272,1	137,3	4573,8	0,1001	509 850	142,0	527 412	3 885	460 538	9,6	2 989 642	311 421	2,1688	279
7 080	274,3	139,5	4646,0	0,0356	758 970	141,1	768 110	5 597	358 224	7,4	2 740 522	370 340	2,5703	351
8 800	275,9	141,1	4699,2	0,0250	1 000 286	142,2	1 008 657	7 294	388 529	5,8	2 499 206	430 897	2,9828	420
10 600	276,9	142,1	4733,4	0,0148	1 255 166	142,7	1 261 346	9 066	377 311	4,8	2 244 326	467 567	3,2292	492
12 400	277,5	142,9	4752,5	0,0101	1 511 666	143,3	1 516 823	10 852	368 823	4,0	1 987 326	496 956	3,4250	564
14 200	278,0	143,2	4769,6	0,0146	1 769 156	143,3	1 777 867	12 671	348 502	3,7	1 730 336	467 658	3,2162	636
16 040	279,1	144,3	4805,7	0,0135	2 033 656	144,9	2042 848	14 503	33 070	2,6	1 465 836	563 783	3,8692	711
18 900	279,7	144,9	4826,6	0,0105	2 447 212	145,4	2 455 807	17 351	269 513	2,0	1 051 652	525 826	3,6000	827
22 500	281,2	146,4	4876,0	0,0093	2 971 552	147,3	2 980 792	20 939	0	0,5	527 940	1 055 880	7,2000	975
26 100	281,7	146,9	4893,1	—	3 499 492	—	—	—	—	0	0	0	0	1122

Отсюда

$$\alpha = (0{,}49 - 0{,}2027)\,10^{-4} = 0{,}2873\cdot 10^{-4} \text{ с (кгс/см}^2\text{)/см}^3.$$

По найденным коэффициентам определяем

$$kh/\mu_г\,(p_{пл}) = 1/2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}2873\cdot 10^{-4}\cdot 282 = 19{,}65 \text{ Д·см/сП};$$

$$\varkappa = 1/2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}2873\cdot 10^{-4}\cdot 0{,}1\cdot 650 = 82{,}27 \text{ см}^2/\text{с};$$

$$\varkappa/R_к^2 = 0{,}2789\cdot 10^{-3}/8 = 0{,}3486\cdot 10^{-4} \text{ 1/с};$$

$$\frac{\varkappa}{R^2_{с.\,пр}} = \frac{0{,}2789\cdot 10^{-3}}{8}\exp\left[2\,\frac{0{,}49\cdot 10^{-4}}{0{,}2873\cdot 10^{-4}}\right] = 10{,}55\cdot 10^{-4} \text{ 1/с}.$$

КВД с учетом притока в скважину после ее закрытия обрабатывается по формулам (V.35), (V.36), в которых

$$\psi(t) = \psi_1(t) + \alpha_0\psi_2(t);$$

$$F(t) = \Delta Q(t)/\Delta q = (Q_0(t) - Q(t))/(Q_0 - q(t)) \qquad \text{(V.39)}$$

$$\psi_0(t_n) = (F(t_к) - F(t_n))/(\psi_1(t_к) - \psi(t_n));$$

$$F_0(t_n) = \frac{\psi_2(t_к) - \psi_2(t_n)}{\psi_1(t_к) - \psi_1(t_n)},$$

где

$$\psi_1(t) = \Delta H_з(t)/(1 - q(t)/Q_0);$$

$$\psi_2(t) = \Delta I(t)/(1 - q(t)/Q_0).$$

Приток в скважину в момент $t - q(t)$ и суммарное количество конденсатной смеси, поступившее за время $t - Q(t)$, определяются аналогично дифференциальному методу.

Обработка КВД с учетом притока и определение α, α_0, β_0 и параметров пласта проводятся таким же способом и в той же последовательности, что и без учета притока.

Пример. Данные предыдущего примера, обработанные с учетом притока, приведены в табл. V.15 и на рис. V.17, V.18.

Обработка КВД скважин, вскрывших трещиновато-пористые коллекторы

КВД газовой скважины, вскрывшей трещиновато-пористый пласт, имеет характерный для подобных коллекторов «двухслойный вид» (рис. V.19), который состоит из трех участков: начальный прямолинейный, переходный и конечный прямолинейный. При этом первые два участка описываются уравнением

$$\Delta\varphi_з(t) = A + B\ln t - B\ln(1 + \varepsilon t), \qquad \text{(V.40)}$$

а конечный прямолинейный участок уравнением

$$\Delta\varphi_з(t) = A_1 + B_1\ln t, \qquad \text{(V.41)}$$

где

$$\Delta\varphi_з(t) = \Delta p_з(t)\left[1 + C\,\Delta p_з(0) - \frac{C}{2}\,\Delta p_з(t)\right]; \qquad \text{(V.42)}$$

$$A = B\ln\frac{2{,}25\varkappa_г}{R_c^2};$$

$$B = \frac{9{,}215 Q_г\mu_г(p_{пл})\,z(p_{пл})\,(p_{ат})}{k_т(p_{пл})\,h\beta p_{пл}};$$

$$\varepsilon = \frac{\alpha p_{пл}}{m_т\mu_г(p_{пл})\,a};$$

$$a = \frac{\frac{p_{пл}}{z(p_{пл})} - \frac{p_з}{z(p_з)}}{\varphi_{пл} - \varphi_з}; \qquad (V.43)$$

$$A_1 = B_1 \ln \frac{2{,}25\varkappa_п}{R_c^2};$$

$$B_1 = \frac{k_т(p_{пл})}{k_т(p_{пл}) + k_п(p_{пл})} B;$$

$$\Delta p_з(t) = p_з(t) - p_з(0); \quad \Delta p_з(0) = p_{пл} - p_з(0).$$

Здесь $\varkappa = k(p_{пл})\, p_{пл}/m\mu_г(p_{пл})\, a$ — пьезопроводность пласта, см²/с; m — пористость пласта, доли единицы; ε — коэффициент, характеризующий интенсивность перетока газа между блоками и системой трещин, 1/с; α — безразмерный коэффициент, характеризующий трещиновато-пористую среду; $Q_г$ — установившийся дебит скважины перед остановкой, тыс м³/сут; $p_з(0)$ — давление на забое скважины перед остановкой, кгс/см²; $p_з(t)$ — давление на забое скважины в момент t после ее остановки, кгс/см²; C — коэффициент изменения комплекса параметров.

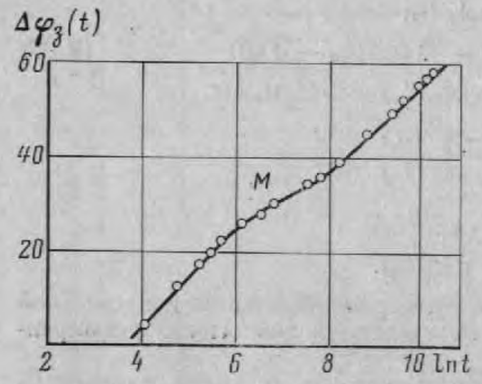


Рис. V.19. Зависимость $\Delta\varphi_з(t)$ от $\ln t$

Индекс «т» относится к системе трещин, индекс «п» — к пористым блокам.

По данным восстановления давления в остановленной скважине, по формуле (V.42) вычисляют $\Delta\varphi_з(t)$ и $\ln t$. Значение коэффициента C, необходимое для вычислния $\Delta\varphi_з(t)$, определяют на основе данных исследования этой же скважины методом установившихся отборов. Затем, построив КВД в координатах $\Delta\varphi_з(t) - \ln t$, по угловому коэффициенту B и отрезку A, отсекаемому на оси ординат начальным прямолинейным участком, можно определить проводимость и комплекс параметров $\varkappa_т/R_c^2$ системы трещин

$$k_т(p_{пл})\, h/\mu_г(p_{пл}) = (9{,}215 Q_г z(p_{пл})\, p_{ат})/(B\beta p_{пл}), \qquad (V.44)$$

$$\frac{\varkappa_т}{R_c^2} = \frac{1}{2{,}25} e^{A/B}. \qquad (V.45)$$

По координатам произвольно выбранной на рис. V.19 точки M на переходном участке КВД можно оценить коэффициент ε, характеризующий интенсивность перетока газа между блоками и системой трещин:

$$\varepsilon = e^{\frac{A - \Delta\varphi_з(t)_м}{B}} - \frac{1}{t_м}, \qquad (V.46)$$

где t_M — время, соответствующее точке M на КВД, с.

По угловому коэффициенту B_1 и отрезку, отсекаемому на оси ординат A_1 конечным прямолинейным участком, определяется проводимость и комплекс параметров $\varkappa_п/R_c^2$ пористых блоков:

$$\frac{k_п(p_{пл})\, h}{\mu_г(p_{пл})} = \frac{k_т(p_{пл})\, h}{\mu_г(p_{пл})} \left(\frac{B}{B_1} - 1\right), \qquad (V.47)$$

$$\frac{\varkappa_п}{R_c^2} = \frac{1}{2{,}25} e^{\frac{A_1}{B_1}}. \qquad (V.48)$$

Таблица V.16

Обработка КВД по формулам (V.40)—(V.41)

t, с	$p_з(t)$, кгс/см²	$\Delta p_з(t)$, кгс/см²	$\Delta\varphi_з(t)$, кгс/см²	$\ln t$
0	117,1	0	0	—
60	122,6	5,5	4,84	4,0944
120	130,9	13,8	12,26	4,7875
180	136,0	18,9	16,88	5,1930
240	139,4	22,3	20,00	5,4807
300	141,8	24,7	22,23	5,7038
480	145,7	28,6	25,83	6,1738
660	148,2	31,1	28,16	6,4923
900	150,1	33,0	29,94	6,8024
1 800	154,6	37,5	32,20	7,4956
2 400	156,6	39,5	36,10	7,7833
3 600	159,3	42,2	38,68	8,1887
6 900	165,9	48,8	45,05	8,8393
11 100	171,0	53,9	50,04	9,3147
14 700	173,5	56,4	52,51	9,5956
21 900	177,6	60,5	56,56	9,9942
25 200	179,0	61,9	57,96	10,1346
27 000	179,9	62,8	58,86	10,2036

Пример. В табл. V.16 представлены исходные данные о восстановлении давления скважины и вычисленные по формуле (V.42) значения $\Delta\varphi_з(t)$ при различных $\Delta p_з(t)$. Коэффициент C, необходимый для вычисления $\Delta\varphi_з(t)$, определяется на основе данных исследования этой же скважины методом установившихся отборов по формуле (IV.74), $C = 0{,}002$ 1/(кгс/см²). В этой же таблице приводятся и вычисленные значения $\ln t$. Затем по данным табл. V.16 строится КВД в координатах $\Delta\varphi_з(t) - \ln t$ и определяются угловые коэффициенты и отрезки, отсекаемые на оси ординат начального и конечного прямолинейных участков:

$$B = (22{,}23 - 4{,}84)/(5{,}7038 - 4{,}0944) = 10{,}80 \text{ кгс/см}^2;$$

$$B_1 = (58{,}86 - 45{,}05)/(10{,}2036 - 8{,}8393) = 10{,}12 \text{ кгс/см}^2;$$

$$A = 22{,}23 - 5{,}7038 \cdot 10{,}80 = -39{,}37 \text{ кгс/см}^2;$$

$$A_1 = 58{,}86 - 10{,}2036\ 10{,}12 = -44{,}40 \text{ кгс/см}^2.$$

По этим значениям с учетом того, что $Q_г = 401$ тыс. м³/сут; $p_{пл} = 179{,}9$ кгс/см²; $z(p_{пл}) = 0{,}87$; $\beta = 0{,}82$ определяются:

проводимость системы трещин

$$k_т(p_{пл})\, h/\mu_г(p_{пл}) = 9{,}215 \cdot 401 \cdot 0{,}87 \cdot 1{,}033/10{,}80 \cdot 0{,}82 \cdot 179{,}9 = 2{,}1 \text{ Д·м/сП};$$

комплексный параметр $\varkappa_т/R_c^2$:

$$\frac{\varkappa_т}{R_c^2} = \frac{1}{2{,}25} e^{-\frac{39{,}37}{10{,}80}} = 0{,}012 \text{ 1/с};$$

проводимость пористых блоков

$$\frac{k_п(p_{пл})\, h}{\mu_г(p_{пл})} = 2{,}1 \left(\frac{10{,}80}{10{,}12} - 1\right) = 0{,}14 \frac{\text{Д·м}}{\text{сП}};$$

комплексный параметр $\varkappa_п/R_c^2$

$$\frac{\varkappa_п}{R_c^2} = \frac{1}{225} e^{-\frac{44{,}40}{10{,}12}} = 0{,}0055 \text{ 1/с};$$

коэффициент, характеризующий интенсивность перетока между блоками и системой трещин,

$$\varepsilon = e^{\frac{-39{,}97 - 29{,}97}{10{,}80}} - \frac{1}{900} = 5{,}55 \cdot 10^{-4} \text{ 1/с}.$$

V.2. ОБРАБОТКА КРИВЫХ СТАБИЛИЗАЦИИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

Исходные данные для обработки кривых стабилизации давления получают при продувках и в процессе исследования скважин методом установившихся отборов. После пуска скважины в работу на определенном режиме фиксируется изменение во времени давления $p\,(t)$ и дебита $Q\,(t)$. Затем устьевые давления по известным методам главы III пересчитывают на забойные. В скважинах, не имеющих затрубного пространства, а также выносящих большое количество жидкости, давление необходимо замерять непосредственно на забое с помощью глубинных манометров.

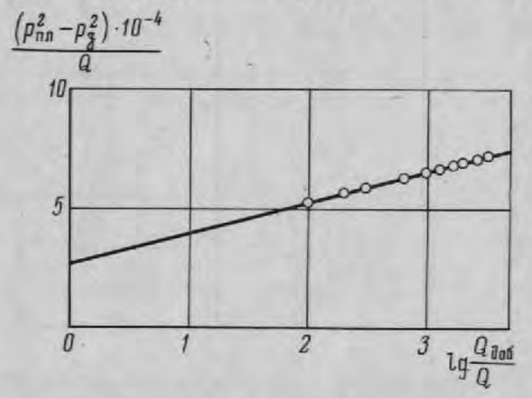


Рис. V.20. Обработка кривой стабилизации забойного давления

Снятую кривую стабилизации обрабатывают по формулам

$$X = \bar{\alpha} + \bar{\beta} \lg Q_{доб}\,(t)/Q\,(t), \tag{V.49}$$

$$\bar{\alpha} = \frac{\beta}{Q} \lg \frac{2{,}05\varkappa}{R^2_{с.\,пр}}, \tag{V.50}$$

$$X = \frac{p^2_{пл} - p^2_з\,(t)}{Q\,(t)} - bQ, \tag{V.51}$$

$$\bar{\beta} = \beta/Q, \tag{V.52}$$

где b — коэффициент двучленной формулы, определяемой по результатам стационарных исследований; $Q_{доб}$ — определяется по графику $Q\,(t)$ согласно формуле

$$Q_{доб}\,(t) = \left[\frac{Q_0}{2} + \sum_{i=1}^{n} Q_i\,(t)\right] \Delta t. \tag{V.53}$$

Здесь Q_i — дебит, соответствующий концу i-го интервала времени, см³/с; Q_0 — дебит, полученный при экстраполяции зависимости $Q\,(t)$ до $t = 0$, см³/с.

По найденным графическим путем коэффициентам $\bar{\alpha}$ и $\bar{\beta}$ определяются те же параметры, что и по КВД.

Если коэффициент b незначителен, а изменение дебита во времени мало́, кривую стабилизации можно обрабатывать по упрощенной формуле

$$\psi\,(t) = \bar{\alpha}_1 - \bar{\beta} \lg \frac{Q_{доб}}{Q}, \tag{V.54}$$

где

$$\psi\,(t) = \frac{p^2_{пл} - p^2_з}{Q\,(t)};\quad \bar{\alpha}_1 = \bar{\alpha} + bQ.$$

Пример обработки кривой стабилизации забойного давления приведен в табл. V.17 и на рис. V.20.

Кривые стабилизации в силу тех же факторов, что и КВД, могут быть искажены. Наиболее распространенный фактор, искажающий кривые стабилизации, — неоднородность пласта как по площади, так и по мощности. При этом в некоторых случаях кривые стабилизации дают более детальную характеристику неоднородных пластов.

При непрерывном изменении параметров пласта по площади могут наблюдаться следующие закономерности.

Непрерывное улучшение проницаемости пласта от скважины к контуру дает на кривой стабилизации два прямолинейных участка, первый из которых характеризует призабойную зону, а второй — зону, удаленную от скважины ($\sim 0{,}5R_к$).

Таблица V.17

Обработка кривой стабилизации забойного давления

t, с	$p_з$, кгс/см²	$p_з^2$	$p_{пл}^2 - p_з^2$	$Q\cdot 10^{-6}$, см³/с	$\left(\frac{p_{пл}^2-p_з^2}{Q}\right)10^{-6}$	$Q_{доб}\cdot 10^6$, см³	$\frac{Q_{доб}}{Q\,(t)}$	$\lg\frac{Q_{доб}}{Q\,(t)}$
0	183,1	33 526	0	—	—	—	—	—
100	179,1	32 076	1450	2,80	5,18	284,0	101	2,004
200	178,9	32 004	1522	2,76	5,55	562,0	202	2,305
300	178,8	31 970	1556	2,71	5,75	839,4	309	2,490
600	178,75	31 950	1576	2,63	6,21	1640,7	624	2,795
900	178,68	31 926	1600	2,53	6,40	2413,5	955	2,930
1200	178,68	31 920	1606	2,46	6,53	3161,4	1284	3,107
1500	178,64	31 912	1614	2,42	6,74	3894,3	1606	3,206
1800	178,62	31 905	1621	2,39	6,78	4616,1	1933	3,286
2400	178,60	31 898	1628	2,35	6,95	6036,9	2571	3,410
3000	178,56	31 884	1640	2,31	7,05	7434,3	3218	3,507

При непрерывном ухудшении проницаемости может иметь место несколько прямолинейных участков, дающих параметры, близкие к параметрам отдельных зон.

В случае наличия в пласте зон с резко выраженной неоднородностью на кривых стабилизации отмечаются те же закономерности, что и на КВД, и по ним также можно определить расстояние до этих зон.

В пластах, неоднородных по мощности, при совместном исследовании различных по проницаемости пластов результаты обработки кривых стабилизации зависят от соотношения пластовых давлений отдельных пластов. В случае равенства пластовых давлений кривые стабилизации дают проводимость, равную сумме проводимостей отдельных пластов, и проницаемость, средневзвешенную по мощности. При разных пластовых давлениях значение приведенной проводимости в общем случае зависит от дебита и достигает суммарного значения, когда приток в скважину происходит из всех продуктивных пластов.

Для получения параметров отдельных пластов по общей кривой стабилизации необходимо в процессе исследования измерять дебиты газа из каждого пласта на забое скважины. Кривая стабилизации затем обрабатывается по стандартной методике для каждого пласта.

ГЛАВА VI

ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Приборы и аппаратура при газогидродинамических исследованиях скважин применяются с целью определения достоверных величин необходимых параметров. Ниже рассматриваются приборы и аппаратура, которые можно использовать на газовых промыслах СССР для измерения давлений, температур и расходов газа. Измерение указанных параметров в зависимости от вида исследований может проводиться на поверхности и в стволе скважины — так называемые «глубинные исследования». При глубинных исследованиях помимо самих измерительных приборов или систем требуется определенный комплекс оборудования для проведения спуско-подъемных операций. Несмотря на значительное усложнение процесса исследования с глубинными приборами обойтись без них не всегда возможно, так как в некоторых случаях определить необходимые параметры с приемлемой точностью аналитическим путем не удается.

Для глубинных исследований применяются глубинные приборы следующих разновидностей.

Приборы с местной регистрацией измеряемого параметра, которые спускаются в скважину на специальной проволоке-канате и состоят из датчика, чувствительного к измеряемому параметру, и механизма, позволяющего записать величину измеренного параметра на специальном диаграммном бланке. После подъема прибора из скважины и извлечения диаграммного бланка проводится расшифровка записи прибора и определение измеренной величины параметра.

Глубинные дистанционные приборы, включающие в себя глубинный снаряд, содержат чувствительный датчик с преобразователем и вторичную аппаратуру. Сигнал датчика о величине измеряемого параметра, преобразованный в электрический, по геофизическому бронированному кабелю передается на расположенную на поверхности вторичную аппаратуру, которая в свою очередь расшифровывает принятый сигнал, показывает или записывает его.

Преимущество приборов с местной регистрацией — сравнительная простота проведения спуско-подъемных операций из-за малого диаметра проволоки, а недостаток — отсутствие информации о работе прибора в скважине.

В таком случае возможны некачественные исследования из-за неисправности прибора, которые необходимо повторять.

Дистанционные приборы при всей сложности спуско-подъемных операций обладают тем преимуществом, что дают постоянную информацию о работе прибора в скважине и величине регистрируемого параметра. В необходимых случаях можно сразу провести повторные контрольные измерения или проследить изменение параметра по любому интервалу глубины скважины.

Практика проведения газогидродинамических исследований скважин показала, что исполнители должны знать методику испытания и обработки полученных результатов, принцип действия и устройство приборов и аппаратуры, иметь определенный опыт работы с ними, учитывать особенности конструкции и обвязки скважин, строго соблюдать правила техники безопасности. Для проведения исследовательских работ на промыслах специальные исследовательские бригады должны быть обеспечены всеми необходимыми приборами и аппаратурой, оборудованием, приспособлениями. В обязанности такой бригады помимо основной задачи (проведение газогидродинамических исследований) должны входить операции по подготовке скважины, ремонту, наладке и тарировке приборов и аппаратуры, обработке полученных результатов.

Подготовка скважины к проведению любого исследования — важный этап, от которого зависит не только качество получаемых результатов, но и, как правило, сама возможность проведения намеченных испытаний. В процессе подготовки скважины могут проводиться в зависимости от вида предстоящего исследования и от степени обустройства промысла следующие операции: установка передвижных мостков, лубрикатора на соответствующее давление, вышки для спуска и подъема глубинных приборов в скважину, проверка и подключение газопровода и приборов для измерения дебита, подключение сепаратора для отделения жидкой фазы, установка приборов для измерения устьевых давлений и температур и т. д.

Описание устройства приборов и аппаратуры, а также методов работы с ними дается в таком объеме, который необходим как дополнение к сведениям, содержащимся в «Паспортах» и «Инструкциях по применению», поставляемых заводом-изготовителем с каждым экземпляром прибора. Краткое описание дистанционных приборов всех типов рекомендуется использовать как справочный материал, так как серийно эти приборы не выпускаются и исследования скважин с их помощью ведут авторские коллективы.

VI.1. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

В процессе газогидродинамических исследований возникает необходимость измерения давления на устье скважины, в узле измерения дебита и в стволе скважины на различных глубинах. Давление на устье скважины и в узле измерения дебита следует измерять пружинными показывающими манометрами типа МО и МТИ. В стволе скважины давление измеряют глубинными регистрирующими и дистанционными манометрами.

VI.1.1. Пружинные манометры

Устройство и общий вид манометров типа МО и МТИ показан на рис. VI.1. Чувствительным элементом служит пружина *5*. При увеличении давления она распрямляется и через рычажную систему и зубчатый сектор *3* поворачивает стрелку *4* на соответствующий угол. Отсчет проводится по шкале, градуированной в делениях. Пересчет давлений в кгс/см² проводят по формуле

$$p = A_н + n\,(N - B_н), \qquad (VI.1)$$

где p — избыточное давление, кгс/см²; N — показания манометра, деления; $A_н$, $B_н$ — ближайшее нижнее значение от N по тарировочной таблице используемого манометра, кгс/см² и деления соответственно;

$$n = (A_в - A_н)/(B_в - B_н), \qquad (VI.2)$$

где $A_в$, $B_в$ — ближайшее верхнее значение давления от N по тарировочной таблице, кгс/см² и деления соответственно; n — цена деления манометра.

Пример. Рассчитать давление по показанию манометра $N = 260{,}1$ деления. По тарировочной таблице для данного манометра имеем: $B_н = 254{,}0$ дел.; $A_н = 85$ кгс/см²; $B_в = 269{,}2$ дел.; $A_в = 90$ кгс/см².

Тогда

$$n = (90 - 85)/(269{,}2 - 254) = 0{,}329;$$

$$p = 85 + 0{,}329\,(260{,}1 - 254) = 87{,}0 \text{ кгс/см}^2.$$

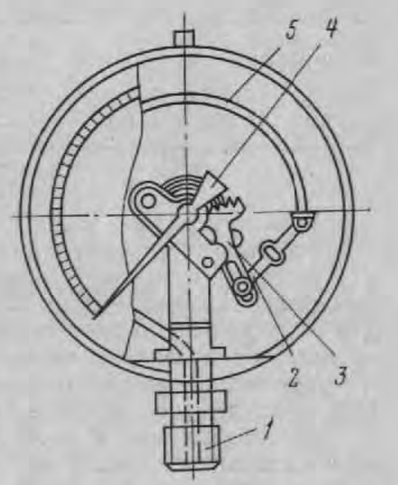


Рис. VI.1. Пружинный манометр.

1 — резьба установочная; *2* — тяга; *3* — зубчатый сектор; *4* — стрелка; *5* — пружина

Технические характеристики пружинных показывающих манометров приведены в табл. VI.1.

При установке образцовых манометров в местах измерений необходимо соблюдать следующие условия.

Присоединительный штуцер должен быть направлен перпендикулярно к потоку газа в трубопроводе и не заходить за пределы внутренней стенки трубопровода.

Таблица VI.1

Технические характеристики манометров типа МО и МТИ

Показатели	МО 0,16	МО 0,25	МО 0,4	МТИ 0,6	МТИ 1,0
Верхние пределы измерения, кгс/см²	1; 1,6; 10; 16; 160; 250	2,5; 25; 40; 400; 600	4; 6; 60; 100	1; 1,6; 6; 10; 40; 60; 160; 250; 600; 1000	2,5; 4; 16; 25; 100; 400; 1600
Рабочая температура, °С	20±3	20±5		20±3	
Допустимая температура, °С	10÷35				от —50 до +60
Диаметр корпуса, мм	250		160		
Допустимая относительная влажность воздуха, %	До 80				
Допустимая скорость изменения давления, %/с	До 1				
Назначение	Для измерения избыточного давления нейтральных по отношению к латуни, бронзе и конструкционной стали жидкостей и газов				

Манометр должен быть установлен в вертикальном положении.

Вся измерительная линия должна быть герметичной.

В схеме соединения необходимо предусмотреть два вентиля на соответствующее давление. Один — для отключения манометра от измеряемой линии, другой — для выпуска газа из манометра перед демонтажем. Манометр должен быть укрыт от действия прямых солнечных лучей.

Присоединение образцовых манометров к местам измерений допускается одним из следующих способов.

Непосредственно к точке измерения — если отсутствуют агрессивные примеси в измеряемой среде и температура измеряемой среды и окружающего воздуха не отличается от температуры, при которой оттарирован данный образцовый манометр более чем на 3° С.

Через трубки высокого давления — при температуре измеряемой среды, превышающей допустимую температуру для образцового манометра.

Через трубки высокого давления и ловушку — если в измеряемой среде присутствуют агрессивные примеси. В этом случае все необходимые детали схемы должны быть изготовлены из соответствующего антикоррозионного материала.

Выбор предела измерения манометра зависит от давления измеряемой среды. Предпочтителен образцовый манометр с таким пределом измерения давления, когда стрелка манометра в процессе измерения располагается в средней трети шкалы.

Уход за образцовыми манометрами должен включать в себя мероприятия по содержанию его в чистоте, исправности. Его следует оберегать от тряски и ударов. Необходима периодическая тарировка манометров на образцовых поршневых манометрах типа МОП класса точности 0,05 согласно заводским инструкциям. Периодичность поверки манометра зависит от характера исследований, условий его хранения и транспортировки; при непрерывной работе манометра — раз в месяц, при перевозке на разовые исследования в полевых условиях — раз в неделю; для особо ответственных исследований — перед каждым из них.

VI.1.2. Дифференциальные манометры

Для измерения перепадов давления используют дифференциальные манометры. Наиболее распространены жидкостные, поплавковые, мембранные и сильфонные дифманометры. В газовой промышленности дифманометры применяются в основном в расходомерах. Поэтому принцип действия и порядок установки дифманометров изложен в пункте по измерению дебита скважин.

VI.1.3. Глубинные манометры с местной регистрацией давления

Пластовые и забойные давления, а также давления на любых глубинах в стволе скважины между устьем и забоем измеряются и регистрируются глубинными манометрами. Промышленность выпускает глубинные манометры нескольких типов с местной регистрацией, разработанных институтом ВНИИКАНефтегаз.

Глубинные прецизионные манометры нормального ряда МГН-1.

Эти манометры пружинно-поршневого типа предназначены для выполнения точных измерений давления и его изменений (рис. VI.2). Под действием давления в скважине поршень *16* совершает поступательное движение, а для снятия статических нагрузок и повышения точности измерения давления — вращательное. Периодичность вращения поршня осуществляется автоматическим прерывателем электронного типа *9*, смонтированным в корпусной трубе *10*. Время остановки вращения поршня регулируется от нуля (непрерывный режим вращения) до 5—6 мин путем поворота ручки *6* со шкалой *7*, снабженной делениями, указывающими задаваемую паузу. Рекомендуемый режим согласован с временем работы часового привода и может быть выбран согласно табл. VI.2.

Таблица VI.2

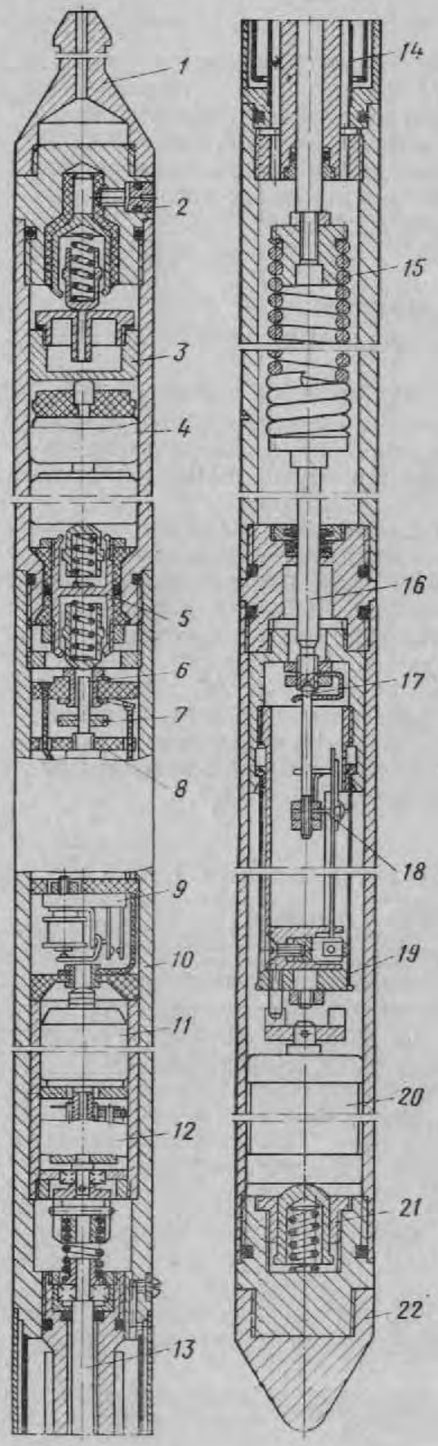
Время работы часового привода по режимам

Показатели	Время работы часового привода, ч							
	2	4	8	15	30	60	120	250
Обозначение режима работы на шкале	0	1	2	3	4	5	6	7

Само вращение поршня обеспечивается электродвигателем постоянного тока *11*, питаемого батареями сухих элементов *4*. От электродвигателя через редуктор *12* вращательное движение передается измерительной пружине *15*, жестко связанной свободным концом с поршнем. Второй конец пружины соединен с валом *13*, укрепленным в радиально-упорном подшипнике, и имеет возможность только вращательного движения.

Перемещение поршня, пропорциональное давлению в скважине, записывается пером на диаграмме, укрепленной в барабане *19* часового привода *20*.

Для этого каретка с пишущим пером *18* соединяется с поршнем посредством шарнира *17* и имеет возможность только поступательного перемещения по направляющим, выполненным в виде натянутых струн. Разделитель лабиринтного типа *14* состоит из трубок, расположенных концентрично, и предохраняет внутреннюю полость маноблока от проникновения внешней среды. Конструкция разделителя обеспечивает возможность быстрой разборки для промывки рабочих полостей, а также для заполнения маноблока рабочей жидкостью без нарушения градуировки манометра. Перед заполнением маноблока жидкостью необходимо отсоединить его от трубы *10*, поставив прибор в вертикальное положение.



Блок питания электродвигателя состоит из четырех элементов *4*, соединенных последовательно, выключателя *2* и сосуда *3* с легкокипящей жидкостью. Повышение рабочей температуры вызывает испарение жидкости, приводит к повышению давления в блоке питания и препятствует выходу источников питания из строя. Электрическая цепь образуется корпусом прибора и токопроводом *5*.

Подготовка прибора для проведения измерений в скважине состоит в смене диаграммного бланка, заводке часового привода и включении цепи электропитания путем поворота выключателя *2*. При необходимости следует промыть маноблок и заполнить его маслом. Режим работы прерывателя устанавливается обычно перед выездом на скважину в лабораториях КИП или в лабораториях бригад по исследованию. Там же проверяется пригодность источников питания. Техническая характеристика манометров МГН-1 приведена в табл. VI.3.

Для проведения поинтервальных измерений давления можно использовать глубинный поршневой малогабаритный манометр МПМ-4, (рис. VI.3), если его технические характеристики соответствуют существующим конкретным условиям. Конструктивная особенность этого прибора — отсутствие часового механизма. Вращение поршня с пером осуществляется электродвигателем, питаемым от бата-

Рис. VI.2. Глубинный манометр МГН-1.

1 — хвостовик; *2* — выключатель питания; *3* — сосуд с легкокипящей жидкостью; *4* — источники питания; *5* — токопровод; *6* — ручка; *7* — шкала; *8* — диск; *9* — автоматический прерыватель; *10* — корпусная труба; *11* — электродвигатель; *12* — редуктор; *13* — промежуточный вал; *14* — лабиринтный разделитель; *15* — измерительная пружина; *16* — поршень; *17* — шарнир; *18* — каретка с пишущим пером; *19* — барабан с диаграммным бланком; *20* — часовой привод; *21* — амортизатор; *22* — наконечник

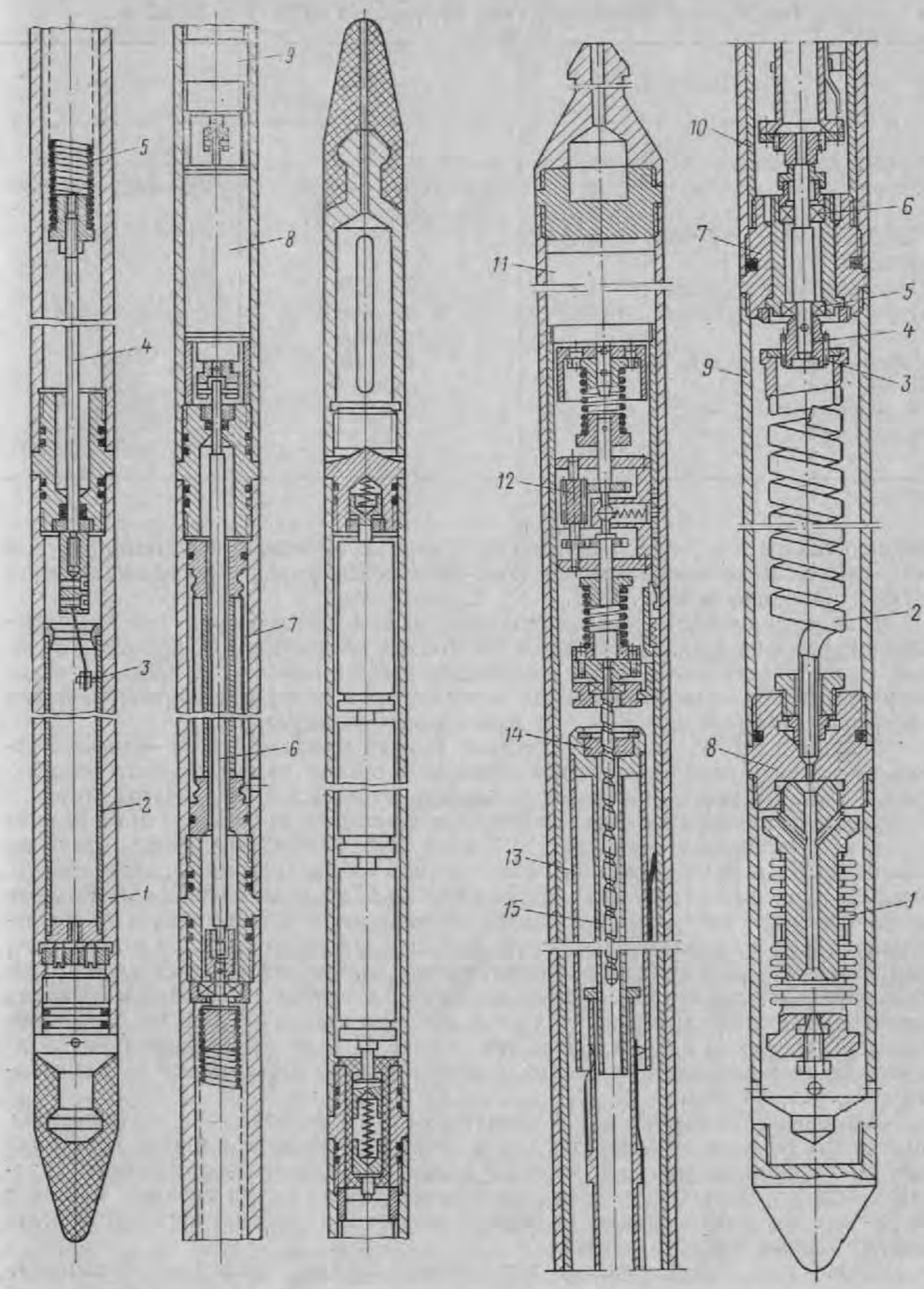


Рис. VI.3. Глубинный малогабаритный манометр МПМ-4.

1 — труба; *2* — барабан; *3* — перо; *4* — поршень; *5* — пружина; *6* — промежуточный валик; *7* — разделитель; *8* — редуктор; *9* — двигатель

Рис. VI.4. Глубинный манометр нормального ряда МГН-2

Таблица VI.3

Техническая характеристика манометров МГН-1 и МПМ-4

Показатели	МГН-1	МПМ-4
Пределы измерения давления, кгс/см²	2—40; 3—60; 5—100; 8—160; 10—200; 12—250; 15—300	1—50; 5—120; 10—180; 10—250
Максимальная рабочая температура, °С	100	+60
Приведенная погрешность, %	0,1÷0,25	0,5
Порог чувствительности, кгс/см²	0,1% от верхнего предела	0,006—0,4
Рабочий ход поршня, мм	100±10	100
Длина, мм	1800	1460
Диаметр, мм	32	25
Масса, кг	15	2,9

реи источников тока, через редуктор со скоростью примерно 1 об/10 мин, причем скорость вращения поршня нестабильна. Техническая характеристика манометров МПМ-4 приведена в табл. VI.3.

Геликсные глубинные манометры выпускаются промышленностью в модификации нормального ряда манометров МГН-2. Их конструкция разработана с учетом опыта эксплуатации ранее созданных отечественных и лучших образцов зарубежных приборов аналогичных типов, а применение предпочтительнее для измерения высоких давлений при повышенных температурах.

Манометр МГН-2 (рис. VI.4) состоит из двух основных узлов — манометрического блока и механизма записи. Маноблок состоит из сильфонного разделителя *1*, геликса, воспринимающего давление в скважине *2*, зубчатой муфты *3* и передаточного валика *4*, вращающегося в шарикоподшипниках *5* и *6*. Все эти детали смонтированы в переходниках *7* и *8* и трубе *9*. Механизм записи размещен в корпусе *10* и переходнике *7*. Он состоит из часового механизма *11*, редуктора *12*, барабана записи *13* с гайкой *14*, ходовым винтом *15* и плавающей опорой. Барабан опирается тремя выступами на кромки направляющих пазов корпуса *10* и прижимается к ним пружиной. Породержатель связан зубчатой муфтой с передаточным валиком *4*. Для выбора люфта держатель центрируется относительно барабана направляющей трубой, скользящей опорой и пружиной. Доступ к барабану записи и редуктору обеспечивается через съемную крышку механизма записи, закрепленную упором и пружинным фиксатором. К прибору придается унифицированная термометрическая секция с максимальным термометром и амортизационным устройством.

Барабан перемещается по направляющим под действием собственной массы, но скорость его хода регулируется ходом несамотормозящегося винта, передаточным отношением редуктора и частотой вращения вала часового привода, играющих роль спускового устройства. Наличие редуктора и двух сменных винтов с различным ходом обеспечивает получение четырех масштабов записи при использовании одного часового привода.

В приборах, предназначенных для газовых скважин, сильфон можно заменить фильтром. В этом случае наружное давление поступает непосредственно в геликс, что несколько повышает точность показаний. Технические данные манометров МГН-2 приведены в табл. VI.4. Дифференциальные глубинные манометры применяются для измерения и регистрации небольших изменений давления. В газовых скважинах их можно использовать для регистрации КВД, кривых стабилизации давления, поинтервальных измерений давления по стволу скважин от устья до забоя.

Таблица VI.4

Техническая характеристика манометров типа МГН-2

Показатели	МГН-2-100	МГН-2-160	МГН-2-250	МГН-2-400	МГН-2-600	МГН-2-800	МГН-2-1000
Пределы измерения давления, кгс/см²	0—100	0—160	0—250	0—400	0—600	0—800	0—1000
Рабочие температуры, °С	От 20 до 100				От 20 до 160		
Основная приведенная погрешность, %	+0,25				+0,4		
Порог чувствительности, кгс/см²	0,1	0,2	0,3	0,6	0,6	1,5	2
Длина записи по давлению, мм	50±5				45±5		
Длина записи по времени, мм	120 + 5						
Масштаб записи, мм/мин	0,125		0,25	0,5		1	
Продолжительность записи времени, ч *	16		8	4	2	—	
Материал бланка	Бумага диаграммная	Фольга металлическая с покрытием					
Длина, мм **	1500		1550		1750		1800
Диаметр, мм	32				36		
Масса, кг	Не более 10						

* Время записи 16 ч соответствует масштабу записи 0,125; время записи 8 ч — масштабу 0,25 и т. д. при условии применения часового привода типа 27ЧП.

** Длина прибора без термометрической секции.

В настоящее время намечаются к серийному производству дифманометры с силовой компенсацией конструкции ВНИИКАНефтегаза. Принцип действия этих приборов состоит в измерении деформации упругого элемента, уравновешивающего измеряемое давление. Основные узлы дифманометров «Самотлор-1» и «Селигер-1» (рис. VI.5): блок регистрации с часовым приводом, силовой и электронный блок, контактный нуль-орган с сильфонным разделителем, блок питания, состоящий из батарей сухих элементов или аккумуляторов.

Оба прибора требуют предварительной зарядки сжатым газом, давление которого с учетом температурной поправки определяется статическим давлением на заданной глубине. Прибор начинает работать после уравновешивания давления в скважине давлением зарядки. В дифманометре типа «Селигер» измеряемое приращение давления через впускной клапан воздействует на сильфонный разделитель, снабженный подвижным контактом. Замыкается правый контакт, включается электродвигатель, выходной вал которого кинематически соединен с поршнем. Поршень перемещается вниз, сжимая воздух до тех пор, пока давление в камере не станет равным измеряемому. После этого цепь размыкается и двигатель останавливается. Перемещение поршня регистрируется на диаграммном бланке, вставленном в барабан, вращаемый часовым приводом. При уменьшении измеряемого давления замыкается левый контакт и поршень перемещается вверх на ход, необходимый для выравнивания давлений в воздушной камере и в скважине.

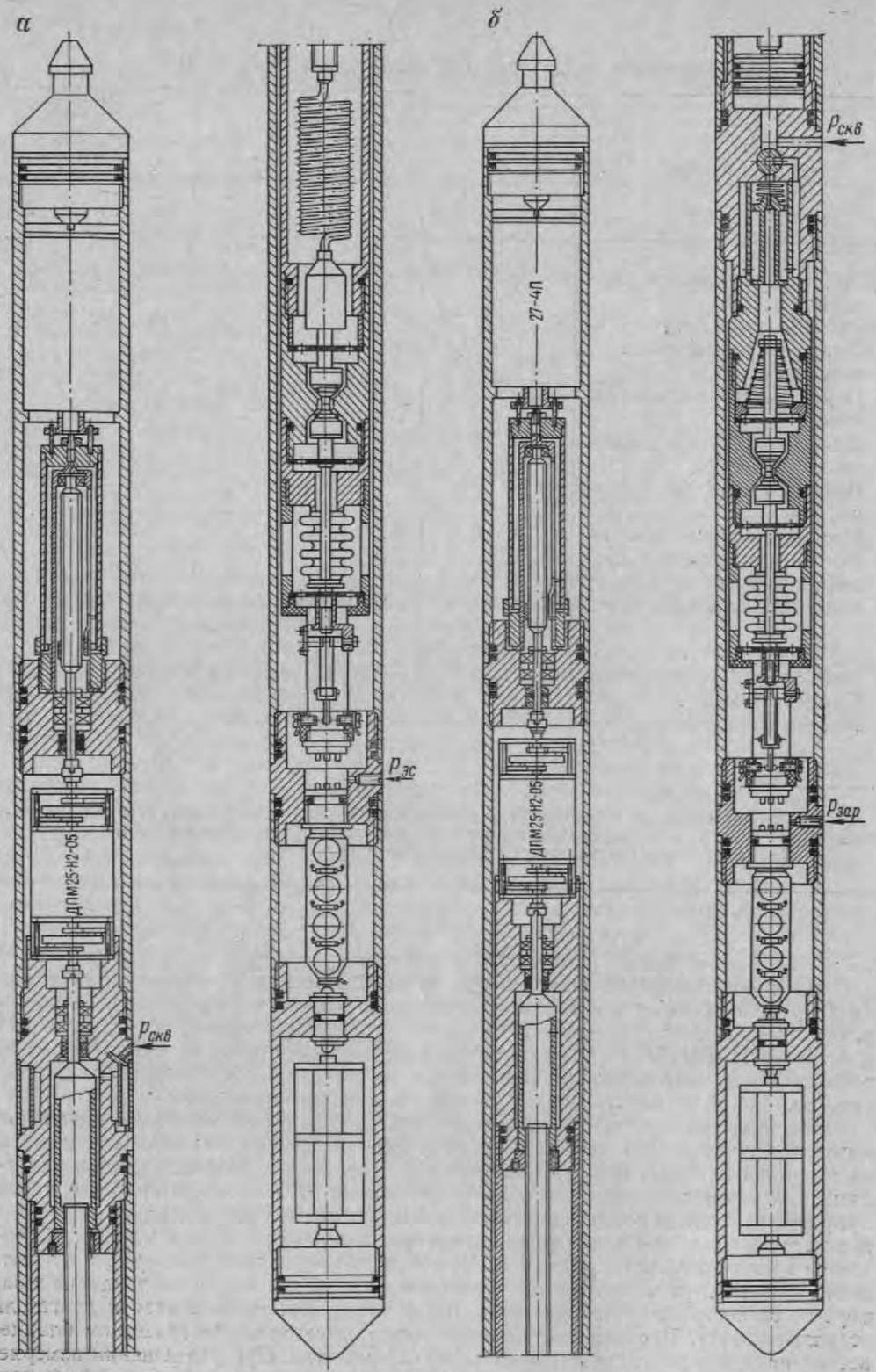


Рис. VI.5. Глубинные дифманометры.
а — типа «Самотлор-1»; *б* — типа «Селигер-1»

Глубинный дифманометр типа «Самотлор» также заполняется сжатым газом. Однако измерение приращений давления осуществляется не за счет изменения объема камеры противодавления, а за счет деформации винтовой цилиндрической пружины. При включении контактов электродвигатель, выходной вал которого парой винт—гайка соединен с измерительной пружиной, деформирует ее до тех пор, пока натяжение пружины не уравновесит силу, действующую на разделительный сильфон, с измеряемым давлением.

Предел измерения, масштаб записи и чувствительность дифманометра не зависят от давления зарядки, так как они определяются упругой деформацией измерительной пружины.

Операции по подготовке глубинных дифманометров и проведению измерений совпадают с аналогичными операциями для глубинных манометров пружинно-поршневого типа.

В табл. VI.5 приведены технические характеристики глубинных дифманометров типа «Селигер-1» и «Самотлор-1».

Таблица VI.5

Техническая характеристика глубинных дифманометров

Показатели	«Селигер-1»	«Самотлор-1»
Максимальное рабочее давление, кгс/см²	400	250
Диапазон измерения	20÷30% давления зарядки	2,5÷12 кгс/см²
Порог чувствительности, кгс/см²	0,02	0,002
Верхний предел рабочей температуры, °С	+100	+100
Длина, мм	1600	2000
Диаметр, мм	36	36
Масса, кг	10	12,5

Зарубежные фирмы «Лойтерт» (ФРГ), «Кастер» и «Амерада» (США) изготовляют и поставляют глубинные манометры с местной регистрацией нескольких типов. Основные технические характеристики этих приборов приведены в табл. VI.6.

Пружинно-поршневые глубинные манометры типа М-57 выпускаются фирмой «Лойтерт», а геликсные — фирмами «Амерада» (РПГ-3) и «Кастер» (К-2, К-3, К-4).

Глубинные манометры с дистанционной регистрацией показаний будут рассмотрены ниже в группе комплексных приборов.

Поверка манометров всех типов проводится с целью определения зависимости между измеряемым давлением и показанием прибора. При этом определяются погрешность прибора, порог чувствительности и температурная поправка. Все эти данные заносятся в паспорт прибора. Образцовые приборы тарируются в органах Госстандарта СССР. Повторная поверка глубинных манометров проводится по методике, согласованной с Госстандартом СССР, через 15—20 измерений. При этом необходимо применять следующие приборы и оборудование.

Грузопоршневые образцовые манометры класса точности не ниже 0,05.

Термостатирующую установку с максимальной температурой термостатирования не ниже верхнего предела рабочей температуры с точностью поддержания не ниже ±2 °С.

Микроскоп измерительный или компаратор с точностью отсчета не ниже 0,01 мм и пределом измерения до 200 мм.

Хронометр по ГОСТ 8916—77.

Комплект термометров Б-IV № 2—6 ГОСТ 215—73.

Таблица VI.6

Технические характеристики глубинных манометров зарубежных фирм

Показатели	М-57	РПГ-3	К-2	К-3	К-4
Пределы измерения, кгс/см²	55, 110, 160, 225, 320, 450, 550, 700	От 0—56 до 0—1550	От 0—70 до 0—1500		От 0—56 до 0—845
Погрешность, % от предела измерения	0,1—0,2	0,2	0,25	0,25	0,25
Максимальная рабочая температура, °С	160	370 (3 ч)	260	260	260
Длина записи параметра по оси времени, мм	200	127	76	100	63
Длина, мм	3500	1670	1130	1200	1070
Диаметр, мм	32—36	32	25,4	31,7	19
Масса, кг	15	6,8	2,7	4,0	2,27
Время непрерывной работы, ч	5, 15, 30, 90, 180, 360	2, 3, 12, 24, 48, 72, 120, 144, 168, 180, 360	3-6-12, 12-24-48, 30-60-120	3-6-12, 12-24-28, 30-60-120	3-6-12, 12-24-48, 18-36 72

Поверка манометра (рис. VI.6) проводится при температуре 20∓5 °С и максимальной рабочей температуре с отклонением ±5 °С. Давление увеличивается ступенями с расчетом не менее 10 ступеней на весь диапазон измерения для данного манометра при трехкратном повторении прямого и обратного ходов. Запись на диаграммном бланке должна иметь вид, аналогичный изображенному на рис. VI.7. Среднее давление определяется как среднеарифметическое из шести значений (трех для прямого и трех для обратного ходов) при комнатной и отдельно при максимальной температурах.

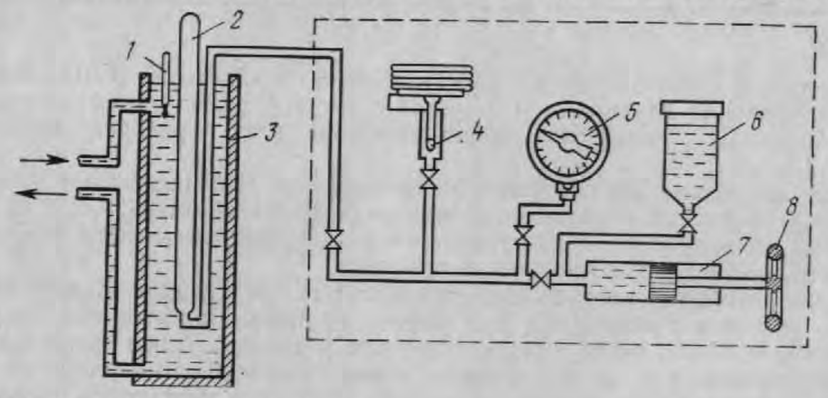


Рис. VI.6. Схема поверки манометра.

1 — термометр; *2* — глубинный манометр; *3* — баня; *4* — шток с тарелкой; *5* — образцовый манометр; *6* — масляный бак; *7* — гидравлический пресс; *8* — маховик

Давление определяется по формуле

$$p = p_n (p_{n+1} - p_n) \frac{a}{b}, \qquad \text{(VI.3)}$$

где p_n — ближайшее к искомому меньшее градуировочное давление, определяемое по графику, кгс/см²; p_{n+1} — ближайшее большее градуировочное давление, кгс/см²; a — отрезок вертикальной линии, проведенной через точку температурной шкалы, соответствующую температуре измерения, ограниченный конечной точкой измеренной ординаты L и ближайшей нижней наклонной линией графика; b — отрезок вертикальной линии, проведенной через точку температурной шкалы, соответствующую температуре измерения, ограниченный двумя наклонными линиями графика.

Фактическая приведенная погрешность определяется из выражения

$$\alpha = \pm \frac{|\alpha|_{\max}}{L_{\max\,ср}} \cdot 100\%, \qquad \text{(VI.4)}$$

где $|\alpha|_{\max}$ — максимальная погрешность прибора для всех ступеней давления, мм; $L_{\max\,ср}$ — среднее значение ординаты для верхнего предела измерения, мм.

Чувствительность манометра определяется на трех ступенях давления, составляющих соответственно 10, 50 и 90% максимального давления. На каждой ступени добавляется давление, равное 0,2% верхнего предела измерения.

Смещение на линии бланка не должно быть менее 0,1 мм при прямом и обратном ходе. Чувствительность вычисляется по формуле

$$S = \Delta l / \Delta p, \qquad \text{(VI.5)}$$

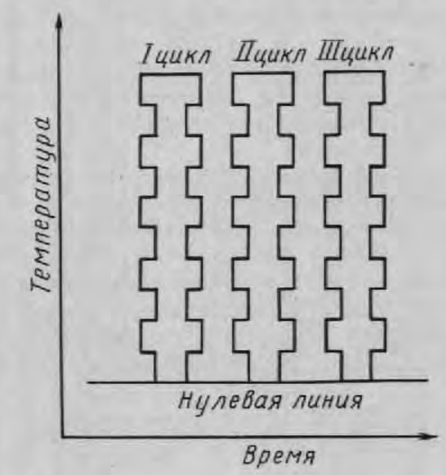


Рис. VI.7. Форма записи на бланке

где Δl — изменение сигнала на выходе, мм; Δp — изменение давления, кгс/см².

Более подробные сведения по проведению тарировки приборов приводятся в заводских инструкциях, поставляемых в комплекте к каждому прибору заводом-изготовителем.

VI.2. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

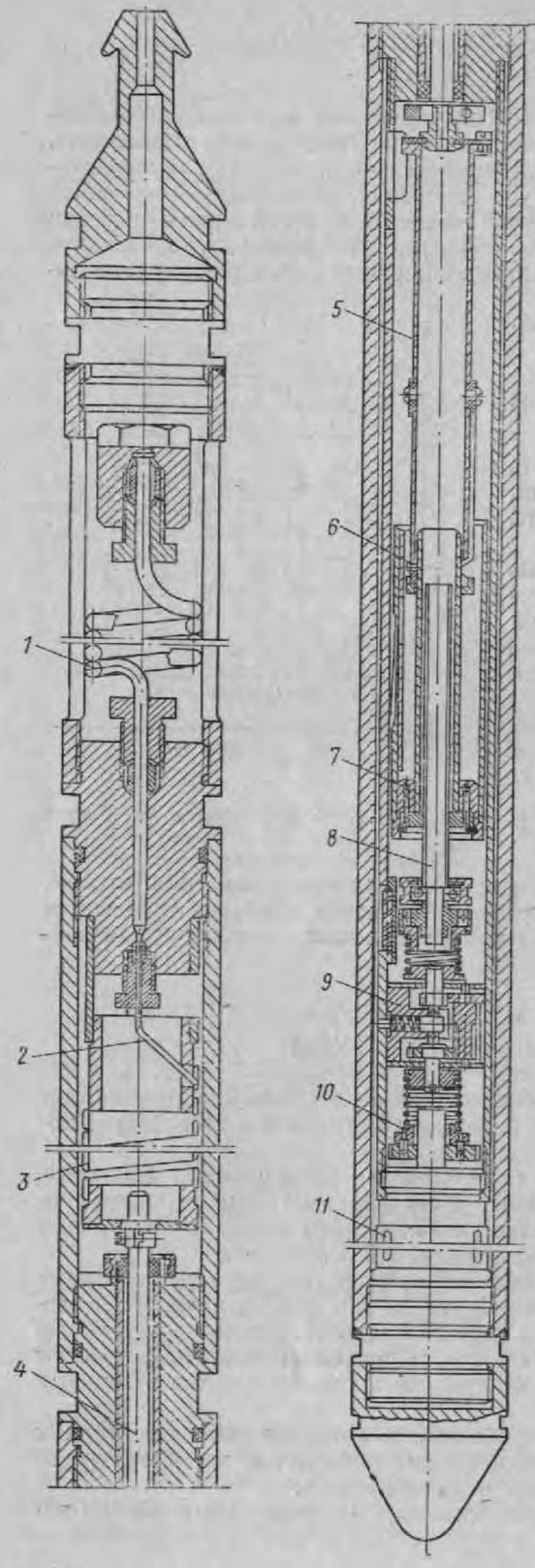
В процессе проведения газогидродинамических исследований измерение температуры газа проводится на устье (на работающей струне и в затрубье) и по стволу скважины.

На устье скважины используются термометры расширения жидкостные (ртутные или спиртовые), устанавливаемые в специальные карманы, предусмотренные в фонтанной арматуре и в обвязке узла измерения дебита. Цена деления применяемого термометра не должна превышать 0,5 °С.

Температура газа в стволе скважины измеряется глубинными термометрами с местной или дистанционной регистрацией показаний. Эти термические исследования предусматривают: регистрацию геотермического градиента, установление распределения температурного поля в стволе скважины во время ее работы и остановки, выделение газоотдающих интервалов и оценку дебитов отдельных пропластков.

Глубинные термометры, сконструированные и изготовленные различными организациями, при испытаниях показали схожие технические характеристики. По принципу действия их можно разделить на следующие.

Дилатометрические термометры, в которых для измерения температуры используется тепловое расширение тел.



Манометрические термометры, использующие зависимость изменения давления от температуры вещества, находящегося в сосуде постоянного объема.

Манометрические термометры, заполненные жидкостью с насыщенными парами.

Термометры сопротивления, в которых меняется сопротивление чувствительного элемента в зависимости от температуры.

Частотные емкостные термометры, в которых с изменением температуры меняется частота колебательного контура.

Институтом ВНИИКАНефтегаз разработаны глубинные конденсационные термометры пормального ряда ТГН-1 типа «Сириус» с местной регистрацией на базе геликсных манометров МГН-2.

Полость термоприемника глубинного термометра «Сириус» (рис. VI.8), выполненного в виде змеевика *1*, сообщается с помощью капилляра *2* с геликсом *3*. При изменении температуры геликс деформируется, что приводит к вращению его свободного конца. Это вращательное перемещение передается на пишущее перо *6* через валик *4* и направляющую втулку *5*. Диаграммный бланк для записи температуры вставляется в каретку *7*, которая приводится в движение от часового привода *11* через муфту *10*, редуктор *9* и ходовой винт *8*.

Пределы измерения термометров типа «Сириус» зависят от жидкости-заполнителя, в качестве которых используются хлористый этил, вода, толуол, анилин и др. Техническая характеристика термометра «Сириус» приведена ниже.

Рис. VI.8. Глубинный термометр «Сириус-1».

1 — змеевик; *2* — капилляр; *3* — геликс; *4* — валик; *5* — направляющая втулка; *6* — перо; *7* — каретка; *8* — ходовой винт; *9* — редуктор; *10* — муфта; *11* — часовой привод

Пределы измерения температуры, °С	0—60; 20—100; 40—140; 120—220; 150—250; 200—300; 250—400
Максимальное рабочее давление, кгс/см²	До 1000
Приведенная погрешность, %	0,2—1,0
Длина записи, мм:	
температуры	60
времени	120
Тепловая инерция, мин	5
Длина, мм	2000
Диаметр, мм	32
Масса, кг	10,0

К недостаткам этих термометров следует отнести неравномерность шкалы в диапазоне измеряемых температур, а также большую тепловую инерцию.

Подготовка термометра к работе проводится так же, как и глубинного манометра МГН-2 вследствие однотипности их кинематических схем.

Поверка и тарировка термометров всех типов проводится на тех же установках, что и тарировка глубинных манометров с той разницей, что при тарировке глубинных термометров измеряется и фиксируется температура жидкости в бане с помощью термостата.

Температура по стволу скважины может измеряться и другими глубинными термометрами с местной или дистанционной регистрацией показаний (например, ТЭГ-36 и др.), а также отдельными приборами, входящими в комплексы согласно их техническим характеристикам.

Глубинные термометры зарубежных фирм по принципу действия и техническим характеристикам аналогичны приборам отечественного производства. Приборы с местной регистрацией выпускают фирмы: «Лойтерт», «Амерада», Хамбл» и «Кастер», с дистанционной — фирма «Шлюмберже».

VI.3. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА

Дебит скважин измеряется расходомерами или специальными расходомерными устройствами следующих типов: расходомеры, основанные на методе переменного перепада (методе сужения струи), на методе постоянного перепада (ротаметры), а также турбинные, вихревые расходомеры объемные, массовые, ультразвуковые, тепловые и др.

Наибольшее распространение в промысловых условиях получили измерительные устройства, основанные на методе переменного перепада. Эти устройства предусматривают сужение струи газа при его движении через диафрагму или сопло. В то же время всякое сужение струи газа, являясь разновидностью местного сопротивления, обусловливает возникновение перепада давления на сужающем устройстве, который при прочих равных условиях зависит от расхода. Эта зависимость и используется при определении расхода газа через диафрагму или сопло.

Устройства для измерения общего дебита, основанные на методе переменного перепада давления, делятся на два типа — расходомеры (измерители докритического течения) и диафрагменные измерители критического течения (ДИКТ).

VI.3.1. Измерители расхода при докритическом течении газа

Расходомеры состоят из двух основных узлов: устройства, в котором монтируется диафрагма, сопло, штуцер и др. и дифференциального манометра, с помощью которого измеряются (показываются, записываются, передаются) перепады давления на диафрагме (сопло и др.) и давления перед сужающим устройством.

Поскольку большинство параметров, необходимых для расчета расхода, берется из показаний дифманометра, весь узел расходомера часто называют «дифманометром». В газовой промышленности наибольшее распространение нашли поплавковые, мембранные и сильфонные дифманометры.

Принцип действия поплавкового дифманометра (рис. VI.9) заключается в следующем: в сообщающиеся сосуды *2* и *4* заливается жидкость (чаще всего ртуть), которая уравновешивает перепад давлений, образующийся на сужающем устройстве, перепадом уровней. Поплавок *3* в сосуде *2* соответственно опускается и через ось *1* и рычажную систему записывает на вращающейся от часового или электрического привода диаграмме образовавшийся перепад давления.

В мембранном дифманометре соответствующий перепад давления компенсируется упругой деформацией мембранного устройства, состоящего из четырех одинаковых, попарно спаянных мембран (рис. VI.10).

Мембраны присоединены к основанию *1*, внутренние полости их соединены между собой и заполнены дистиллированной водой. С центром верхней мембранной коробки связан помещенный в корпус *6* железный сердечник *4*, который входит в полость катушек *5* дифференциально-трансформаторного преобразователя.

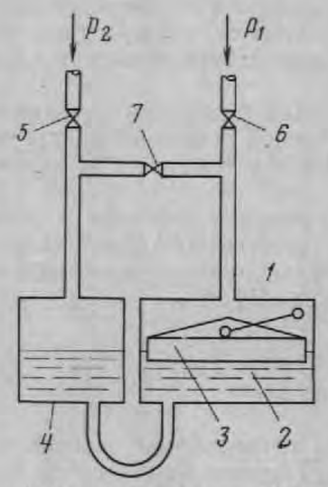


Рис. VI.9. Дифманометр ДПМ.
1 — ось уплотнительной муфты; *2* — поплавковый сосуд; *3* — поплавок; *4* — сменный сосуд; *5*, *6* — запорные вентили; *7* — уравнительный вентиль

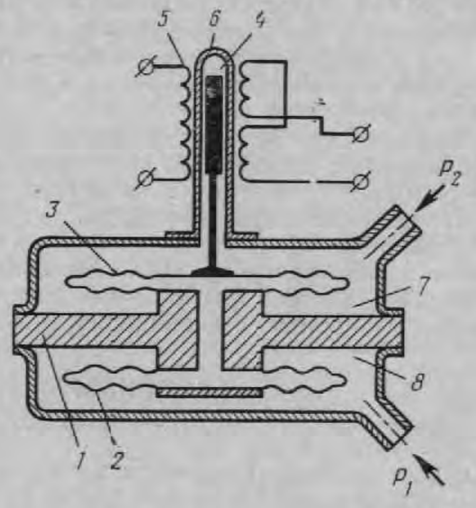


Рис. VI.10. Дифманометр с коробчатыми мембранами

Под действием разности давлений в камерах *7* и *8* нижняя мембранная коробка *2* сжимается, вода перетекает в коробку *3*, деформируя ее и перемещая железный сердечник. Таким образом, разность давлений преобразуется в электрический сигнал, измеряемый вторичной аппаратурой.

Общий вид сильфонного дифманометра показан на рис. VI.11. Для замера перепада давления к сильфонному блоку присоединяется вентильная головка, а показывающее или регистрирующее устройство устанавливается в прямоугольном корпусе. В сильфонном блоке (рис. VI.12) на основании *6* расположены сильфоны *1* и *14*, донышки которых связаны штоком *16*. Внутренние полости сильфонов заполнены специальной жидкостью для защиты от односторонней перегрузки и герметично уплотнены. В полость, ограниченную крышкой *2*, через штуцер *3* подводится газ с давлением p_1, а в полость, ограниченную крышкой *11*, через штуцер *9* — давление p_2.

При увеличении перепада давления сильфон *1* сжимается и жидкость из него перетекает в сильфон *14*, который разжимается. При этом шток *16* перемещается вправо, оказывая растягивающее воздействие на пружины *8* и *13*. Шток через шарикоподшипник *17* поворачивает рычаг *5*, который скручивает торсионную трубку *7*, поворачивая расположенный внутри нее стержень. Последний кинематической передачей связан со стрелкой или пером. Максимальный угол поворота стержня составляет 20 °С.

Сильфон *1* имеет температурный компенсатор в виде трех добавочных гофр, полость которых сообщается через отверстия в стакане с рабочей частью сильфона. При повышении температуры окружающей среды объем жидкости увеличивается и образующийся избыток ее перетекает в температурный компенсатор. Оба сильфона снабжены клапанными устройствами. При односторонней перегрузке конический клапан сильфона с уплотнительным кольцом *4* садится на ко-

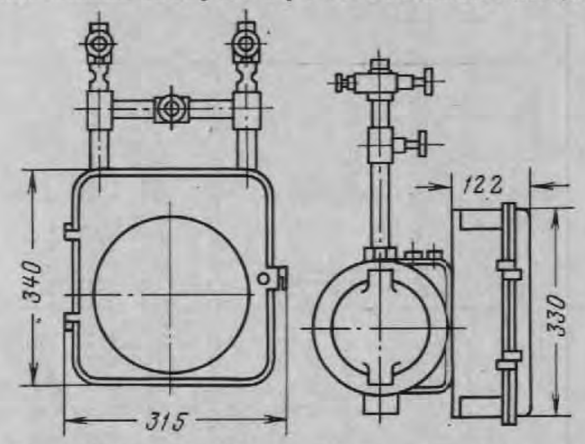


Рис. VI.11. Общий вид дифманометра ДС

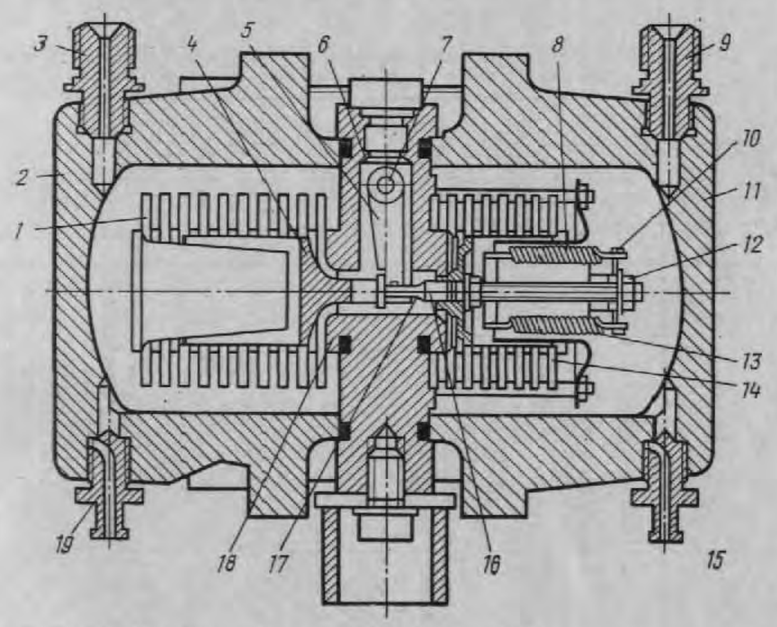


Рис. VI.12. Сильфонный блок дифманометра ДС.
1, *14* — сильфоны; *2*, *11* — крышки; *3*, *9* — штуцеры; *4* — уплотнительное кольцо; *5* — рычаг; *6* — основание сильфона; *7* — торсионная трубка; *8*, *13* — пружины; *10*, *12* — гайки; *15*, *19* — пробки; *16* — шток; *17* — подшипник; *18* — седло

нусное седло *18* основания *6* и перекрывает канал для перетекания жидкости из сильфона, предохраняя его от разрушения.

Пробки *15* и *19* служат для плавного сброса давления в рабочих полостях блока. Пружины *8* и *13* устанавливаются в зависимости от предела измерения по перепаду давления.

Техническая характеристика дифференциальных сильфонных манометров, предназначенных для измерения расхода газа на газовых промыслах и ПХГ, приведена в табл. VI.7.

Таблица VI.7

Техническая характеристика дифференциальных сильфонных манометров, предназначенных для использования в качестве расходомеров

Модификация прибора	Измеряемый параметр	Способ выдачи показаний	Предельно допустимое рабочее давление, кгс/см²	Предельный номинальный перепад давления, кгс/см²	Тип привода диаграммы	Рабочий диапазон, % от максимального значения
ДСС-710Н	Δp	Самопишущие	160	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От синхронного двигателя	
ДСС-710В	Δp	То же	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же	
ДСС-712Н	Δp с интегратором	»	160	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	»	
ДСС-712В	Δp с интегратором	»	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	»	
ДСС-710чН	Δp	»	160	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От часового механизма	
ДСС-710чВ	Δp	»	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же	
ДСС-732Н	Δp с интегратором, с записью давления	»	160	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От синхронного двигателя	От 20—30 до 70—80
ДСС-732В	То же	»	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же	
ДСС-734Н	Δp, p	»	160	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	»	
ДСС-734В	Δp, p	»	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	»	
ДСС-734чН	Δp, p	»	160	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От часового механизма	
ДСС-734чВ	Δp, p	»	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же	
ДСП-780Н	Δp	Показывающие	160	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	—	
ДСП-780В	Δp	То же	360	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	—	
ДСП-781Н	Δp с интегратором	»	160	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От синхронного двигателя	
ДСП-781В	Δp с интегратором	»	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же	
ДСП-778Н	Δp	Показывающие с сигнальным устройством	160	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	—	
ДСП-778В	Δp	Показывающие с пневмодатчиком	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	—	
ДСП-787Н	Δp	Показывающие с сигнальным устройством	160	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	—	
ДСП-787В	Δp	Показывающие с пневмодатчиком	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	—	
ДСП-786Н	Δp	Показывающие с электродатчиком	160	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	—	
ДСП-786В	Δp	То же	320	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	—	

Заводы-изготовители выпускают сильфонные дифманометры, показывающие и самопишущие с приводом от часового механизма или синхронного двигателя, а также с интегратором и дополнительной записью давления для работы в качестве расходомеров.

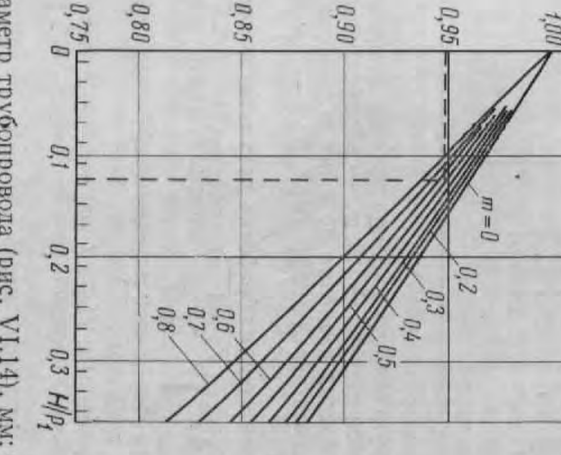


Рис. VI.13. Зависимость коэффициента расхода α от β

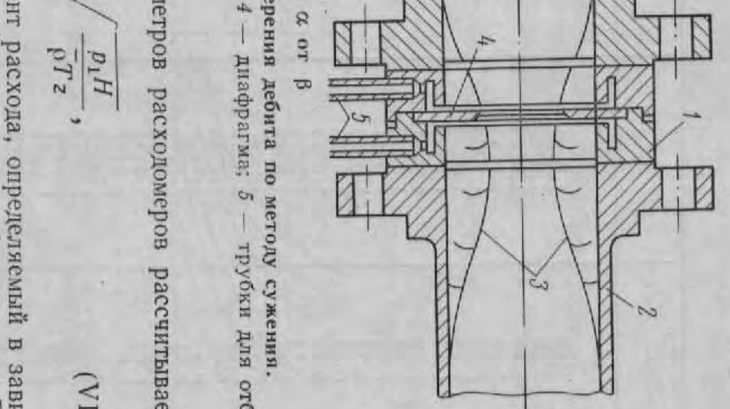


Рис. VI.14. Схема камерной диафрагмы для измерения дебита по методу сужения.
1 — камера; *2* — трубопровод; *3* — поток газа; *4* — диафрагма; *5* — трубки для отбора газа до и после диафрагмы

Дебит газа при применении дифманометров расходомеров рассчитывается по формуле

$$Q = 1700\alpha\varepsilon k_1 d^2 \sqrt{\frac{p_1 H}{\rho T z}}, \qquad \text{(VI.6)}$$

где Q — дебит газа, м³/сут; α — коэффициент расхода, определяемый в зависимости от отношения $\beta = d/D$ из рис. VI.13; d — диаметр диафрагмы, мм; D — диаметр трубопровода (рис. VI.14), мм; ε — поправочный коэффициент на расширение струи газа, определяемый по рис. VI.15 в зависимости от отношений H/p_1 и $m = d^2/D^2$; k_t — поправочный коэффициент на тепловое расширение диафрагмы, определяется по рис. VI.16; при приближенных расчетах допускается $k_t = 1$;

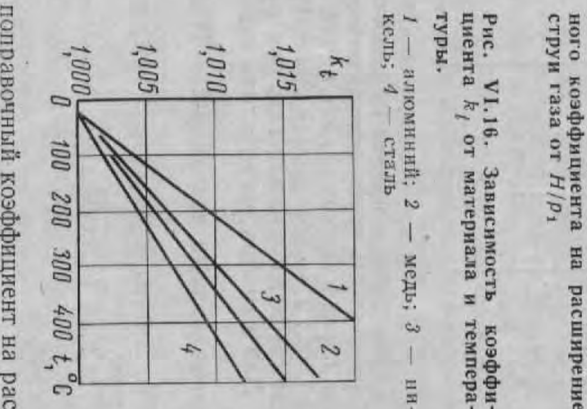


Рис. VI.15. Зависимость поправочного коэффициента на расширение струи газа от H/p_1

Рис. VI.16. Зависимость коэффициента k_t от материала и температуры.
1 — алюминий; *2* — медь; *3* — никель; *4* — сталь

Таблица VI.8

Поправочный коэффициент k_1 для диафрагм

d/D	D, мм			
	50	100	200	300
0,05	1,0251	1,0197	1,0131	1,0082
0,10	1,0248	1,0193	1,0126	1,0076
0,15	1,0244	1,0188	1,0121	1,0067
0,20	1,0242	1,0184	1,0115	1,0056
0,25	1,0238	1,0177	1,0102	1,0044
0,28	1,0235	1,0172	1,0092	1,0036
0,30	1,0233	1,0168	1,0087	1,0030
0,32	1,0231	1,0164	1,0082	1,0025
0,34	1,0229	1,0160	1,0077	1,0020
0,36	1,0227	1,0157	1,0073	1,0016
0,38	1,0226	1,0154	1,0068	1,0012
0,40	1,0226	1,0151	1,0064	1,0009
0,42	1,0226	1,0149	1,0061	1,0006
0,44	1,0226	1,0147	1,0057	1,0003
0,46	1,0226	1,0145	1,0055	1,0001
0,48	1,0227	1,0143	1,0052	1,0000
0,50	1,0229	1,0142	1,0050	
0,52	1,0231	1,0142	1,0049	
0,54	1,0234	1,0142	1,0048	
0,56	1,0236	1,0143	1,0047	
0,58	1,0240	1,0144	1,0047	
0,60	1,0243	1,0147	1,0048	
0,62	1,0247	1,0150	1,0048	
0,64	1,0250	1,0152	1,0050	
0,66	1,0254	1,0155	1,0052	
0,68	1,0259	1,0159	1,0054	
0,70	1,0268	1,0162	1,0056	
0,72	1,0269	1,0166	1,0060	
0,74	1,0274	1,0171	1,0063	
0,76	1,0280	1,0175	1,0066	
0,78	1,0287	1,0180	1,0070	
0,80	1,0294	1,0185	1,0074	
0,82	1,0301	1,0191	1,0078	
0,84	1,0309	1,0196	1,0082	
0,86	1,0316	1,0202	1,0086	
0,88	1,0323	1,0207	1,0089	
0,90	1,0333	1,0214	1,0092	

k_1 — суммарная поправка на недостаточную остроту входной кромки диафрагмы и шероховатость трубопровода определяется по табл. VI.8; p_1 — абсолютное давление перед диафрагмой, кгс/см²; H — перепад давления до и после диафрагмы, мм рт. ст.; T — абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; z — коэффициент сверхсжимаемости газа при p_1 и T.

Для расчетов расхода газа, используемого при обработке результатов исследования скважин, величину $A = 1700\alpha\varepsilon k_t k_1 d^2 \sqrt{\frac{1}{\bar{\rho} z T}}$ можно принять постоянной. Дебиты на различных режимах для $A = \text{const}$ рассчитывают следующим образом.

По p_{max} (максимальное показание прибора) и H_{max} (максимальный перепад давления, соответствующий паспорту прибора) определяется максимальный расход прибора

$$Q_{max} = A\sqrt{H_{max}}\sqrt{p_{max} + 1{,}033}.$$

При обработке картограммы определяют среднее избыточное давление p в процентах от p_{max} и среднее $\sqrt{H}$ в процентах от $\sqrt{H_{max}}$.

Суточный расход газа определяют по формуле

$$Q = \varphi Q_{max}\sqrt{\frac{\psi p_{max} + 1{,}033}{p_{max} + 1{,}033}}, \qquad (VI.7)$$

где

$$\varphi = \sqrt{H/H_{max}}, \quad \psi = p/p_{max}.$$

При небольших дебитах и большом отношении d/D коэффициент расхода α — переменная величина, зависящая от скорости потока. В этом случае α следует умножить на поправочный коэффициент k_2, зависящий от Re в трубопроводе. Величина k_2 определяется по рис. VI.17.

Для более точных расчетов дебита отдельных скважин необходимо пользоваться «Правилами 28—64» [1].

Выбор типа и размеров всех деталей и узлов пункта измерения, монтаж схемы и порядок ведения расчетного листа при определении отдельных параметров должны проводиться в соответствии с названными правилами. Эти правила справедливы для стационарных и квазистационарных сухих и влажных газовых потоков, фазовое состояние которых не изменяется при их течении через сужающие устройства.

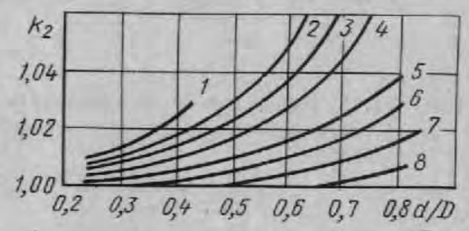


Рис. VI.17. Зависимость поправочного коэффициента k_2 от отношения d/D.
Значения Re: *1* — 5000; *2* — 6000; *3* — 8000; *4* — 10 000; *5* — 20 000; *6* — 30 000; *7* — 50 000; *8* — 100 000

Параметры газовых потоков могут иметь: избыточное давление до 120 кгс/см², температуру от 50 до 100 °С, относительную влажность до 100%, допускается наличие в составе газа CO, CO_2, O_2, N_2, H_2S и др. Если вместе с газом из скважины поступают жидкие или твердые примеси, то перед пунктом измерения дебита должен быть установлен сепаратор, обеспечивающий полное отделение примесей и возможность измерения их количества за определенный промежуток времени.

На газовых промыслах наиболее распространена схема сбора газа с одной измерительной линией, оборудованной одним дифманометром-расходомером. Каждый такой прибор в силу его конструктивных и эксплуатационных особенностей позволяет определять дебит скважины с достаточной точностью в диапазоне от 20—30 до 70—80% максимального расхода прибора Q_{max}, что зачастую недостаточно для проведения исследования всех скважин в полном диапазоне дебитов и особенно малодебитных. Расширение диапазона измерений в этих случаях должно быть предусмотрено при монтаже измерительного узла за счет установки в двух разветвлениях трубопровода сужающих устройств разного модуля m, поочередно подключаемых к одному и тому же дифманометру с условной шкалой, либо подключаемых к одному сужающему устройству двух дифманометров в порядке, предусмотренном «Правилами 28—64».

VI.3.2. Измерители расхода при критическом течении газа

При испытании скважин часто используется метод измерения дебита диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ). При крайне нежелательном во всех случаях выпуске газа в атмосферу этот способ измерения дебита открывает единственно возможный путь для испытания скважин, если давление в промысловом газопроводе после узла измерения дебита равно или больше статического давления на головке скважины, а также на дальних разведочных площадях, куда еще не подведен газопровод.

При измерении дебита газа с помощью ДИКТа (рис. VI.18—VI.22) должно быть обеспечено условие критического истечения газа через диафрагму или шту-

[1] Правила измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами. М., изд-во Стандартов, 1964.

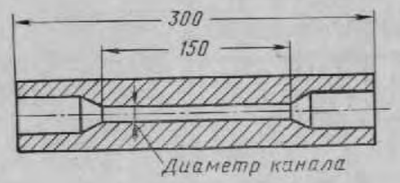


Рис. VI.18. Схема штуцера

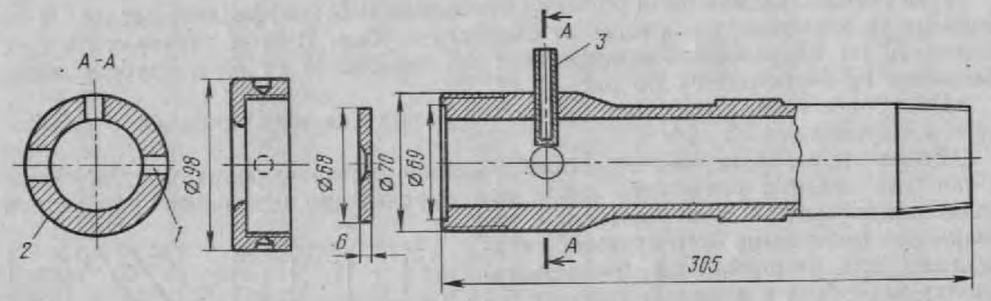


Рис. VI.19. Диафрагменный измеритель критического течения диаметром 50 мм.
1 — отверстие для манометра; *2* — отверстие для продувочного вентиля; *3* — термометрический стакан

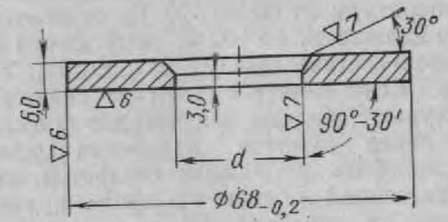


Рис. VI.20. Диафрагма для 50-мм ДИКТа

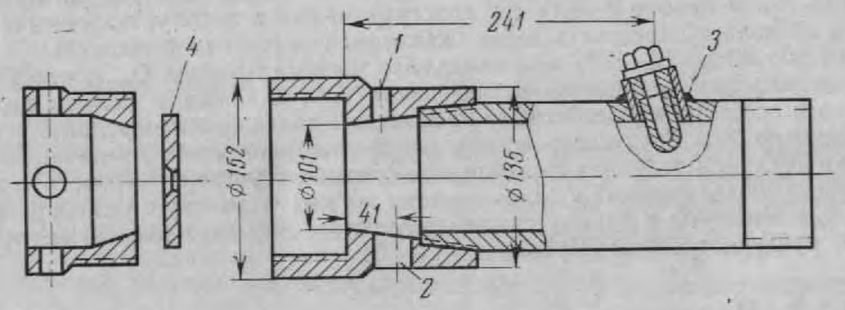


Рис. VI.21. ДИКТ диаметром 100 мм.
1 — отверстие для манометра; *2* — отверстие для продувочного вентиля; *3* — термометрический стакан; *4* — диафрагма

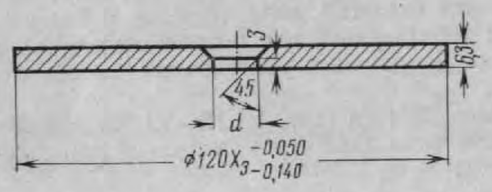


Рис. VI.22. Диафрагма для 100-мм ДИКТа

Таблица VI.9

Коэффициент *c* для измерителей критического течения

Диаметр диафрагмы, мм	ДИКТ 50 мм			ДИКТ 100 мм*	Замерный штуцер (литературные данные)
	Литературные данные	Исследования ВНИИГаза			
		Сухой газ	Газоконденсатная смесь		
1,59	0,456	—	—	—	—
1,69	—	0,500	—	—	—
2,38	1,003	—	—	—	—
2,52	—	1,112	—	—	—
3,17	1,883	—	—	—	1,868
3,41	—	2,170	—	—	—
4,17	3,526	—	—	—	3,517
4,84	—	4,400	—	—	—
5,39	5,771	—	—	—	—
5,49	—	5,790	—	—	
6,35	7,731	—	—	7,450	7,526
6,43	—	7,600			
7,95	11,891	—	—	—	13,048
7,98	—	11,400	—	—	—
9,51	16,917	16,52	16,77	16,747	18,298
11,11	—	22,30	22,82	—	—
11,13	24,245	—	—	—	24,453
22,64	—	28,70	30,155	—	—
12,70	30,438	—	—	29,959	33,702
15,83	46,046	—	—	46,673	53,741
15,91	—	44,70	47,057	—	—
19,02	—	65,46	64,868	—	—
19,05	67,244	—	—	66,886	78,085
22,14	—	89,30	88,0	—	—
22,19	92,480	—	—	90,955	—
25,36	—	117,50	115,55	—	—
25,40	121,603	—	—	118,494	—
28,57	155,718	—	—	149,260	—
31,75	136,591	—	—	184,201	—
34,91	241,530	—	—	221,886	—
38,10	299,596	—	—	264,440	—
44,45	—	—	—	362,206	—
50,80	—	—	—	477,201	—
57,15	—	—	—	611,750	—
63,50	—	—	—	767,229	—
69,85	—	—	—	949,917	—
76,20	—	—	—	1167,288	—

цер. Условие критического истечения достигается тогда, когда давление до диафрагмы в два и более раз выше, чем давление после нее. Дебит газа при критическом истечении определяют по формуле

$$Q = \frac{cp\Lambda}{\sqrt{\bar{\rho} z T}}, \qquad \text{(VI.8)}$$

где Q — дебит газа, тыс.м^3/сут; p — абсолютное давление перед диафрагмой, кгс/см^2; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа по воздуху; T — абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; z — коэффициент сверхсжимаемости при p и T; c — коэффициент, определяемый по табл. VI.9 и зависящий от диаметра диа-

Таблица VI.10

Техническая характеристика дистанционных приборов и комплексов

Показатели	ММ-1	ТЭГ-36	РМТ-3	«Метан-2»	ДГДГ	ДГДДГ	УДИС-1	«Глубина-1»	«Дебит-1»	«Пласт-1»	«Гелий-1»
Организация, проводившая разработку	ВНИИКР-Нефть	СевКавНИИ	ВНИИКАНефтегаз	«Союзгазавтоматика»	УфНИИ	УфНИИ	ВНИПИ-Газдобыча	«Союзгазавтоматика»	«Союзгазавтоматика»	«Союзгазавтоматика»	«Союзгазавтоматика»
Измеряемый параметр	Давление	Температура	Давление, температура	Дебит	Дебит	Дифференцированный дебит	Давление, температура	Давление, температура, скорость	Давление, температура, скорость, диаметр скважины	Давление	Температура
Пределы измерения:											
давления, кгс/см²	50—1000	—	0—160, 0—250 0—400, 0—600	—	—		0—500	0—100, 0—160 0—250, 0—400	0—100, 0—160 0—250, 0—400	0—100, 0—160 0—250, 0—400	—
температуры, °С	—	0—150	10—90, 80—180	—	—		—5÷+150	—10÷+150	—10÷+150	—	—10÷+150
скорости, м/с	—	—	—	0—3,0—10, 0—50	0,1—10		—	0—3, 0—10, 0—50	0—3, 0—10, 0—50	—	—
диаметра скважины, мм	—	—	—	—	—		—	—	60—160	—	—
Рабочий диапазон прибора:											
по давлению, кгс/см²	—	До 1000		До 400	До 500	До 500				—	До 400
по температуре, °С	200—100	—		—10÷+100	До +150	До +150	—	—	—	—10÷+150	—
Приведенная погрешность, %	1,5	1,0	0,6	—	—	—	0,5	—	—	0,4	0,4
Основные размеры, мм:											
диаметр	18	36	26	42,80	51	51	—	42	42	42	42
длина	767	2010	1100	320	900	900	—	—	—	695	710
Масса, кг	—	8	2,3	4	5,8	5,8	—	—	—	—	—
Напряжение источника питания, В	220	250	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Вид записи	Цифропечать	Аналоговая	Цифропечать	Аналоговая	—	—	—	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая
Тип станции	АПЭЛ-64	—	—	АКС/л-7	АПЭЛ-64	АПЭЛ-64	—	АКС/л-7	АКС/л-7	АКС/л-7	АКС/л-7
Изготовитель опытных образцов	—	Грознефтегесфизика	—	Калининградский экспериментальный завод	—	—	—	Калининградский экспериментальный завод	Калининградский экспериментальный завод	Калининградский экспериментальный завод	Калининградский экспериментальный завод
Максимальная длина кабеля, мм		8		5				5	5		
Постоянные:											
времени, с регистрации температуры, °С	—	Не более 2 0,25; 0,5; 1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

фрагмы (штуцера) и ДИКТа; Δ — поправочный коэффициент для учета изменения показателя адиабаты реального газа, определяемый по рис. VI.23 или по формуле

$$\Delta = -0{,}517 + 1{,}618T_{пр} + [1{,}204 - 1{,}231T_{пр} + 0{,}322T_{пр}^2]\,p_{пр} + \\ + (-0{,}101 + 0{,}110T_{пр} - 0{,}33T_{пр}^2)\,p_{пр}^2. \qquad (VI.9)$$

Здесь $T_{пр}$, $p_{пр}$ — приведенные температура и давление (см. главу II).

Значения коэффициента c, приведенные в табл. VI.10, заимствованы из литературных источников с учетом переводной температурной поправки и позволяют получить дебит при $p = 1{,}033$ кгс/см² и $T = 293$ К. Величина c для сухого газа и для газоконденсатной смеси определена ВНИИГазом при изменении давления не более чем на 70 кгс/см² и при наличии конденсата до 40 см³/м³. Данные о c при содержании конденсата более 40 см³/м³ в литературе отсутствуют. Поэтому

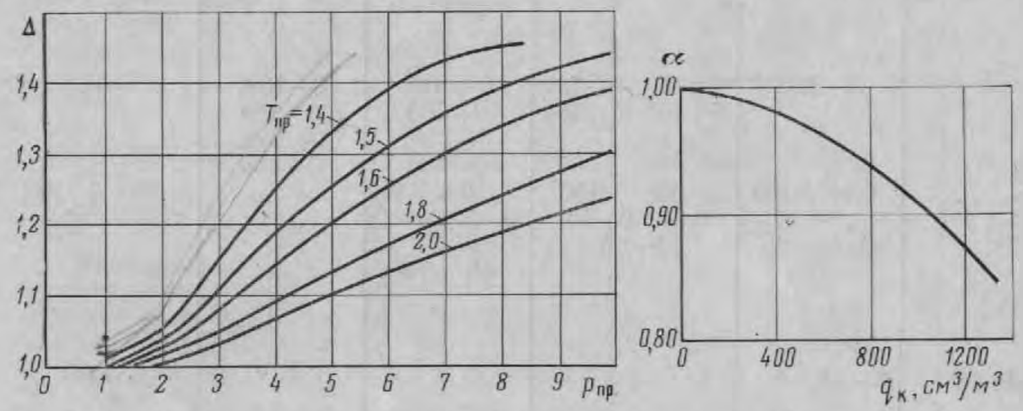


Рис. VI.23. Зависимость поправочного коэффициента Δ от $p_{пр}$ и $T_{пр}$

Рис. VI.24. Поправка на содержание конденсата в измеренном потоке газа

при содержании конденсата более 40 см³/м³ следует либо предварительно до измерения расхода газа отделить конденсат от газа, либо пользоваться следующей приближенной формулой:

$$\alpha = (Q_г + Q_{к.г})/Q_{см}, \qquad (VI.10)$$

где α — поправочный коэффициент, являющийся отношением расхода сухого газа и газообразного конденсата к расходу двухфазной смеси по измерителю расхода. Он определяется по рис. VI.24 в зависимости от содержания конденсата в газе.

Дебит конденсата в газообразной фазе $Q_{к.г}$ приближенно можно определить по формуле

$$Q_{к.г} = Q_к \frac{22{,}41}{M} \rho_к \frac{293}{273}, \qquad (VI.11)$$

где $Q_к$ — дебит конденсата, кг/сут; $\rho_к$ — плотность конденсата, кг/м³, M — молекулярная масса конденсата (в кг/кмоль), значения которой для некоторых газоконденсатных месторождений СССР приведены в главе II.

На разведочных площадях при отсутствии комплекта стандартных шайб (диафрагм) можно использовать штуцеры, коэффициенты c которых приведены в табл. VI.9.

Пример. При испытании скважины ДИКТом с $D = 100$ мм с диаметром диафрагмы $d = 25{,}4$ мм, измерено $p = 220$ кгс/см² и $T = 353$ К.

Из лабораторного анализа газа известно $\bar{\rho} = 0{,}6$. По зависимостям для $\bar{\rho} = 0{,}6$ или по составу газа определяем $p_{кр} = 47$ кгс/см² и $T_{кр} = 191$ К. Далее определяем $p_{пр} = 220/47 = 4{,}69$ и $T_{пр} = 353/191 = 1{,}9$.

Для данных $p_{пр}$ и $T_{пр}$ определяем $z = 0{,}892$ и по рис. VI.24 или по формуле (VI.9) находим, что $\Delta = 1{,}11$. По табл. VI.9 для $D = 100$ мм и $d = 25{,}4$ мм находим $c = 118{,}493$. Подставляя эти данные в формулу (VI.8), определяем

$$Q = \frac{118 \cdot 493 \cdot 220 \cdot 1 \cdot 11}{\sqrt{0{,}6 \cdot 353 \cdot 0{,}892}} = 2{,}11 \text{ млн. м}^3\text{/сут}.$$

VI.3.3. Измерение расхода газа фонтанирующей скважины акустическим способом

Определение дебита газа акустическим способом основано на измерении уровня шума или уровня звукового давления, генерируемого газовой струей при истечении в атмосферу. Этот способ применим при наличии четко сформированной струи с отклонением ее оси от вертикали не более 30°. Предельная относи-

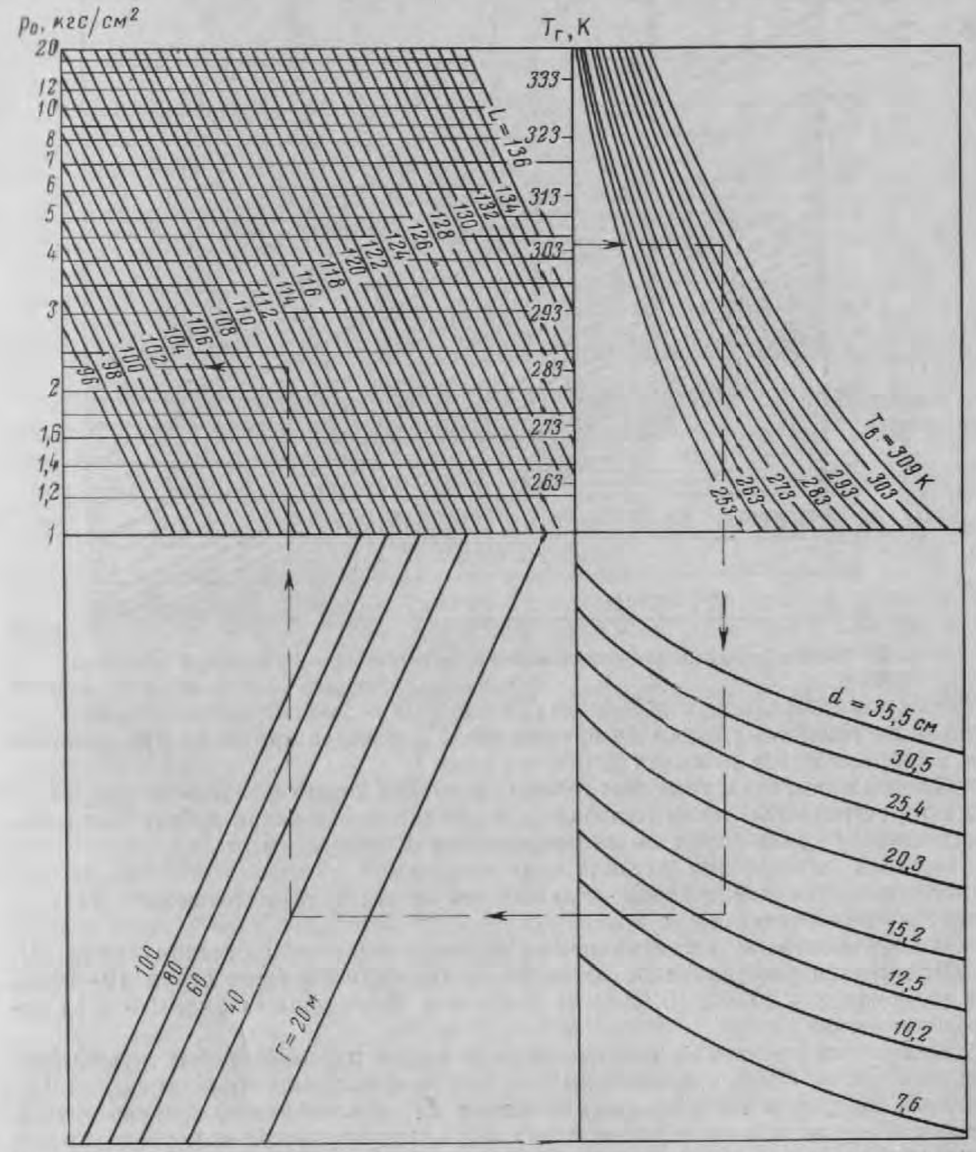


Рис. VI.25. Определение статического давления на срезе трубы по уровню звукового давления

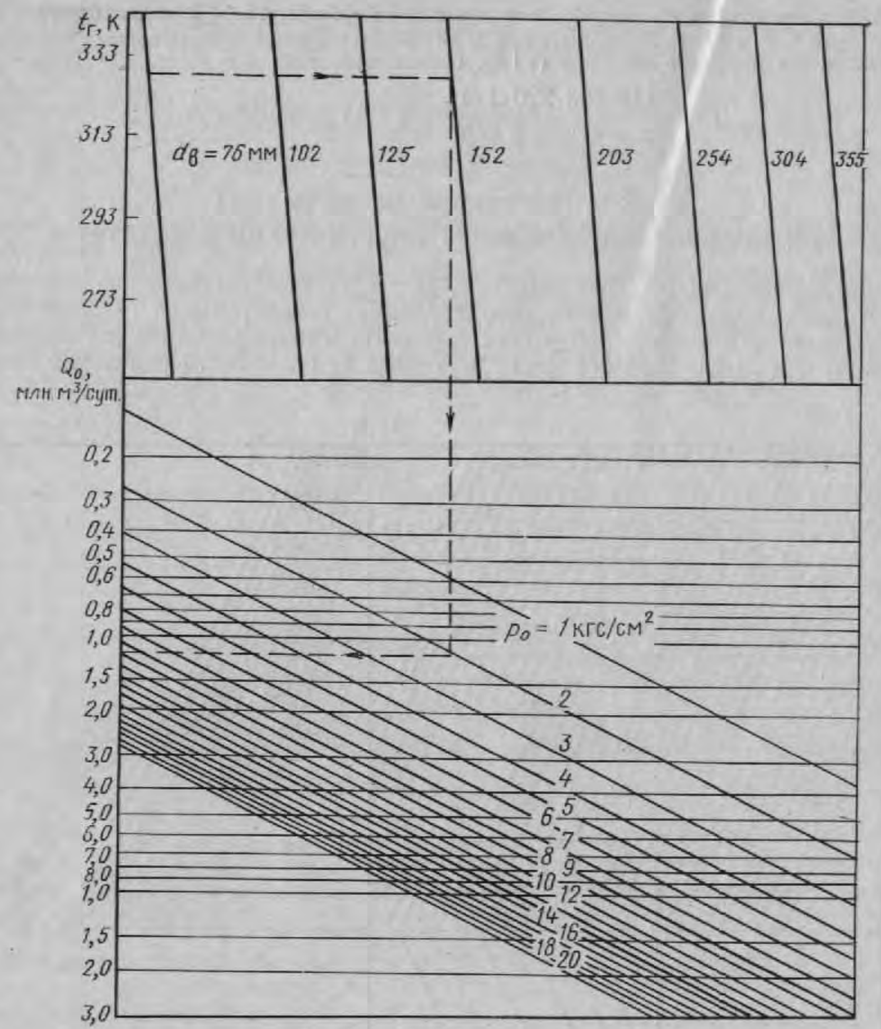


Рис. VI.26. Номограмма для определения дебита негорящего газа при звуковом истечении

тельная погрешность способа не превышает 15%. Способ применим при дозвуковом и сверхзвуковом режимах истечения газа.

В связи с тем, что в реальных газовых фонтанах дозвуковое истечение практически не встречается, ниже приводится методика определения дебита для истечения газа из среза трубы со сверхкритической скоростью.

Порядок определения расхода газа следующий.

Определяется температура окружающей среды $t_в$ и истекающего газа $t_г$ (хотя бы ориентировочно).

По документации устанавливается диаметр выходного сечения трубы $d_в$.

Выбирается расстояние от источника шума (для горящих струй 40—60 м, для негорящих — 20—40 м). Высота измерения шума должна быть 1,5 м от поверхности земли.

Измеряется уровень звукового давления $L_{изм}$ с помощью любых шумомеров, предназначенных для стационарных акустических шумов (например, Ш-63). При этом микрофон шумомера направляется на срез выходного сечения трубы, перпендикулярно к направлению ветра. При наличии ветра измерение проводится в двух противоположных точках с одинаковым r и принимается среднее значение $L_{изм}$.

Дебит фонтанирующей скважины определяется с помощью полуэмпирических номограмм.

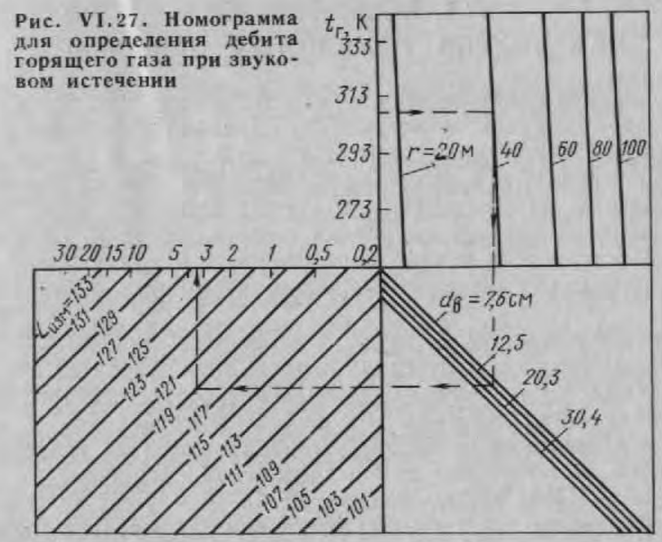
Для определения дебита негорящих газов используются рис. VI.25 и VI.26.

Порядок использования этих номограмм следующий.

По измеренным $t_г$, $t_в$, $d_в$, r, $L_{изм}$ по рис. VI.26 определяют p_0 на срезе трубы.

По найденному p_0 и измеренным $t_г$ и $d_в$ по рис. VI.27 определяют расход газа Q (в млн.м³/сут).

Рис. VI.27. Номограмма для определения дебита горящего газа при звуковом истечении



Дебит горящего газа определяется по номограмме, приведенной на рис. VI.27. При этом ошибка в определении $t_г$ на 30° приводит к погрешности определения дебита газа 5%.

VI.4. ДИСТАНЦИОННЫЕ ГЛУБИННЫЕ ПРИБОРЫ И КОМПЛЕКСЫ

Дистанционные глубинные приборы и комплексы предназначены для измерения давления, температуры, скорости потока газа, диаметра скважины и др. и являются связующим звеном промыслово-геофизических и газогидродинамических методов исследования скважин.

Применение дистанционных глубинных приборов и комплексов в некоторых случаях — единственный способ получения достоверной информации о параметрах залежи.

Разработанные в последние годы дистанционные комплексы позволяют определить спуском глубинного прибора на многожильном кабеле или путем временного включения отдельных блоков измерения давление, температуру, скорость потока, диаметр скважины и др.

Как правило, информация о приборах, принцип их действия, порядок работы с ними, способ хранения, транспортировки и тарировки приводятся в инструкциях, прилагаемых к приборам, выпускаемым серийно. Используемые при исследовании газовых скважин дистанционные приборы практически серийно не выпускаются.

Опытные образцы этих приборов изготавливаются организацией, разработавшей их, и применяются неповсеместно.

Наибольшее распространение в газовой промышленности получили опытные образцы дистанционных приборов и комплексов, разработанных ВНПО Союзгазавтоматика, внедрением которых занимался в основном трест «Союзгазгеофизика». Опыт работы по применению дистанционных глубинных приборов и комплексов, накопленный названными организациями, приведен в главе VIII.

Отсутствие серийного производства, а следовательно, и возможности широкого применения хотя бы основных из разработанных дистанционных приборов, не позволяет подробно остановиться на их конструктивных и технологических характеристиках. Поэтому в табл. VI.10 приведена техническая характеристика лишь некоторых дистанционных приборов и комплексов. Более подробную информацию об этих приборах можно получить от организаций, в которых они разработаны.

VI.5. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКА ГЛУБИННЫХ ПРИБОРОВ

Основные элементы оборудования, предназначенного для спуска в скважину глубинных приборов с местной регистрацией,— проволока, лебедка и лубрикатор.

Проволока применяется диаметром от 1,6 до 2,5 мм. В процессе эксплуатации необходимо следить за ее состоянием во избежание обрыва. Проволока всегда должна быть смазана, причем делать это лучше всего при намотке на барабан лебедки. Проволока не должна иметь мест смятия, раковин, надломов, крутых изгибов, трещин. Глубинный прибор прикрепляется к концу проволоки при помощи специального узла, имеющего не менее шести витков, плотно прижатых друг к другу.

Лебедки для проволоки существуют переносные с ручным приводом и специальные — с механическим. К лебедкам первого типа относятся аппараты Яковлева легкой и тяжелой конструкции, вмещающие соответственно 100 и 2400 м проволоки, и портативная лебедка ЛП-2 на 5000 м проволоки.

Лебедки с механическим приводом устанавливаются на транспортном средстве и называются «установками для исследования скважин».

Установка «АзИНМАШ-8А». Монтажной базой служит шасси автомобиля ГАЗ-66. Все оборудование и инструмент установки размещены в специальном кузове фургонного типа с входной дверью в задней стенке. В боковой стенке кузова слева по ходу предусмотрен люк для выхода рабочей проволоки, которая направляется в скважину при помощи устьевого ролика.

Лебедкой управляет оператор из кузова (включение шестерни трансмиссионного вала, управление фрикционной муфтой и тормозом). Включение двигателя, управление коробкой отбора мощности и наблюдение за системами автомобиля осуществляет водитель из кабины (табл. VI.11).

Таблица VI.11

Техническая характеристика лебедки

Показатели	АзИНМАШ	ЛСГ1-66
Допустимое тяговое усилие лебедки, кгс	550	700
Диаметр рабочей проволоки, мм	1,6÷1,8	1,8÷2,5
Наибольшая глубина обслуживания, м	6000	2500—7000
Скорость подъема инструмента, м/с	1,6÷5,3	0÷8
Емкость барабана лебедки, м	6500—5600	4300—7400

Установка «АзИНМАШ-8В». Предназначена для умеренной климатической зоны. Смонтирована на автомобиле высокой проходимости УАЗ-425. Все оборудование и инструмент размещены в кузове, имеющем боковую и заднюю двери. Люк для выхода рабочей проволоки расположен в боковой стенке кузова справа по ходу. Работой лебедки управляет оператор с поста, расположенного в кузове автомобиля.

Техническая характеристика лебедки установки «АзИНМАШ-8В» аналогична технической характеристике лебедки установки «АзИНМАШ-8В», но имеет больший диапазон скоростей подъема инструмента: от 0,31 до 8 м/с.

Установка ЗУИС. Предназначена для использования в районах со сложными дорожными условиями в холодной климатической зоне (район 1б). Монтажной базой установки служит плавающий гусеничный транспортер ГАЗ-71, обеспечивающий передвижение по сильно пересеченной местности (рвы, ямы, насыпи), заболоченным участкам и болотам (за исключением участков торфяных болот без растительности), снежной целине, льду и воде (при глубине более 1,2 м транспортер становится на плав).

Все навесное оборудование и инструмент установки размещены в грузовом отапливаемом отсеке транспортера под кузовом, имеющим теплоизоляционную обшивку. Люк с двумя направляющими роликами для выхода рабочей проволоки находится в боковой стенке кузова слева по ходу. Техническая характеристика лебедки аналогична технической характеристике лебедки установки «АзИНМАШ-8А».

Установка ЛСГ1-66 предназначена для использования в умеренной климатической зоне. Смонтирована на шасси автомобиля ГАЗ-66, имеет теплоизолированный кузов, разделенный перегородкой на два отсека — операторский, снабженный системой отопления, и лебедочный. Работу лебедки контролируют с поста управления через лобовое стекло в перегородке. Выход рабочей проволоки — через заднюю дверь кузова. Установка имеет индикатор натяжения проволоки. Техническая характеристика лебедки приведена в табл. VI.11.

Установка ЛСГ1-Тр71. Предназначена для использования в районах со сложными дорожными условиями в холодной климатической зоне (район 1б). Монтажной базой установки служит плавающий гусеничный транспортер ГАЗ-71 соответствующей проходимости (см. описание установки ЗУИС). Техническая характеристика механизма лебедки аналогична технической характеристике лебедки, смонтированной на установке ЛСГ1-66.

Лубрикаторы предназначены для спуска глубинных приборов в скважину с избыточным давлением на устье. В зависимости от системы регистрации измеряемых параметров различают лубрикаторы следующих типов.

Лубрикаторы, применяемые для спуска глубинных приборов с местной регистрацией, отличаются в основном конструкцией сальникового устройства. Схема лубрикатора показана на рис. VI.28. В конструкции лубрикатора предусматривается один отвод с вентилем для установки образцового манометра и другой — для выпуска газа из лубрикатора после закрытия буферной задвижки. Кронштейн верхнего ролика для удобства изготавливается откидным. Размеры лубрикатора выбираются исходя из конструкции фонтанной арматуры и спускаемого в скважину прибора.

Лубрикаторы, применяемые при спуске в скважину глубинных приборов с дистанционной регистрацией измеряемых параметров, существенно отличаются от лубрикаторов для спуска приборов с местной регистрацией. Отличие в конструкциях лубрикаторов связано с диаметром проволоки и бронированного кабеля, сальниковых устройств, длины лубрикаторов и др. В настоящее время на лубрикаторы для спуска приборов на кабеле также нет ГОСТа. Поэтому существуют лубрикаторы нескольких разновидностей. Для спуска глубинных дистанционных приборов кроме лубрикатора необходима буровая или эксплуатационная вышка или же передвижная установка типа «Бакинец-3М», УПТ-32 и др. Размеры и конструкция вышки и лубрикатора выбираются в зависимости от давления газа на устье скважины. Общий вид обустройства устья скважины при спуске приборов с дистанционной регистрацией показан на рис. VI.29. Вышка оборудуется кронблоком и талевым блоком и используется при установке лубрикатора.

Лубрикатор, разработанный во ВНИИГазе и предназначенный для спуска приборов при давлении на устье скважины до 400 кгс/см², показан на рис. VI.30 и состоит из секций, основания, сальникового устройства, направляющего блока и коллектора.

Каждая из шести секций представляет собой трубу с внутренним диаметром 61 мм, к верхней части которой приварен наконечник с резьбой, а нижняя часть снабжена накидной гайкой для соединения с соседней секцией или основанием лубрикатора. Верхняя секция лубрикатора соединяется с сальниковым устройством. В зависимости от устьевого давления на скважине подбирается нужное число секций, т. е. варьируется общая высота лубрикатора.

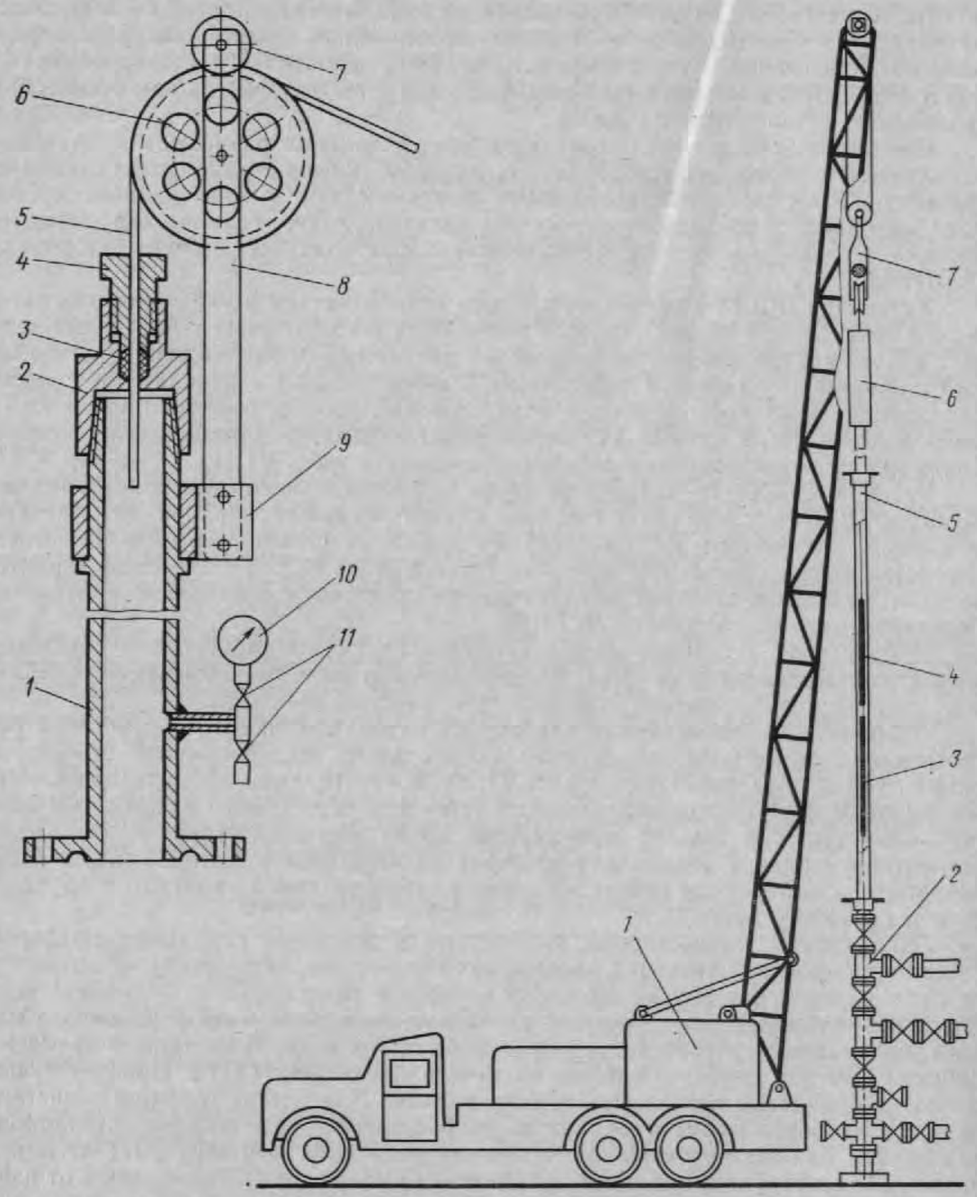


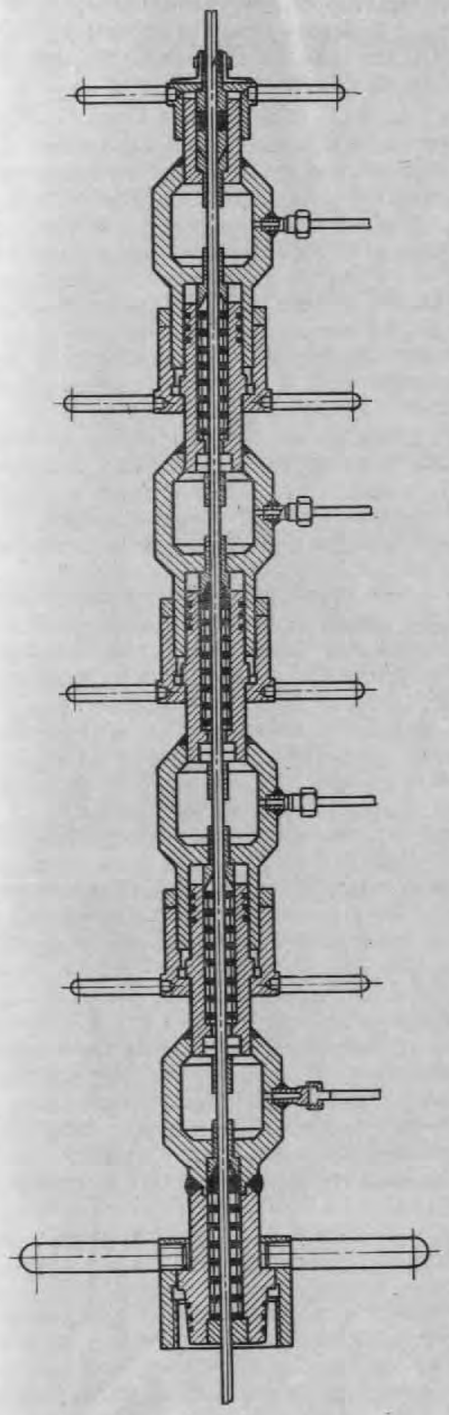
Рис. VI.28. Схема лубрикатора для спуска глубинных приборов на проволоке.

1 — корпус лубрикатора; *2* — корпус сальника; *3* — сальниковая набивка; *4* — болт нажимной; *5* — проволока; *6* — ролик направляющий; *7* — ролик предохранительный съемный; *8* — кронштейн откидывающийся; *9* — кольцо упорное; *10* — манометр; *11* — вентили

Рис. VI.29. Оборудование устья скважины для спуска дистанционных глубинных приборов.

1 — агрегат; *2* — фонтанная арматура; *3* — прибор; *4* — грузы; *5* — лубрикатор; *6* — сальниковое устройство; *7* — талевый блок

Сальниковое устройство (рис. VI.30) состоит из четырех секций, каждая из которых содержит лабиринтное уплотнение, представленное чередованием бронзовых и фторопластовых уплотнительных колец и камер лабиринта, а также камеру сброса давления. Секции сальника соединяются между собой с помощью накидных гаек. Герметичность соединений осуществляется так же, как и между секциями лубрикатора, резиновыми кольцами. Применение многосекционного сальника дает возможность рассредоточить падение давления на значительной длине, что в свою очередь позволяет создать герметичный сальник без больших нагрузок на уплотняющие элементы. В верхней части сальника установлен направляющий ролик для центрального ввода кабеля в лубрикатор.



Основание лубрикатора — переходная деталь для соединения лубрикатора с буферной задвижкой скважины. Фланец основания имеет три ввода во внутреннюю полость основания. Один ввод соединяет камеру лубрикатора со скважиной в обход буферной задвижки и служит для выравнивания давления в камере лубрикатора перед открытием буферной задвижки. Второй ввод служит для присоединения манометра и последующего контроля давления на головке скважины. Третий ввод необходим для стравливания давления из камеры лубрикатора перед его демонтажем.

Направляющий блок предназначен для направления кабеля в лубрикатор. Выполнен из материалов, исключающих искрообразование. Крепится к вышке или крюку талевой системы над сальниковым устройством.

Коллектор представляет собой трубу с внутренним диаметром 50 мм, к которой присоединяются трубки, отводящие газ от камер сброса давления сальникового устройства. Каждая отводящая трубка снабжена вентилем и манометром для равномерного распределения потерь давления в секциях сальникового устройства. При необходимости на конце отводной трубы коллектора можно установить ДИКТ для измерения количества газа, отводимого из сальникового устройства.

В процессе сборки лубрикатора через него протаскивается кабель, заведенный предварительно за блок-баланс и направляющий блок. Затем к концу кабеля присоединяется глубинный прибор и выше него надеваются на кабель грузы.

Рис. VI.30. Сальниковое устройство

Сначала поднимают лубрикатор настолько, чтобы нижний его фланец был на несколько сантиметров выше фланца буферной задвижки. Затем, поддерживая лубрикатор под углом 10÷15° от вертикали с помощью троса, кабельной лебедкой поднимают прибор и грузы в камеру лубрикатора. По окончании необходимо прикрепить лубрикатор к фланцу буферной задвижки и вышке, а также соединить все отводные трубки.

Лубрикаторы других типов отличаются от описанного конструкцией отдельных элементов. Были попытки изготовить лубрикатор с принудительным протягиванием кабеля через сальниковое устройство, с боковым отводом на камере для облегчения ввода прибора в лубрикатор и др., но они не получили широкого распространения.

ГЛАВА VII

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

VII.1. МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

Исследование месторождений на газоконденсатность проводится с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета запасов газа и конденсата, проектирования разработки и обустройства месторождений и переработки конденсата. Определение параметров газоконденсатной системы в настоящее время проводится несколькими методами. Наибольшее распространение получила методика исследования скважин на газоконденсатность, разработанная ВНИИГазом и рекомендованная в качестве инструкции.

Разработанные до настоящего времени методы и действующие инструкции по исследованию на газоконденсатность не позволяют получить качественную информацию при следующих условиях.

Определении газоконденсатной характеристики на месторождениях с низкими коллекторскими свойствами, обусловливающими значительные депрессии на пласт, длительные периоды стабилизации давления и дебита и ухудшенные условия выноса жидкости с забоя.

Использовании существующего на промыслах наземного оборудования в комплексе с малой термостатируемой сепарационной установкой.

Определении газоконденсатной характеристики при наличии в продукции скважины ингибиторов коррозии и гидратообразования.

Необходимости сокращения продолжительности исследования на газоконденсатность с целью охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов, а также средств на исследовательские работы.

Все методы исследования на газоконденсатность приемлемы для сравнительно высокодебитных скважин с быстрой стабилизацией давления и дебита. Принципиальная разница этих методов состоит в количестве разделяемой на фазы газоконденсатной смеси при промысловых исследованиях на газоконденсатность.

Наиболее часто используемая методика ВНИИГаза требует разделения на фазы всего потока в промышленных сепараторах после одно-, двухдневной продувки скважины, что позволяет стабилизировать вынос жидкости с забоя и избежать неравномерности распределения фаз по сечению трубы, влияющей на качество получаемых результатов при частичном отборе газа из скважины. Отсутствие более эффективных и точных методов вынуждает использовать данную методику, несмотря на ее трудоемкость и громоздкость применяемой при этом аппаратуры.

Поэтому поиски других способов исследования на газоконденсатность в основном были направлены на разработку методов, требующих более облегченных конструкций исследовательской аппаратуры. Вопросы, связанные с потерями конденсата в призабойной зоне, исследования тощих газоконденсатных систем, низкопродуктивных пластов с длительной стабилизацией, наличием ингибиторов и др. остались нерешенными и в настоящее время. Причина — отсутствие строгой связи при поисках новых методов исследования на газоконденсатность со смежными областями, такими, как подземная газогидродинамика, трубная гидравлика двухфазных смесей с фазовыми превращениями и изучением газоконденсатных систем. В основу всех методов исследования на газоконденсатность положено неравномерное распределение фаз по сечению трубы.

Один из методов допускает, что неравномерность распределения фаз по сечению можно исключить, если перед местом отбора небольшой части потока установить смеситель. Тогда после смесителя, обеспечивающего однородность потока, нет необходимости разделения на фазы всего потока в промышленном сепараторе и для исследования на газоконденсатность на малой термостатируемой установке

достаточно отобрать часть потока по капиллярным трубкам. Такой принцип исследования верен, если при этом использовать смеситель необходимой конструкции.

Разновидность предыдущего — метод, допускающий, что представительную пробу смеси, характеризующую весь поток, можно получить из нескольких капиллярных трубок, расположенных в различных точках сечения потока газоконденсатной смеси. Получение этим методом представительной пробы сопряжено со следующими трудностями.

Отсутствие данных о структуре потока и его параметрах (дисперсный, кольцевой, пленочный, смешанный и др.) и возможной периодической пульсации выноса жидкости.

Необходимость создания пробоотборочных капилляров специальных конструкций в зависимости от структуры потока и распределения фаз по сечению с учетом толщины пленки, стенок капилляров и сечения трубы, по которой движется смесь. С уменьшением содержания конденсата в газе уверенность в представительности отбираемой этим методом пробы возрастает, хотя в целом малое содержание конденсата практически при любой методике исследования увеличивает погрешность.

Методика исследования на газоконденсатность, предложенная СредАзНИИГазом, основывается на том, что состав конденсата жидкой фазы потока в сечении тройников (до и после штуцера) характеризуется конденсатом из их отстойников. Стабильный конденсат потока после штуцера представляет собой смесь двух стабильных конденсатов (до и после штуцера). Для определения удельного количества конденсата до штуцера в двухфазном потоке можно использовать формулу смешения двух однородных жидкостей. Для использования данной методики необходимо на выкидной линии из скважин смонтировать два тройника, между которыми устанавливается штуцер. Перед штуцером следует предусмотреть отвод для капиллярной линии на малую термостатируемую сепарационную установку. За тройником после штуцера устанавливается ДИКТ. Удельное количество стабильного конденсата рассчитывается по измеренным плотностям конденсата в отстойниках тройников до и после штуцера и удельному количеству стабильного конденсата и его плотности после малой термостатируемой сепарационной установки. Данная методика не находит широкого практического применения из-за следующих факторов.

Термодинамическое условие о равенстве удельного количества смеси сумме количеств конденсата, получаемых на отстойниках тройников до штуцера и малой термостатируемой установки неприемлемо, так как количество конденсата, получаемое при конденсации пластовой смеси в одну ступень, всегда больше, чем при конденсации в две и более ступеней.

Погрешности, допускаемые при определении плотностей до и после штуцера и на малой термостатируемой установке, могут привести к существенным ошибкам.

Пробы конденсатов до и после штуцера отличаются по составу из-за различия температуры в узлах замера.

Из перечисленных способов, кроме методики разделения на фазы всего потока, которая в дальнейшем будет рассмотрена детально, наиболее приемлем метод применения смесителя.

VII.2. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ В УСЛОВИЯХ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И КОРРОЗИИ

Любой из перечисленных методов исследования на газоконденсатность не предусматривает возможность образования гидратов и коррозии, следовательно, и применения антигидратных, антикоррозионных или комплексных ингибиторов. Наличие ингибиторов в потоке газоконденсатной смеси значительно затрудняет получение качественной ее характеристики в зависимости от свойств и количества ингибитора в потоке. По агрегатному состоянию ингибиторы могут быть жидкими и твердыми, а по растворимости — водорастворимыми, углеводородорастворимыми и смешанными. Применяемые ингибиторы гидратообразования (метанол, хлористый кальций и гликоли) хорошо растворяются в воде и практически не затрудняют измерение газоконденсатного фактора.

Антикоррозионные ингибиторы, применяемые как при углекислотной, так и при сероводородной коррозии, хорошо растворяются в углеводородах и спиртах. Комплексный ингибитор коррозии и гидратообразования И-1-А представляет собой высокомолекулярное органическое соединение. Применение комплексных и антикоррозионных ингибиторов осложняет определение газоконденсатной характеристики и, в некоторых случаях, в зависимости от давления, температуры и скорости потока способствует образованию достаточно устойчивых эмульсий. Смешиваясь по пути движения газа в сепараторе, вода и конденсат с эмульгатором, которым являются ингибиторы коррозии, образуют эмульсию. Наличие парафина в конденсате существенно повышает устойчивость эмульсий к разрушению.

Поэтому при исследовании на газоконденсатность скважин, в продукции которых содержатся антикоррозионные ингибиторы, необходимо предусмотреть следующее.

Возможность исследования таких скважин без подачи ингибиторов или при значительном уменьшении количества закачиваемого в скважину ингибитора. Такая возможность должна быть гарантирована безопасностью проводимой работы.

Возможность замены на время исследования углеводородорастворимых образующих эмульсии ингибиторов водорастворимыми.

Возможность использования физических или химических способов, быстро разрушающих образовавшуюся эмульсию в процессе исследования скважины на газоконденсатность, таких, как нагрев, центрифугирование, фильтрование, введение в системы ПАВ и т. д.

VII.3. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С ДЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛИЗАЦИЕЙ ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА

Исследование на газоконденсатность низкопродуктивных газоконденсатных залежей характеризуется следующими факторами.

Длительной стабилизацией (иногда до месяца) давления и дебита вместо одного-двух дней, предусмотренных действующей инструкцией. В соответствии с законом об охране окружающей среды двухдневная продувка должна быть сокращена путем разработки более эффективных методов исследования на газоконденсатность.

Создаваемой депрессией на пласт, значительно превышающей максимально допустимую (15—20% пластового давления), предусмотренную инструкцией.

Отсутствием условий для выноса потоком газа выпавшего в призабойной зоне конденсата на поверхность вследствие низкой продуктивности скважины.

При длительной стабилизации давления и дебита качественное исследование на газоконденсатность желательно проводить после ввода скважины в эксплуатацию. Первичные данные о содержании конденсата можно получить с небольшой погрешностью и при неполной стабилизации дебита скважины.

Наличие низкопродуктивных коллекторов в залежи, как правило, обусловливает значительные депрессии на пласт. Увеличение депрессии на пласт приводит к выпадению конденсата в зоне с глубокой депрессионной воронкой большого радиуса. Поэтому состав добываемого конденсата может оказаться переменным в течение длительного времени.

Постоянство фракционного состава выходящего конденсата — один из основных показателей достоверности получаемых результатов при исследовании на газоконденсатность в случае больших депрессий на пласт.

Отсутствие условий выноса выпавшего на забое конденсата может существенно влиять на качество получаемой газоконденсатной характеристики залежи. Для обеспечения достоверных результатов при исследовании на газоконденсат-

ность низкопродуктивных скважин, в которых возможно накопление выпавшего на забое конденсата, необходимо учесть конструкцию скважины (фонтанные трубы) и, если требуется, изменить ее, а также предусмотреть возможность использования физических или химических методов подъема с забоя выпавшего конденсата, таких, как газлифт (с известным количеством и составом закачиваемого газа), плунжерный лифт, ПАВ и др.

VII.4. ВЫБОР МЕТОДИКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖИ

В зависимости от стадии освоения месторождения и характеристики пластовой газоконденсатной системы изменяется методика исследования на газоконденсатность.

В период разведки месторождения при подготовке исходных данных для подсчета запасов газа и конденсата используется методика одноступенчатого разделения.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения для получения данных, необходимых для проектирования разработки и обустройства месторождения, применяется методика двухступенчатой сепарации газа.

Если пластовая газоконденсатная система недонасыщена при рабочих устьевых давлениях и температурах, то применяется методика трехступенчатой сепарации газа.

Промысловые исследования на газоконденсатность проводятся, как правило, на одной из высокодебитных скважин. При наличии нефтяной оторочки промышленного значения для исследования на газоконденсатность выбирают три скважины, расположенные в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточном участке. Если месторождение с большим этажом газоносности (более 300 м), то выбирают по одной исследовательской скважине на каждые 300 м разреза.

Многопластовые газоконденсатные месторождения исследуются таким числом скважин, чтобы были охвачены залежи, содержащие основные запасы газа и конденсата.

VII.5. ТРЕБОВАНИЯ К СКВАЖИНЕ

Скважину необходимо эксплуатировать с минимально допустимым дебитом (МДД) газа, обеспечивающим вынос конденсата с забоя и из ствола в исследовательскую аппаратуру. При МДД газа скорость потока у башмака фонтанных труб должна быть не меньше 4 м/с. Скважину следует эксплуатировать по фонтанным трубам, так как при этом меньше МДД газа и, следовательно, минимальна депрессия на пласт.

Перед началом исследований на газоконденсатность скважина должна работать не более одних-двух суток при депрессии, не превышающей 15÷20% пластового давления. Достоверность получаемых результатов в случае превышения депрессии на пласт устанавливается по равенству выходов конденсата и его фракционного состава из скважины с депрессией, не превышающей 15—20%. Этот период работы называется подготовительным и считается законченным, если давление и температура газа на устье скважины, а также выход и плотность конденсата при периодических их замерах постоянны. На газоконденсатных месторождениях с длительной стабилизацией давления, дебита и температуры период подготовительной работы скважины может оказаться значительно больше двух суток. На таких месторождениях исследование на газоконденсатность следует проводить после подключения скважин к промысловой газосборной сети. Если скважина подключена к газопроводу с переменным давлением, то необходимо за сепаратором установить регулятор давления.

VII.6. ТРЕБОВАНИЯ К СЕПАРАТОРУ

В сепараторе необходимо поддерживать постоянное давление и расход газа, не превышающий 90% его паспортной производительности. Сепаратор должен обеспечивать полное отделение жидкой фазы от газовой. Исследовательский сепа-

ратор располагают в 60 м и более от устья скважины и обвязывают фонтанными трубами. Если температура и давление на линии, соединяющей сепаратор с устьем скважины, обеспечивают безгидратный режим, то штуцер для снижения давления устанавливают на арматуре. При наличии возможности образования гидратов в шлейфе штуцер следует установить перед входом в сепаратор. Перед исследовательским сепаратором необходимо установить регулятор давления. Для измерения выхода сырого конденсата исследовательский сепаратор оборудуют кранами. При наличии промыслового газосборного пункта выход сырого конденсата измеряют уровнемером, вмонтированным в сепаратор.

VII.7. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИ ОДНОСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

Принципиальная схема обвязки исследовательской аппаратуры и скважины показана на рис. VII.1. Продукция скважины направляется по трубам *1* через штуцер *2* в сепаратор *3*, где от газа отделяется конденсат. Газ из сепаратора поступает на замерное устройство *4* (ДИКТ и др.) и далее в газопровод или на факел.

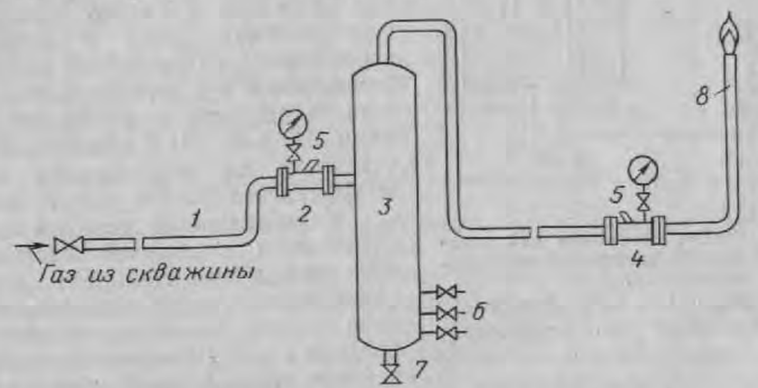


Рис. VII.1. Принципиальная схема обвязки скважины при одноступенчатой сепарации газа

1 — соединительная линия (трубы); *2* — штуцер; *3* — сепаратор; *4* — замерное устройство; *5* — термокарман; *6* — замерные вентили; *7* — сливной кран; *8* — факельная линия

Конденсат замеряется либо в отдельной емкости, соединенной сливным краном *7* с сепаратором, либо в самом сепараторе. При конденсатных факторах более 300 см³/м³ замеры проводят, как правило, в открытых резервуарах. Для измерения выхода сырого конденсата в сепараторе (или емкости, соединенной с сепаратором) используют вентили *6*.

После продувки и закрытия задвижки, обеспечивающей сброс скопившегося конденсата (в процессе налаживания режима работы установки), приоткрывают нижний кран и закрывают все другие, расположенные выше. Пока уровень скапливающегося конденсата не достигнет крана, из него слабой струей выходит газ. Как только уровень конденсата достигнет края бобышки и из крана покажутся белые брызги конденсата, кран закрывают и выключают секундомер. Одновременно или спустя некоторое время приоткрывают выше расположенный кран и т. д. Зная объем емкости между нижними и верхними кранами, время накопления конденсата и количество прошедшего за этот период газа, можно определить выход конденсата в сантиметрах кубических на кубический метр газа.

В открытом резервуаре выход дегазированного конденсата замеряется стеклянной трубкой с делениями, позволяющей отбивать уровень раздела воды и углеводородного конденсата.

В первый день после пуска скважины в работу проводится наблюдение за давлением, температурой и дебитом газа, продукцией скважины. Периодически

осуществляются контрольные замеры выхода конденсата и его плотности. Если воспроизводимость результатов составляет 3—4%, то приступают к проведению исследования. Если рабочий объем замерной емкости и выход конденсата позволяют проводить замеры скапливающегося сырого конденсата не реже чем через 3 мин, то получаемые результаты надежны. В противном случае необходимо проводить дополнительные исследования по выходу дегазированного конденсата в открытом резервуаре.

Для замера дегазированного конденсата при выходе его до 300 см³/м³ используется резервуар объемом 20—30 м³ и диаметром не более 3 м, при выходе конденсата 400 см³/м³ и более объем резервуара должен составлять 50—100 м³, а диаметр не более 6 м. В процессе исследования контролируется плотность конденсата и выход дегазированного конденсата, которые должны оставаться постоянными.

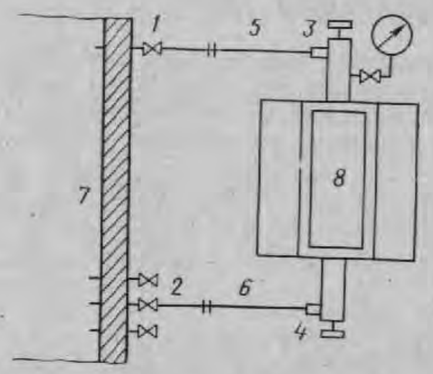


Рис. VII.2. Схема установки для определения объемного коэффициента усадки сырого конденсата.

1—4 — вентили; *5*, *6* — стальные капилляры; *7* — сепаратор; *8* — контейнер

Выход сырого конденсата определяется по выходу дегазированного конденсата с помощью стального термостатируемого калиброванного контейнера и стеклянной мерной колбы или цилиндра. Мерная стеклянная колба помещается в металлическую рамку и подвешивается в резервуаре на несколько часов для стабилизации в ней дегазированного конденсата в контакте с углеводородными парами. На рис. VII.2 схематично показана установка для определения объемного коэффициента усадки сырого конденсата.

Калиброванный стальной контейнер *8* соединяется с нижней частью сепаратора посредством стального капилляра *5*. Опыт начинается с наполнения контейнера газовой фазой из сепаратора через вентили *1* и *3*. Во время наполнения контейнера газовой фазой нижний вентиль *4* слегка приоткрыт, что обеспечивает удаление из него воздуха. После того как давление в контейнере сравнивается с давлением в сепараторе, вентили *3* и *4* закрывают и к вентилям *2* и *4* присоединяют капилляр *6*. Когда зеркало конденсата поднимается выше вентиля *2*, капилляр *5* отсоединяют. Затем при полностью открытых вентилях *2* и *4* через вентиль *3* с очень малой скоростью из контейнера выпускают газовую фазу, что предохраняет от разгазирования поступающий в контейнер из сепаратора сырой конденсат. Когда через вентиль *3* начинает поступать жидкая фаза, вентили *3* и *4* закрывают. Если температура в сепараторе значительно ниже атмосферной, необходимо в момент наполнения контейнера сырым конденсатом поддерживать ее равной температуре сепарации, иначе в контейнере будет происходить разгазирование сырого конденсата.

На втором этапе опыта калиброванный контейнер *8* с только что отобранной пробой сырого конденсата снова соединяют посредством капилляра *5* с вентилем *1*, а капилляр *6* отсоединяют. При последовательном открытии вентилей *1*, *3* и *4* сырой конденсат вытесняется газовой фазой сепаратора из контейнера при постоянном давлении. Вентиль *4* в этот момент лишь слегка приоткрыт, так что жидкая фаза поступает в колбу очень медленно. Освобождающийся при этом газ выходит из горлышка колбы, не захватывая с собой капелек конденсата. После вытеснения всей жидкой фазы из контейнера в колбу газ еще некоторое время пропускают через вентиль *4*, чтобы осушить смоченные стенки контейнера. Колбу с пробой конденсата немедленно подвешивают в резервуаре.

После нескольких часов стабилизации колбу вынимают, записывают объем конденсата и замеряют его температуру. Затем с помощью табл. VII.1 рассчитывают объем при 20 °С. Отношение объема пробы сырого конденсата при давлении и температуре сепарации к объему конденсата, полученного при атмосферном давлении и 20 °С, дает объемный коэффициент, который используется для подсчета

Таблица VII.1

Температурные поправки на плотность стабильных конденсатов

Плотность, г/см³	Температурная поправка на 1° С	Плотность, г/см³	Температурная поправка на 1° С
0,6900—0,6999	0,000910	0,8500—0,8599	0,000699
0,7000—0,7099	0,000897	0,8600—0,8699	0,000686
0,7100—0,7199	0,000884	0,8700—0,8799	0,000673
0,7200—0,7299	0,000870	0,8800—0,8899	0,000660
0,7300—0,7399	0,000857	0,8900—0,8999	0,000647
0,7400—0,7499	0,000844	0,9000—0,9099	0,000633
0,7500—0,7599	0,000831	0,9100—0,9199	0,000620
0,7600—0,7699	0,000818	0,9200—0,9299	0,000607
0,7700—0,7799	0,000805	0,9300—0,9399	0,000594
0,7800—0,7899	0,000792	0,9400—0,9499	0,000581
0,7900—0,7999	0,000778	0,9500—0,9599	0,000567
0,8000—0,8099	0,000765	0,9600—0,9699	0,000554
0,8100—0,8199	0,000752	0,9700—0,9799	0,000541
0,8200—0,8299	0,000738	0,9800—0,9899	0,000528
0,8300—0,8499	0,000725	0,9900—0,9999	0,000515
0,8400—0,8599	0,000712		

выхода сырого конденсата на основе замера выхода дегазированного (резервуарного) конденсата.

Опыты по замеру выхода дегазированного конденсата в резервуаре должны давать надежные результаты. Суммарная добыча конденсата и газа лучше всего определяет достоверность замеров, производимых непрерывно через определенные промежутки времени. Чтобы не прерывать течения конденсата при замерах уровня, необходимо иметь два резервуара. Периодическое переключение их для замера обеспечивает получение более точных данных.

В течение суток необходимо проводить несколько замеров уровня конденсата в резервуаре. Объем замеренного конденсата корректируется путем приведения его к объему при 20 °С. После определения выхода конденсата приступают к отбору проб газа и конденсата. Пробы сырого конденсата и отсепарированного газа должны отбираться одновременно.

Пробы отсепарированного газа отбирают в газовый баллон объемом 40 л, рассчитанный на рабочее давление 150 кгс/см². Можно использовать метановые баллоны. До отбора пробы баллон несколько раз заполняют отсепарированным газом, который выпускают каждый раз до остаточного давления 3—5 кгс/см². Такое «полоскание» баллона позволяет удалить из него воздух. Пробу газа отбирают либо из верхней части сепаратора, либо через ниппель, вваренный в верхнюю часть трубы на выходе газа из сепаратора.

Пробы сырого конденсата отбирают следующим образом.

Нижний вентиль контейнера высокого давления объемом 150—200 см³ соединяют стальным капилляром с пробоотборным краном сборника конденсата; к верхнему вентилю через манифольд присоединяют образцовый манометр на давление, равное 1,5—2-кратному давлению отбора.

Полностью открывают пробоотборный кран сборника конденсата и нижний вентиль контейнера, а вентиль манифольда лишь на 3—5 оборотов (при шаге резьбы 1 мм).

Контейнер держат в вертикальном положении.

В течение 1—2 мин через контейнер пропускают конденсат под давлением, равным давлению в точке отбора, затем отбирают пробы сырого конденсата. Для этого закрывают вентиль манифольда, затем верхний вентиль контейнера, а спустя минуту — нижний вентиль контейнера.

Перекрывают пробоотборный кран емкости, контейнер отсоединяется от сборника конденсата и от манифольда.

После проверки контейнера на герметичность его упаковывают для транспортировки в лабораторию.

VII.8. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

Схема обвязки исследовательской аппаратуры и промыслового оборудования технологической линии группового пункта промысла показана на рис. VII.3. Газ с конденсатом из сепаратора I ступени *2* (сброс конденсата перекрыт) поступает в теплообменник *3* и далее через штуцер *7* в исследовательский сепаратор *5*, в котором конденсат отделяется от газа при заданных давлении и температуре.

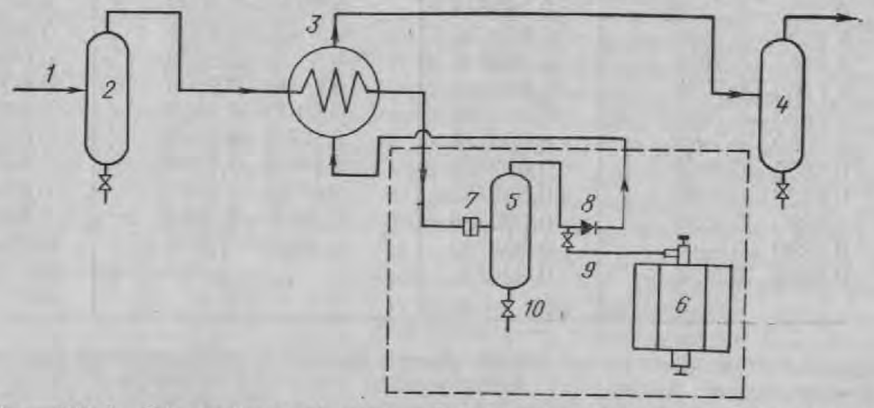


Рис. VII.3. Принципиальная схема обвязки исследовательской аппаратуры и промыслового оборудования при двухступенчатой сепарации газа.

1 — вход от скважины на групповой пункт; *2* — сепаратор I ступени технологической линии; *3* — теплообменник; *4* — сепаратор II ступени технологической линии; *5* — исследовательский сепаратор; *6* — малогабаритный термостатируемый сепаратор; *7* — штуцер; *8* — регулируемый штуцер; *9* — капиллярная трубка; *10* — кран для сброса конденсата

Из исследовательского сепаратора *5* отсепарированный газ через регулируемый штуцер *8* направляется либо через теплообменник *3* (холодный режим), либо непосредственно (горячий режим) в промысловый сепаратор НТС *4* и далее в газосборный коллектор. Конденсат после замера его выхода сливается в резервуар через кран *10*. Исследовательская аппаратура (например, ЛПГ) состоит из большой сепарационной установки (БСУ) *5* и малогабаритного термостатируемого сепаратора *6*. Первый сепаратор выполняет роль первой ступени сепарации, а малогабаритный сепаратор — роль II ступени сепарации.

Малая термостатируемая установка *6* соединяется с отводящей (отсепарированный газ) трубой большой сепарационной установки *5* с помощью регулируемого вентиля. Охлаждение бани сепаратора и теплого газа в холодильнике проводится с помощью газа высокого давления, отбираемого из входной трубы большого сепаратора (до штуцера) и редуцируемого до атмосферного давления. Схема термостатируемой сепарационной установки показана на рис. VII.4. Малая термостатируемая сепарационная установка состоит из сепаратора *6*, помещенного в баню, холодильника *7*, уравнительной емкости *8* и счетчика газа *9*.

Газ, отбираемый из сепаратора большой сепарационной установки, через вентиль *10* и регулируемый вентиль *5* направляется в сепаратор *6*. Здесь от газа отделяется жидкая фаза, которая стекает в нижнюю часть сепаратора, служащую сборником конденсата. Отсепарированный газ из верхней части сепаратора направляется в уравнительную емкость *8* и затем на счетчик газа *9*.

Охлаждение сепаратора при помощи бани и поддержание постоянной низкой температуры осуществляется газом высокого давления *2*, редуцируемым вентилем *5* до атмосферного.

В случае недостаточного охлаждения при помощи бани включается холодильник *7*, через который направляется газ до поступления его в сепаратор. Выход конденсата из газа, прошедшего I ступень сепарации, определяется следующим образом.

Термостатируемый сепаратор подключается к вентилю, расположенному на верхней образующей трубы, отводящей газ сепарации.

Баня сепаратора и холодильник (через тройник) присоединяются к вентилю, расположенному до штуцера у большой сепарационной установки.

Труба, отводящая газ из сепаратора, соединяется уравнительной емкостью со счетчиком.

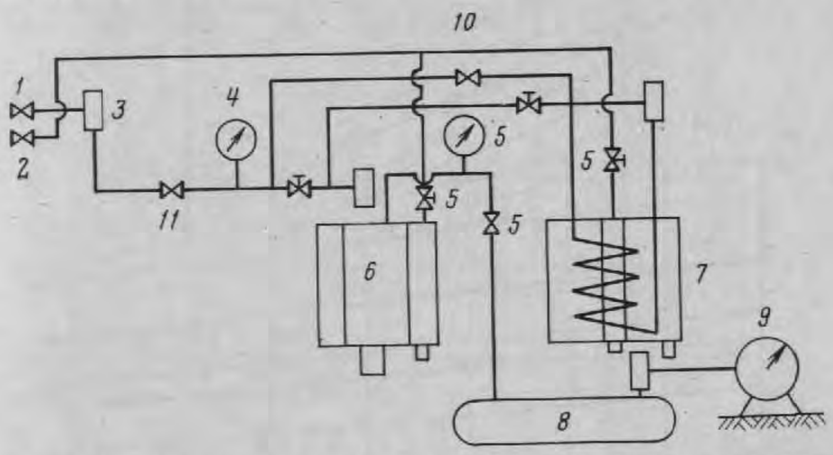


Рис. VII.4. Технологическая схема малой термостатируемой сепарационной установки.

1 — кран большой сепарационной установки; *2* — газ высокого давления из линии до штуцера; *3* — карман под термометр; *4* — манометр образцовый; *5* — регулируемый вентиль; *6* — сепаратор термостатируемый; *7* — холодильник; *8* — уравнительная емкость; *9* — счетчик газа; *10* — запорный вентиль холодильника; *11* — впускной запорный вентиль

Низкие температуры получают за счет расширения газа высокого давления.

После установления в сепараторе намеченной температуры и давления продувают газом сборник конденсата и приступают к опыту.

Сырой конденсат, скапливающийся в нижней части термостатируемого сепаратора, замеряют при помощи либо кранов, либо смотрового стекла.

По количеству прошедшего через счетчик газа и скопившегося в сборнике конденсата определяют количество конденсата (в $см^3$), приходящегося на 1 $м^3$ газа.

Для проведения исследования методом двухступенчатой сепарации необходимо следующее.

Выбрать на промысле высокопродуктивную скважину с устьевым давлением выше давления I ступени сепарации на групповых пунктах, которое обычно поддерживается на уровне 140—160 $кгс/см^2$.

В БСУ установить давление 160 $кгс/см^2$ и отсепарированный газ, минуя теплообменник *3*, направить в промысловый сепаратор II ступени *4*; при этом температура устанавливается в БСУ на режиме «горячий» (см. рис. VII.3).

Одновременно из БСУ отобрать часть газа (менее 1%) в МТС, где устанавливается давление, равное давлению, поддерживаемому в сепараторе (обычно 55—60 $кгс/см^2$), температура последовательно —10, +5, +20 °С.

Замерить выход конденсата в БСУ и МСУ при трех температурах.

Сохраняя в БСУ давление, понизить температуру на 15—20 °С теплообменом («холодный» режим с 50- или 100%-ным пропуском отсепарированного в БСУ газа через теплообменник).

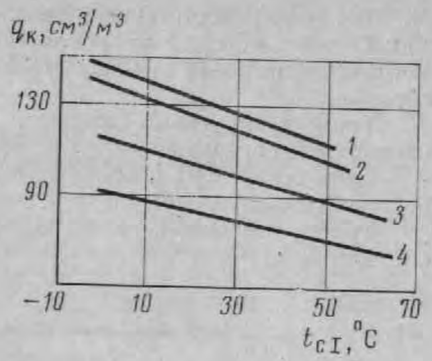


Рис. VII.5. Изобары конденсации стабильного конденсата в I ступени сепарации.

Давление, кгс/см²: *1*—60; *2*—80; *3*—120; *4*—160

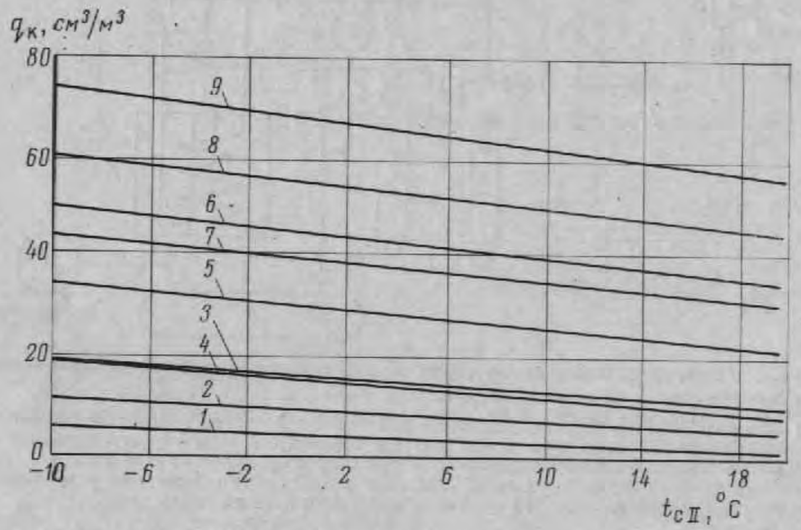


Рис. VII.6. Зависимость выхода стабильного конденсата во II ступени сепарации от давления и температуры газа, выходящего из I ступени сепарации.

1, 2, 3 — при давлении I ступени сепарации $p_{cI} = 80$ кгс/см² и температурах 15, 30 и 40 °С соответственно; *4, 5, 6* — при $p_{cI} = 120$ кгс/см² и температурах 20, 40 и 55 °С соответственно; *7, 8, 9* — при $p_{cI} = 160$ кгс/см² и температурах 32, 50 и 66 °С соответственно

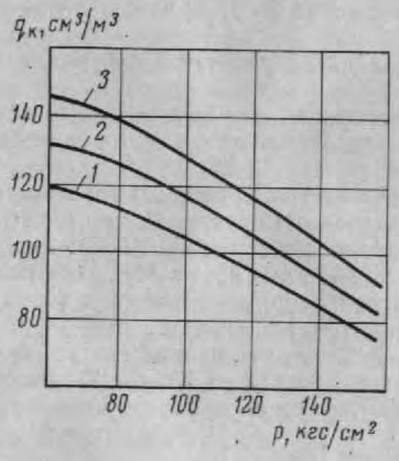


Рис. VII.7. Изотермы конденсации стабильного конденсата в зависимости от давлений в I ступени сепарации.

1 — $t = 40$ °С; *2* — $t = 20$ °С; *3* — $t = 0$

В БСУ регулируемым штуцером *8* понизить давление на 30—40 кгс/см² и повторить серию опытов по замеру выхода конденсата в БСУ и МСУ (см. рис. VII.3).

Замеры выхода конденсата осуществляются в БСУ на трех-четырех режимах по давлению, причем на каждом режиме при двух-трех значениях температуры. Одновременно замеряется выход конденсата в МСУ при давлении 55—60 кгс/см²

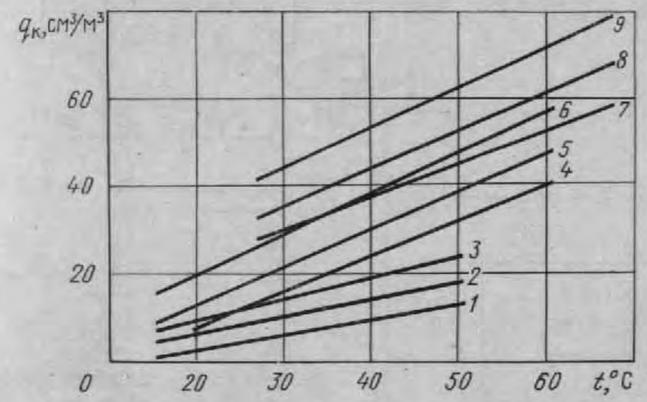


Рис. VII.8. Зависимость выхода стабильного конденсата во II ступени сепарации при $p_{cII} = 60$ кгс/см² от температуры в I ступени сепарации.

1, 2, 3 — соответственно при $t_I =$ = 20; 5; −10 °С и $p_{cI} = 80$ кгс/см²; *4, 5, 6* — при тех же температурах и $p_{cI} = 120$ кгс/см²; *7, 8, 9* — при тех же температурах и $p_{cI} =$ = 160 кгс/см²

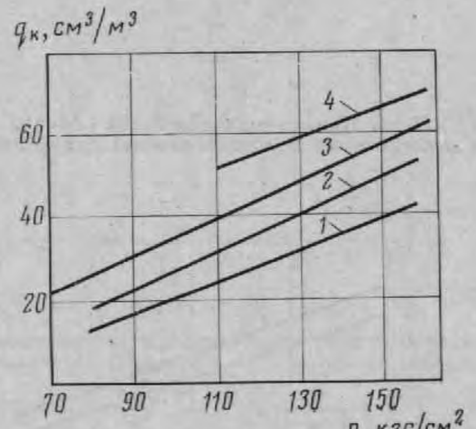


Рис. VII.9. Зависимость выхода стабильного конденсата во II ступени сепарации при $p_{cII} = 60$ кгс/см² и $t_{II} = 10$ °С от давления в I ступени сепарации p_{cI} для различных температур.

1, 2, 3, 4 — соответственно при температуре I ступени сепарации 30; 40; 50; 60 °С

и трех значениях температуры (последовательно на каждом режиме БСУ). В результате исследований составляют графические зависимости (рис. VII.5, VII.6). На основе рис. VII.5 составляют изотермы конденсации (рис. VII.7), а на основе рис. VII.6 — зависимости по выходу конденсата во II ступени сепарации от режимов давления и температуры в I ступени сепарации (рис. VII.8, VII.9).

VII.9. ИССЛЕДОВАНИЕ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ (ПРИ РАБОЧИХ УСТЬЕВЫХ ДАВЛЕНИЯХ И ТЕМПЕРАТУРЕ) ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Практика исследований глубокозалегающих газоконденсатных месторождений показала, что при малом содержании углеводородов $C_5 +$ в в пластовом газе (до 30 г/м³) последний, как правило, находится в состоянии недонасыщенности и в тем большей степени, чем выше пластовая температура. Изучение таких залежей с целью определения изменения потенциального содержания $C_5 +$ в в пластовом газе и выхода конденсата при снижении пластового давления целесообразно проводить непосредственно на месторождении. Схема обвязки скважины

с исследовательской аппаратурой показана на рис. VII.10. Исследования проводятся в следующем порядке.

Газ из скважины под устьевым давлением направляют в БСУ.

Из БСУ часть газа (менее 1%) направляют на установку МСУ-1, имитирующую конденсацию в пласте при снижении в нем давления. В МСУ-1 поддержи-

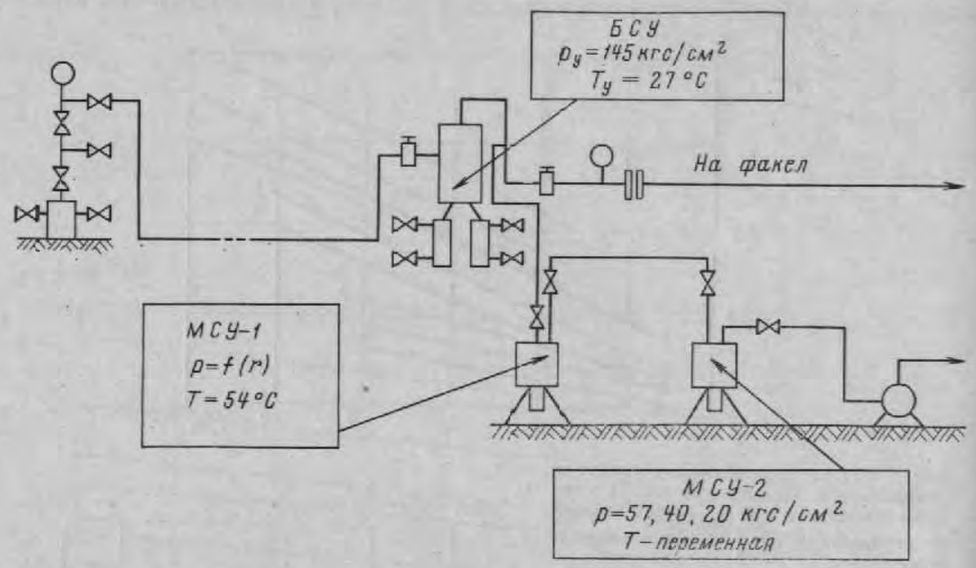


Рис. VII.10. Принципиальная схема обвязки скважины с исследовательской ппаратурой при исследовании недонасыщенных газоконденсатных залежей

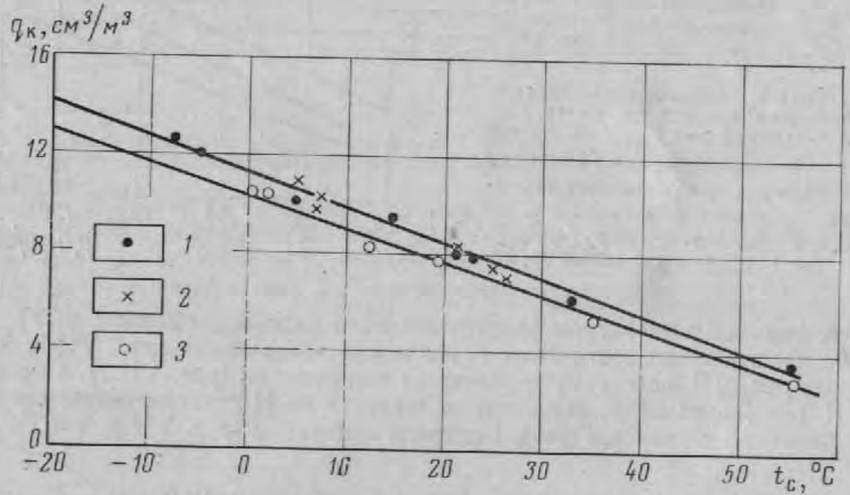


Рис. VII.11. Изобары стабильного конденсата, выделяющегося из пластового газа.

$p_с$, кгс/см²: *1* — 57; *2* — 40; *3* — 20

вают температуру, равную пластовой, а давление — от устьевого до конечного «пластового» с равными интервалами.

Из установки МСУ-1 газ направляют на установку МСУ-2, где поддерживают заданное давление и температуру сепарации.

В установке МСУ-1 определяют давление начала конденсации и количество выпавшего конденсата C_5+ в при различных пластовых давлениях.

В установке МСУ-2 определяют выход конденсата при заданных давлении и температуре сепарации.

Изменение потенциального содержания C_5+ в в пластовом газе определяют в результате следующих мероприятий.

Анализа проб сырого конденсата, отобранных из установок МСУ-1 и МСУ-2, и проб отсепарированного газа, отобранных из установки МСУ-2.

Расчета на основе изотермы при пластовой температуре в соответствии с VII.11.1 настоящей главы.

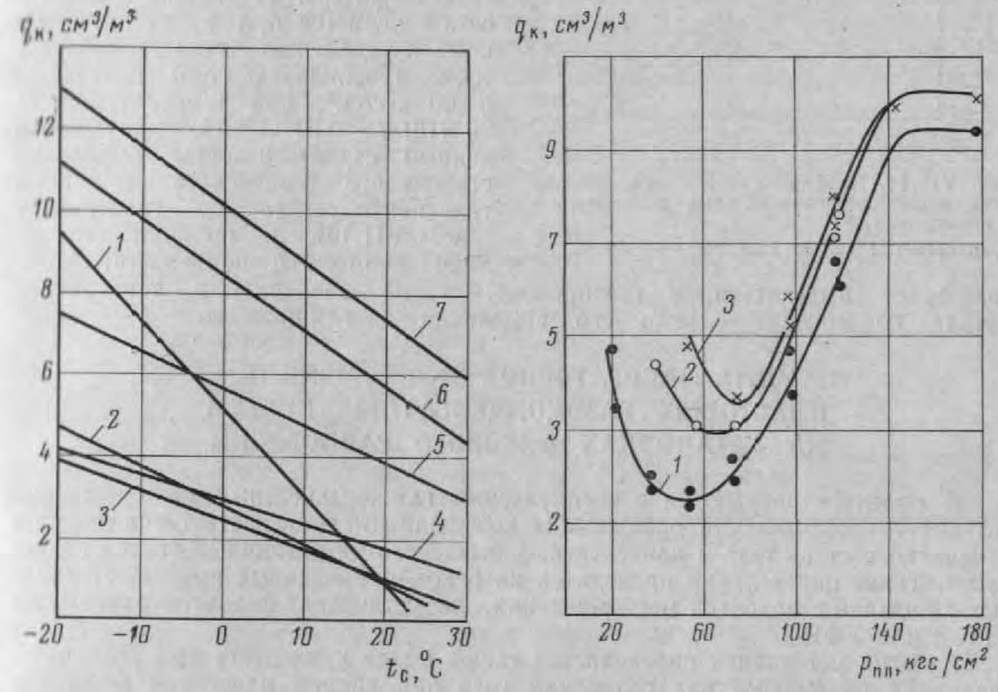


Рис. VII.12. Зависимость количества выделившегося из пластового газа стабильного конденсата от пластового давления и температуры сепарации при давлении сепарации $p_с$ = 20 кгс/см².

$p_{пл}$, кгс/см²: *1* — 20; *2* — 40; *3* — 57; *4* — 75; *5* — 100; *6* — 125; *7* — >145

Рис. VII.13. Зависимость количества выделившегося из пластового газа стабильного конденсата от пластового давления и давления сепарации при температуре сепарации 0 °С.

$p_с$, кгс/см²: *1* — 20; *2* — 40; *3* — 57

На основе полученных данных составляются графические зависимости (рис. VII.11, VII.12).

По рис. VII.11 и VII.12 строят зависимости количества конденсата, выделившегося из пластового газа при снижении пластового давления и различных давлениях сепарации при заданной температуре (рис. VII.13). Для построения зависимости, показанной на рис. VII.13, были построены кривые, аналогичные рис. VII.12 для $p_с$ = 40 и 57 кгс/см². Зависимости типа изображенных на рис. VII.13 можно построить для любой температуры в пределах от —20 до 30 °С.

VII.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА КОНДЕНСАТА, КОТОРОЕ МОЖЕТ ВЫДЕЛИТЬСЯ ИЗ ГАЗА, ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВОДУ

Цель исследований — определение количества конденсата, которое может выделиться из газа, прошедшего промысловую обработку, в магистральном газопроводе. При проведении исследований газ отбирается

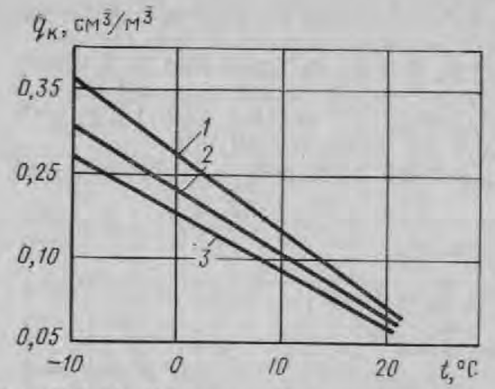


Рис. VII.14. Изобары стабильного конденсата, выделяющегося из газа, подаваемого в газопровод.

p, кгс/см²: *1* — 20; *2* — 35; *3* — 50

из газопровода (обычно через штуцер манометра) в МСУ, с помощью которой определяется количество выделяющегося из газа конденсата. Сепаратор МСУ охлаждается газом газопровода путем дросселирования.

Количество выделившегося из газа сырого и стабильного конденсата замеряется при давлении, близком к давлению газа в данной точке газопровода, при $p_c = 45{,}35$ и 20 кгс/см², при температурах от 20 (10) до −10 °С. По полученным данным строят изобары выделения стабильного конденсата из газа, транспортируемого по газопроводу (рис. VII.14), и по ним определяют количество конденсата, которое будет выделяться в газопроводе, а по давлению и температуре начала конденсации — место его выделения в газопроводе.

VII.11. ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НА УСТАНОВКАХ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ

В процессе разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений возникает необходимость определения коэффициента конденсатоотдачи пласта и изменений состава газа и конденсата, добываемого на различных этапах разработки. Такие определения проводятся на рекомбинированных пробах, отобранных до начала разработки месторождения, на установках фазового равновесия УГК-3 или УФР-2.

На этих установках определяется также выход конденсата при различных давлениях и температурах сепарации газа при данном пластовом давлении. В результате исследований составляются изотермы (изобары) конденсации для сырого и стабильного конденсата.

Установки УГК-3 и УФР-2 состоят из бомбы фазового равновесия, сепаратора, поршневой поджимки и насоса. Объем бомбы УГК-3 равен 3100 мл, а бомбы УФР-2 — 1200 мл. Первая рассчитана на максимальное рабочее давление 400 кгс/см² и температуру 80 °С, вторая — на 1000 кгс/см² и 200 °С.

Установка УФР-2 по сравнению с УГК-3 значительно усовершенствована. В частности, обеспечено синхронное перемещение поршней при перемещении поршня жидкостного цилиндра, объемы жидкой и газовой фаз отсчитываются по счетчикам, термостатирование бомбы проводится тремя электронагревателями, температура бомбы регулируется потенциометрами с помощью трех термопар и др.

VII.11.1. Исследования, проводимые на установках УГК-3 и УФР-2

Определение коэффициента конденсатоотдачи пласта

Разработка газоконденсатных месторождений ведется либо со снижением пластового давления, либо с поддержанием его путем обратной закачки добытого газа в пласт после отделения от него конденсата. При разработке газоконденсатных залежей без поддержания пластового давления часть C_5+ в выделяется в пласте и остается неизвлеченной. Количество теряющегося в пласте конденсата зависит от содержания и свойств газоконденсатной смеси и термодинамических условий пласта.

Для определения коэффициента извлечения конденсата из пласта (конденсатоотдачи) необходимо определить пластовые потери конденсата к концу разработки месторождения. Пластовые потери конденсата определяются до промышленной разработки залежи. В зависимости от содержания C_5+ в в пластовом газе, пластовые потери конденсата определяются различными способами. В том случае, когда содержание C_5+ в $<$ 30 г/м³, коэффициент конденсатоотдачи определяется по рис. VII.15 или с помощью несколько усовершенствованной установки УГК-3.

Существующая система измерения давления и температуры в УГК-3 имеет погрешность 0,2%. Устройство для замера жидкости в бомбе PVT позволяет проводить визуальный отсчет с точностью 0,01 см³. Для обеспечения точности измерения количества жидкости 0,2% необходимо, чтобы объем жидкости в бомбе был не менее 5 см³. В зависимости от состава при снижении давления выпадает до 30 об.% конденсата, что вполне достаточно для визуального измерения в процессе экспериментов.

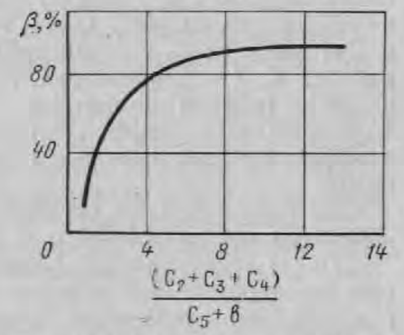


Рис. VII.15. Зависимость коэффициента извлечения конденсата β от отношения $(C_2 + C_3 + C_4)/C_5+$ в при разработке газоконденсатных залежей на истощение

Эксперименты с содержанием C_5+ в менее 30 г/м³ можно проводить после модернизации узла визуального наблюдения конденсата УГК-3 и применения несколько отличного от применяемого способа подготовки установки и загрузки сырого конденсата. Методика подготовки и погрузки заключается в следующем.

После промывки спиртом и продувки азотом бомбы PVT опустить верхний поршень на 4/5 объема бомбы, а измерительный пресс поджимать вверх до срабатывания концевого переключателя.

Вакуумировать установки до остаточного давления 1—2 мм рт. ст.

Повторно вакуумировать после ввода в бомбу ДЭГа.

Заполнить объем бомбы PVT между измерительным прессом в его крайнем верхнем положении и мешалкой, опущенной в крайнее нижнее положение, с таким расчетом, чтобы мешалка погружалась в ДЭГ на 0,1—0,2 мм.

Заполнить бомбу сырым конденсатом, пропуская его через неподвижный ДЭГ, что фиксируется визуально через смотровое стекло. Если ДЭГ в момент открытия впускного жидкостного вентиля спускается вниз, увеличивают давление в наружной системе (пробоотборнике), если поднимается вверх — в бомбе.

Опыты, проведенные указанным способом, показали его полную приемлемость при потенциальном содержании C_5+ в 11,7 г/м³.

При содержании в пластовом газе более 30 г/м³ C_5+ в коэффициент конденсатоотдачи определяют экспериментальным путем.

Экспериментальное определение $k_к$ проводится методом рекомбинирования проб. Рекомбинированная проба составляется в бомбе в соответствии с конденсатным фактором (в см³/м³), замеренным на месторождении при отборе из сепаратора проб сырого конденсата и отсепарированного газа. Определения проводятся в следующей последовательности.

Вакуумируется межпоршневое пространство (до остаточного давления 2—3 мм рт. ст.).

Бомба загружается пробой отсепарированного газа, под давлением которого ее поршень уходит в крайнее верхнее положение, после выравнивания давления в бомбе и баллоне последний отключается от бомбы и подключается к поджимке, при помощи которой дополнительно подается необходимое количество газа.

Порядок заполнения бомбы пробой газа с помощью поджимки следующий.

Поджимка заполняется пробой газа до остаточного давления в баллоне.

Перекрывается баллон и насос соединяется с поджимкой.

Подкачивая в запоршневое пространство поджимки гликоль или глицерин, в последней создают давление газа, выше давления в бомбе.

Вся проба газа передавливается в бомбу.

Поджимка отсоединяется от бомбы и соединяется с баллоном.

Под давлением газа из баллона вытесняется гликоль из поджимки в напорные бачки и цикл повторяется снова до создания в бомбе необходимого давления.

После загрузки пробы газа в бомбу замеряется его объем. По объему загруженного газа рассчитывается объем сырого конденсата, подлежащий загрузке в бомбу:

$$V_к = \frac{283{,}64 p_{заг} V_г q}{tz \cdot 10^6} [1 - \beta (p_{заг} - p_{отб})] [1 + \alpha (t_{заг} - t_{отб})], \quad \text{(VII.1)}$$

где $V_к$ — объем конденсата, который требуется загрузить в бомбу при комнатной температуре и давлении загрузки, см³; $V_г$ — объем газа, загруженного в бомбу при давлении загрузки и комнатной температуре, *л*; $p_{заг}$ — давление в бомбе после загрузки газа, кгс/см²; $p_{отб}$ — давление, при котором отобраны пробы газа из сепаратора, кгс/см²; $t_{заг}$ — температура загрузки конденсата в бомбу (обычно комнатная), °С; $t_{отб}$ — температура, при которой были отобраны пробы из сепаратора, °С; t — температура, при которой рассчитан объем газа, загруженного в бомбу (обычно комнатная), °С; β — коэффициент сжимаемости конденсата, 1/(кгс/см²); α — коэффициент термического расширения конденсата, 1/°С; z — коэффициент сжимаемости газа; q — величина, обратная газовому фактору, см³/м³.

Экспериментально установлено, что для конденсата большинства газоконденсатных месторождений $\alpha = 0{,}8 \cdot 10^3$ 1/°С; $\beta = 1{,}8 \cdot 10^{-4}$/1/(кгс/см²).

После загрузки пробы сырого конденсата и перевода его в газообразное состояние определяется количество пластового газа в бомбе. На это количество в дальнейшем проводятся расчеты извлекаемого из пласта конденсата.

Перед загрузкой конденсата в бомбу следует убедиться в герметичности контейнера, а также в том, что проба конденсата находится в нем в однофазном состоянии.

Если температура в помещении в момент загрузки бомбы ниже температуры в сепараторе в момент отбора проб, доводят и поддерживают температуру контейнера с пробой сырого конденсата до температуры отбора пробы.

Контейнер соединяют с загрузочным прессом и манифольдом с образцовым манометром.

Заполняют пресс вытесняющей жидкостью (глицерином или 50—60%-ным раствором ДЭГа).

Создают в манифольде и соединительной линии (до контейнера) давление, равное давлению отбора пробы конденсата на промысле.

Открывают вентиль контейнера, к которому подключен измерительный пресс.

Замеряют давление в контейнере.

Если давление в контейнере мало отличается от давления отбора проб, контейнер можно считать герметичным. В противном случае следует подвергнуть такому же испытанию другой контейнер, в котором была отобрана дублирующая проба сырого конденсата.

Чтобы убедиться, что конденсат в контейнере находится в однофазном состоянии, измерительным процессом повышают давление в контейнере на 20—30 кгс/см². Если при этом заметно падает давление, то в контейнере есть газовая фаза. В этом случае повышают давление в нем на 50 кгс/см² и, поддерживая это давление, растворяют свободный газ в жидкой фазе. Газ можно считать полностью растворенным в жидкой фазе, если после повышения давления на 5—10 кгс/см² (свыше 50 кгс/см²) оно остается неизменным.

Перед подачей конденсата в бомбу в контейнере поднимают давление на 30—50 кгс/см² выше давления однофазного состояния конденсата, т. е. того давления, при котором весь свободный газ растворен в жидкости.

Конденсат подается из контейнера в бомбу в количестве, определенном из выражения (VII.1), вручную измерительным прессом ИП-6. Объем загруженного конденсата определяется по шкале измерительного пресса. Загрузку бомбы следует проводить при возможно малом перепаде давления (менее 1 кгс/см²).

После загрузки пробы конденсата в бомбе повышают температуру до пластовой.

Давление до пластового повышают ступенями, наблюдая за объемом убывающей жидкой фазы. Для установления фазового равновесия включают мешалку на 5 мин на каждом этапе повышения давления. После прекращения перемешивания бомбу оставляют в покое на 15 мин. Таким образом определяется давление, при котором конденсат полностью растворяется в газовой фазе. Это давление (давление точки росы) устанавливается также снижением давления в бомбе с помощью поршня. Многократное повторение этого опыта позволяет определить давление точки росы (давление начала конденсации) с точностью до 1—2 кгс/см². Возможен случай, когда при пластовом давлении в бомбе остается часть конденсата.

Если жидкость в бомбе не растворилась полностью, проводят новую загрузку с использованием пробы сырого конденсата из другого контейнера (дубликата). Если повторная загрузка подтвердит наличие жидкой фазы в бомбе при пластовом давлении и температуре, значит в пласте имеется жидкая фаза, способная поступать в работающую скважину вместе с газом, что наблюдается, однако, весьма редко.

В этом случае, если смесь в бомбе находится в однофазном газовом состоянии, проводят опыт по дифференциальной конденсации рекомбинированной пробы. Выпуск пробы проводят поэтапно, по 15—20% в час от объема загруженного газа. Первые 10% снижения давления осуществляют небольшими ступенями (10—15 кгс/см²), а затем этапы снижения давления в бомбе устанавливают так, чтобы получить шесть-восемь точек для построения кривой дифференциальной конденсации. При этом поршень измерительного пресса бомбы должен быть полностью вдвинут в бомбу.

После каждого этапа снижения давления в бомбе перед замером скопившегося конденсата устанавливают фазовое равновесие. Оно считается установленным, если при постоянных температуре и объеме рабочей камеры в бомбе в результате дальнейшего перемешивания не меняются давление и объем скопившегося конденсата. На основе этих опытов строится график зависимости выпадения сырого конденсата от снижения пластового давления.

Для построения кривой дифференциальной конденсации C_5+ в стабильного конденсата проводят следующую специальную серию опытов.

В соответствии с газовым фактором загружают в бомбу пробы газа и конденсата.

Создают в бомбе пластовое давление и температуру.

Устанавливают фазовое равновесие.

Осуществляют дифференциальный процесс конденсации до намеченного давления.

Скопившийся конденсат приводят в фазовое равновесие с газовой фазой перемешиванием мешалкой.

Оставляют бомбу в покое на «стекание» до тех пор, пока количество скопившегося конденсата перестанет изменяться, замеряют количество сырого конденсата.

Передавливают скопившийся конденсат при помощи измерительного пресса из сепаратора в стеклянную U-образную трубку, помещенную в баню, точно замерив количество конденсата.

При передавливании конденсата в трубку во избежание прорыва газовой фазы в последнюю у выпускного вентиля оставляют затвор конденсата, по линейке штока точно замеряют количество передавленного конденсата.

Выделившийся из конденсата газ собирают в газовую бюретку.

Зная общее количество образовавшегося в бомбе конденсата и количество конденсата, взятого на дегазацию, подсчитывают общее количество стабильного конденсата.

После того как из бомбы выпущен конденсат, все ее содержимое выпускают в атмосферу и бомбу загружают свежей газоконденсатной смесью.

После установления в бомбе фазового равновесия из нее снова выпускают газ до более низкого, чем предыдущее, давления, и весь цикл повторяют снова. Полученные результаты можно использовать для построения кривой дифференциальной конденсации C_5+ в стабильного конденсата при пластовой температуре (рис. VII.16, кривая *1*).

Таблица VII.2

Расчет количества конденсата, извлеченного из пласта в составе пластового газа на различных этапах разработки залежи

Показатели	C_5+ в									
m (i)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
p, кгс/см²	329	279	248	217	186	155	184	93	62	31	1
$2n-2m+1$	—	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1
$q_{жm}$, г/м³	0	22,5	45	69	88	102	112	114	113	110	104
$q_{жm}/(2n-2m+1)$	—	1,18	2,65	4,60	6,77	9,28	12,50	16,28	22,60	36,60	104,0
$2n-2i+3$	—	—	19	17	15	13	11	9	7	5	3
$2n-2i+1$	—	—	17	15	13	11	9	7	5	3	1
$q_{ж\,(m-1)}/(2n-2i+3)(2n-2i+1)$	—	—	0,07	0,18	0,35	0,62	1,03	1,76	3,26	7,54	36,60
$\sum q_{ж\,(m-1)}/(2n-2i+3)(2n-2i+1)$	—	—	0,07	0,25	0,60	1,22	2,25	4,01	7,27	14,81	51,41
$4(n-m)$	—	—	32	28	24	20	16	12	8	4	—
$\sum[q_{ж\,(m-1)}/(2n-[2i]+3)(2n-2i+1)\ 4(n-m)$	—	—	2,24	7,00	14,40	24,40	36,00	48,00	58,2	59,1	—
$\frac{m}{n}q_0$	—	—	65	96	128	160	192	224	256	288	320
$\left[\sum\frac{q_{ж\,(m-1)}}{(2n-2i+3)(2n-2i+1)}4(n-m)\right]+\frac{q_{жm}}{2n-2m+1}$	—	1,2	5,9	11,6	21,2	33,7	48,5	64,3	80,8	85,7	104
$q_{изв}$	—	30,8	59,1	84,4	106,8	126,3	142,5	159,7	175,2	203,3	216,0

Для определения остаточных запасов конденсата следует установить его количество, которое будет получено в составе газа, извлеченного из пласта. Расчет извлеченного из пласта конденсата на различных этапах разработки, за каждый из которых добывается одинаковое количество газа $Q = Q_0/n$, проводится по формуле

$$q_{изв} = q_0\frac{m}{n} - \frac{q_{жm}}{2n-2m+1} - (n-m)\times$$

$$\times\sum_{i=2}^{m}\frac{4q_{ж\,(i-1)}}{[2n-(2i-3)]\,[2n-(2i-1)]}, \qquad \text{(VII.2)}$$

где n — общее число этапов; Q_0 — запасы газоконденсатной смеси, м³, q_0 — начальное потенциальное содержание углеводородов C_5+ в в пластовом газе, г/м³; $q_{жm}$ — количество C_5+ в, перешедшего в жидкую фазу в пластовых условиях при p и T на последнем (m-м) этапе снижения давления, г/м³; $q_{ж\,(i-1)}$ — количество C_5+ в, перешедшего в жидкую фазу в пластовых условиях на $(i-1)$-м этапе.

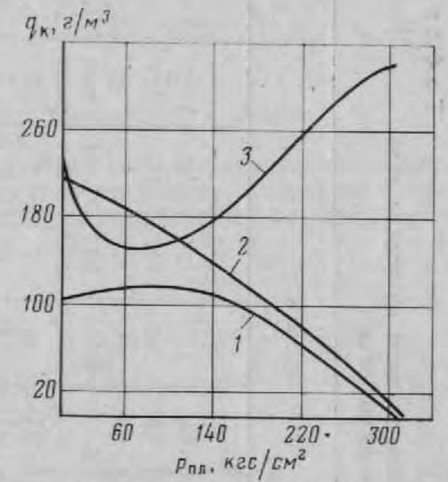


Рис. VII.16. Кривые дифференциальной конденсации пластовой смеси.

1 — дифференциальная конденсация пластовой смеси при пластовой температуре; *2* — суммарное извлечение конденсата из пласта; *3* — изменение потенциального содержания конденсата в пластовом газе

Пример. Определить количество извлеченного из пласта конденсата в составе пластового газа при текущем пластовом давлении $p_т = 155$ кгс/см²; начальном пластовом давлении $p_н = 310$ кгс/см², $q_0 = 320$ г/м³ и известной кривой дифференциальной конденсации (см. рис. VII.16, кривая *1*).

Разделим весь период разработки на 10 этапов, с отбором $Q = 0{,}1Q_0$.

Находим, что при $p_т = 155$ кгс/см² m-м этапом будет $m = 5$.

По кривой дифференциальной конденсации определяем C_5+ в на каждом этапе ($m = 1, 2, 3, 4, 5$), перешедшее в жидкую фазу.

Номер этапа, пластовое давление p по этапам и количество конденсата, перешедшего в жидкую фазу, представляем в виде табл. VII.2, по данным которой строится кривая *2* (см. рис. VII.16).

Нижняя часть табл. VII.2 показывает величину извлекаемого в составе пластового газа конденсата на различных этапах разработки залежи, так, например, при $p_т = 155$ кгс/см² $q_{изв} = 126{,}3$ г/м³ конденсата.

Коэффициент извлечения конденсата из пласта к этому периоду разработки месторождения будет:

$$k_н = 126{,}3/320 = 0{,}394.$$

VII.11.2. Определение изменения потенциального содержания C_5+ в в пластовом газе при снижении пластового давления

Для расчета промысловых ресурсов конденсата и составления материального баланса добычи необходимо знать изменение потенциального содержания C_5+ в в пластовом газе в процессе разработки. Изменение потенциального содержания C_5+ в в процессе разработки рассчитывается по формуле

$$q_{изв.\,m} = q_0 + \sum_{i=3}^{m}\frac{4nq_{ж\,(i-2)}}{(2n-2i+5)(2n-2i+3)} -$$

$$-\frac{q_{ж\,(m-1)}n(2n-2m-1)}{(2n-2m+3)(2n-2m+1)} - \frac{q_{жm}n}{2n-2m+1}. \qquad \text{(VII.3)}$$

Расчет по этой формуле с исходными данными, принятыми в предыдущем примере, приведен в табл. VII.3, результаты расчета представлены кривой *3* (см. рис. VII.16).

VII.11.3. Определение выхода конденсата при различных давлениях и температурах

Выход конденсата можно определять как в сепараторе УГК-3, так и непосредственно в бомбе равновесия.

Определение количества конденсата, выпавшего в бомбе

В бомбу после ее вакуумирования загружают пробы отсепарированного газа и сырого конденсата, устанавливают намеченную температуру и поршнем повышают давление до заданного; используя мешалку, устанавливают фазовое равновесие рекомбинированной пробы.

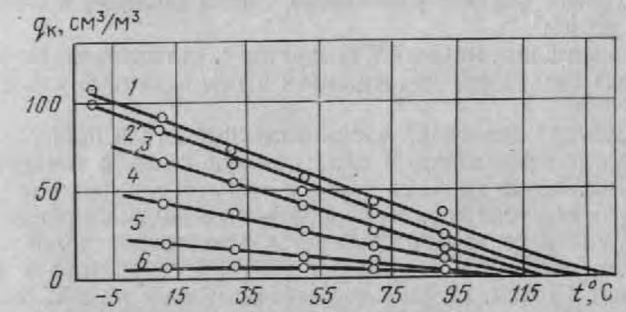


Рис. VII.17. Изобары конденсации, получаемые на установках УГК-3 и УФР-2.
p, кгс/см²: *1* — 75; *2* — 100; *3* — 150; *4* — 200; *5* — 250; *6* — 300

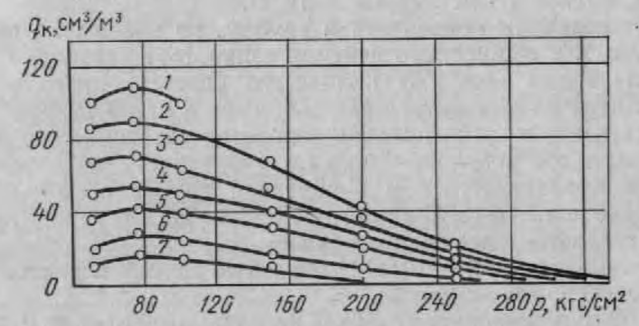


Рис. VII.18. Изотермы конденсации, получаемые на установках УГК-3 и УФР-2.
t, °С: *1* = —10; *2* = +10; *3* = +30; *4* = +50; *5* = = +70; *6* = +90; *7* = +110

После установления фазового равновесия замеряют количество сырого конденсата в бомбе и рассчитывают выход конденсата. Для определения выхода стабильного конденсата часть сырого конденсата из бомбы (оставляется затвор для предотвращения прорыва газа) передавливают в стеклянные ловушки. Образующийся при этом газ дегазации собирают в газометр. По данным анализа газа дегазации определяют степень очистки в ловушке стабильного конденсата ($C_5 +$ в) от газовых углеводородов. Поддержание в бане, в которой помещена ловушка, температуры —10 °С и ниже позволяет полностью улавливать углеводороды $C_5 +$ + в. Определенное таким образом количество стабильного конденсата пересчи-

Таблица VII.3

Расчет интервального потенциального содержания $C_5 +$ в в извлекаемом из пласта газе при снижении пластового давления в процессе разработки

Показатели	$C_5 +$ в									
m (i)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_н$, кгс/см²	310	279	248	217	186	155	124	93	62	31	1
$q_{жm}$, г/м³	—	22,5	45	69	88	102	112	114	113	110	104
$2n - 2m + 1$	1	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1
$n/(2n - 2m + 1)$	1	0,526	0,587	0,666	0,786	0,909	0,11	1,428	2,00	3,30	10,0
$q_ж n/(2n - 2m + 1)$	—	11,8	26,4	46,0	67,6	92,6	124,0	163,0	226,0	266,0	0,1040
$2n - 2m - 1$	—	—	15	13	11	9	7	5	3	1	1
$2n - 2m + 3$	—	—	19	17	15	13	11	9	7	5	3
$(2n - 2m - 1)/(2n - 2m + 3)$	—	—	0,79	0,765	0,734	0,692	0,632	0,555	0,429	0,200	—0,333
$\left[\frac{n}{2n-2m+1}\right]\left[\frac{2n-2m-1}{2n-2m+3}\right]$	—	—	0,465	0,510	0,563	0,630	0,700	0,790	0,850	0,666	—33
$q_ж (m-1)\left[\frac{n}{2n-2m+1}\right]\left[\frac{2n-2m-1}{2n-2m+3}\right]$	—	—	10,5	23,0	28,8	55,5	71,4	88,4	97,7	75,2	—366
$2n - 2i + 5$	—	—	19	19	15	15	13	11	9	7	5
$2n - 2i + 3$	—	—	—	17	15	13	11	9	7	5	3
$4n/(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)$	—	—	—	0,124	0,157	0,205	0,280	0,404	0,635	1,140	2,640
$q_ж (i-2)\,4n/(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)$	—	—	—	2,79	7,07	14,1	24,6	41,1	71,0	129,0	290
$\sum_{i=3}^{m} q_ж (i-2)\,4n/(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)$	—	—	—	2,79	9,86	23,96	48,56	89,66	160,66	289,66	579,66
$q_ж (m-1)\,n\,(2n-2m-1)/(2n - 2m + 3)(2n - 2m + 1)$	—	11,8	37,1	69,0	106,4	148,1	195,4	251,4	323,7	441,2	674
$+ q_ж m^n/(2n - 2m + 2)$	—	320	320	322,8	329,9	344,0	368,5	409,6	480,6	609,6	899,6
$q_0 + \sum_{i=3}^{m} q_ж (i-2)\,4n/(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)$	—	320	308,2	282,9	253,8	223,5	199,9	173,1	158,2	156,9	168,4	225,6
$q_{изв.}$ m	320	308,2	282,9	253,8	223,5	199,9	173,1	158,2	156,9	168,4	225,6	

тывается на весь объем сырого конденсата в бомбе. После этого проба из бомбы удаляется и последняя вакуумируется.

Затем бомба загружается свежей пробой и все операции повторяются при другом заданном давлении и т. д. При новых загрузках изменяют температуру и определяют выход конденсата при трех-четырех ее значениях. В результате этих исследований составляются графики (рис. VII.17, VII.18).

Определение количества конденсата, выпавшего в сепараторе

Этот способ определения выхода конденсата более простой, чем описанный, но осуществим только при исследовании смесей, относительно богатых (более 100 г/м³) высококипящими углеводородами.

В соответствии с описанным порядком работы на бомбе последнюю загружают пробами отсепарированного газа и сырого конденсата.

При температуре, равной пластовой, в ней поднимают давление до пластового и устанавливают фазовое равновесие. Затем давление в бомбе увеличивают еще на 20—30 кгс/см².

Заполняют капилляр, идущий к сепаратору, «пластовым» газом из бомбы, газ пропускают через сепаратор, поддерживая в нем заданные давление и температуру.

Газ из сепаратора дросселируют до атмосферного и пропускают через стеклянную ловушку (погруженную в охлаждаемую смесь с температурой —10 °С) и газовый счетчик. Через тройник перед счетчиком газ набирают в бюретку для анализа. Скорость выпуска газа из сепаратора не должна превышать 60 л/ч.

После того как в сепараторе соберется достаточное количество конденсата (около 2 см³), одновременно закрывают вентили сепаратора и бомбы.

Выдерживают 15 мин, чтобы весь конденсат стек на дно сепаратора, после чего замеряют его количество. Полученный объем сырого конденсата относят к объему отсепарированного газа, приведенному к условиям 760 мм рт. ст. и 20 °С.

Передавливают скопившийся конденсат через нижний вентиль сепаратора при помощи измерительного пресса сепаратора в стеклянную U-образную трубку, помещенную в бане с температурой —10 °С.

При передавливании конденсата в трубку, во избежание прорыва газовой фазы в последнюю, у выпускного вентиля сепаратора оставляют затвор конденсата, по шкале точно замеряют количество передавленного конденсата.

Выделяющийся из конденсата газ собирают в газовую бюретку. После выпуска конденсата необходимо продуть сепаратор оставшимся в нем газом и затем вакуумировать его в течение 20 мин.

Количество образующегося в U-образной трубке стабильного конденсата определяют после полного стекания его со стенок на дно трубки. Дегазация конденсата осуществляется следующим образом.

Из бани с температурой —10 °С U-образную трубку переносят в баню с температурой около 0 °С (лед с водой).

В течение 30 мин температуру в бане постоянно доводят до +20 °С.

Полученный выход стабильного конденсата выражают в процентах от выхода сырого конденсата, замеренного (в см³/м³) в сепараторе перед передавливанием его в U-образную трубку.

В сепараторе создают новое давление при той же температуре и повторяют опыт. Исследования при пяти-шести значениях давления для одной температуры позволяют получить данные для построения изотермы конденсации в координатах «выход конденсата — давление».

В течение всех опытов перемещением верхнего поршня в бомбе поддерживается постоянное давление. Так как одной загрузки бомбы недостаточно, проводят повторные загрузки. Используя полученные таким образом данные по выходу конденсата, можно построить часть фазовой диаграммы. Полученные данные важны тем, что дают возможность рассчитывать количество конденсата, образующегося в стволе скважины и шлейфе. Они также дополняют данные по выходу конденсата, полученные при промысловых исследованиях.

VII.12. ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Исследование состава газа и конденсата проводится в лаборатории по схеме, показанной на рис. VII.19.

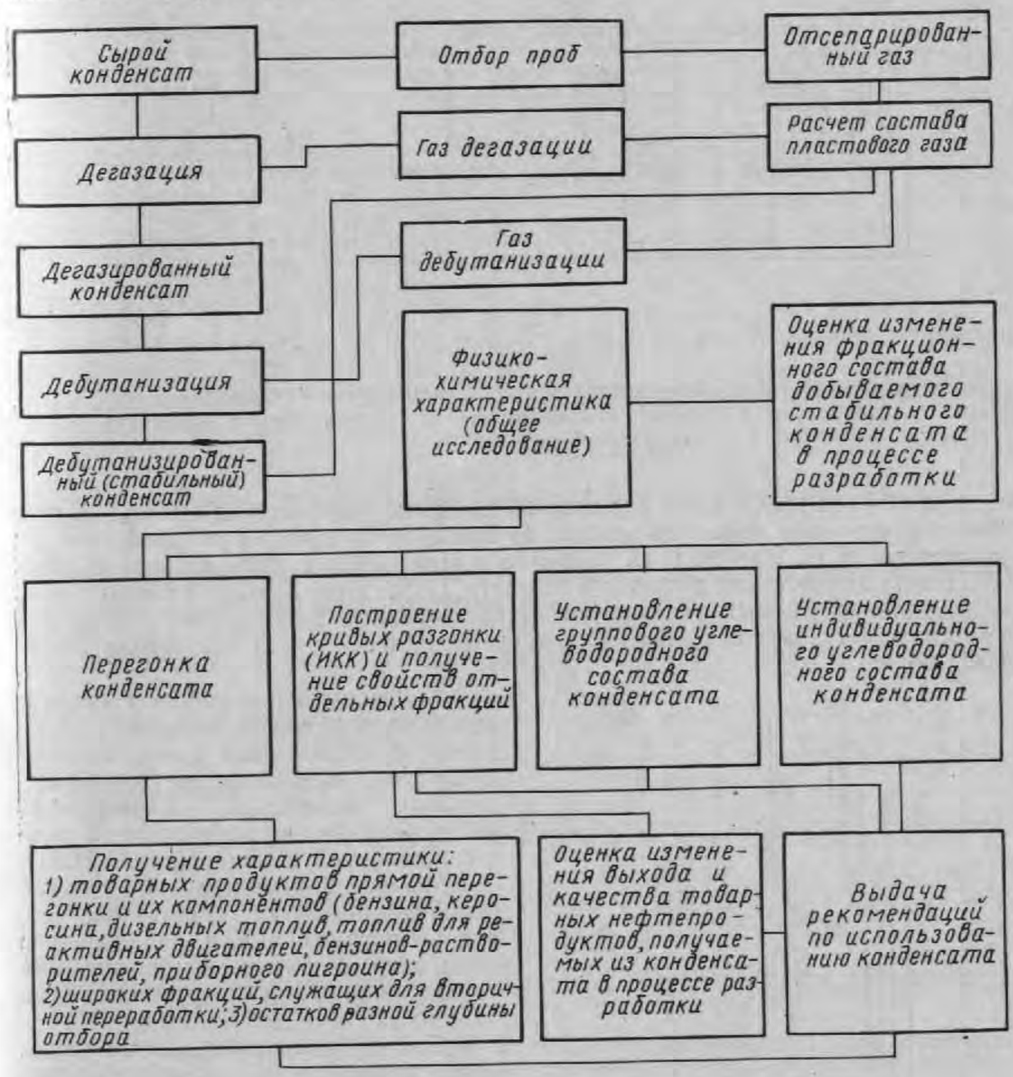


Рис. VII.19. Схема исследования проб газа и конденсата

VII.12.1. Определение состава пластового газа и сырого конденсата

Пробы сырого конденсата подвергаются дегазации по схеме, показанной на рис. VII.20.

Контейнер *3* помещают в баню *2*, температура в которой поддерживается с помощью термостата *1*. Между контейнером и газометром *8* помещают стеклянные змеевиковые ловушки, погруженные в охлажденную смесь льда с солью (—20 °С). Эти ловушки служат для улавливания жидких углеводородов, уносимых газом из контейнера.

Для разгазирования пробы сырого конденсата открывают вентиль контейнера и со скоростью, не превышающей 5 л/ч, выпускают газ в газометр; в бане

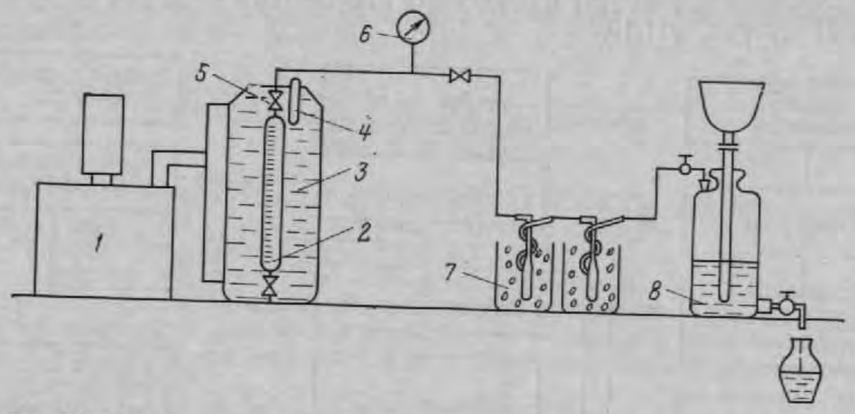


Рис. VII.20. Схема аппаратуры для дегазации сырого конденсата.
1 — термостат; *2* — баня; *3* — контейнер; *4* — термометр; *5* — вентиль; *6* — манометр; *7* — ловушка; *8* — газометр

поддерживается температура порядка 20 °С. После прекращения выделения газа из контейнера (при открытом вентиле *5*) температура в нагревательной бане доводится до 35 °С. При этом из контейнера выделяется дополнительное количество газа, которое также подается в газометр. После этого вентиль *5* закрывается. Для удаления газовых углеводородов, растворенных в жидкости, собираемой в змеевиковых ловушках, температуру охлаждающей смеси постепенно повышают до 5 °С.

Конденсат из контейнера (предварительно охлажденного до 10—15 °С) вместе с добавленным к нему жидким продуктом, собранным из газа в змеевиковых ловушках, подвергается дебутанизации в лабораторной ректификационной колонне (рис. VII.21).

Между приемником и газовой бюреткой помещают змеевиковые ловушки, погруженные в охлажденную смесь льда с солью, служащие для улавливания жидких углеводородов, унесенных газом дебутанизации.

Для дебутанизации жидкий продукт, находящийся в колбе *1*, подогревают до полного прекращения выделения газа из колбы.

Дебутанизированный конденсат (C_5+в) переливают из колбы в мерный

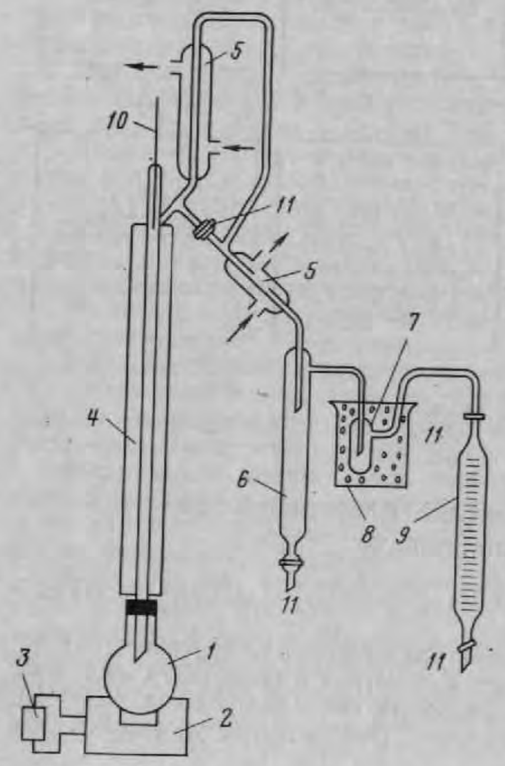


Рис. VII.21. Схема аппаратуры для дебутанизации дегазированного конденсата.
1 — колба; *2* — колбонагреватель; *3* — ЛАТР; *4* — лабораторная ректификационная колонна; *5* — холодильник; *6* — приемник; *7* — ловушка; *8* — охлажденная смесь льда с солью; *9* — газовая бюретка; *10* — термометр; *11* — краник

цилиндр, туда же сливают жидкость, собранную в змеевиковых ловушках. Замеряют количество жидкого продукта и определяют пикнометром его плотность при 20° и молекулярную массу.

В результате проведенных исследований получают следующие исходные данные для расчета состава пластового газа и сырого конденсата.

Количество выделяющегося сырого конденсата (определяется на промысле), см³/м³ отсепарированного газа	q
Объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см³	V
Количество газа, выделяемого из сырого конденсата в объеме контейнера, л:	
при дегазации	a
при дебутанизации	$б$
Содержание жидких углеводородов в дебутанизированном конденсате в объеме контейнера, см³	$в$
Плотность C_5 + в при 20 °С, г/см³	ρ_4^{20}
Молекулярная масса C_5 + в, г/моль	M
Содержание в дебутанизированном конденсате, мол. %:	
изопентана	C
н-пентана	d

При расчете состава пластового газа исходят из 1000 г/молей отсепарированного газа.

Количество газа (в г/моль), выделившегося при дегазации сырого конденсата, определяется по формуле

$$A = aq/V. \qquad \text{(VII.4)}$$

Количество газа дебутанизации (в г/моль) определяется по формуле

$$Б = бq/V. \qquad \text{(VII.5)}$$

Содержание в сыром конденсате C_5 + в в г/моль на 1000 г/моль отсепарированного газа определяется по формуле

$$B = \frac{qв\rho_4^{20} \cdot 24{,}04}{VM}. \qquad \text{(VII.6)}$$

Содержание в дебутанизированном конденсате i-C_5:

$$D = C/100. \qquad \text{(VII.7)}$$

Содержание n-C_5

$$E = B\frac{d}{100}, \qquad \text{(VII.8)}$$

гексана и вышекипящих C_6 + в[1]

$$F = B - (D + E). \qquad \text{(VII.9)}$$

Данные, полученные по этим формулам, используют для расчета состава сырого конденсата и пластового газа.

Пример. На промысле из сепаратора при 60 кгс/см² и —15 °С были одновременно отобраны пробы газа после сепарации и сырого конденсата. Выход сырого конденсата составил 162 см³/м³ отсепарированного газа.

Сырой конденсат, отобранный в контейнер объемом 85 см³, подвергли дегазации. При этом было выделено 9,7 л (при 760 мм рт. ст. и 20 °С) газа следующего состава, мол. %: C_1 — 61,23; C_2 — 18,43; C_3 — 12,76; i-C_4 — 1,99; n-C_4 — 3,15; i-C_5 — 0,80; n-C_5 — 0,59; C_6 + в — 0,55; CO_2 — 0,50.

При дебутанизации разгазированного конденсата было получено 1,5 л газа следующего состава, мол. %: C_2 — 0,94; C_3 — 29,08; i-C_4 — 19,12; n-C_4 — 39,41; i-C_5 — 7,61; n-C_5 — 3,37; C_6 + в — 0,47.

Выход дебутанизированного конденсата (C_5 + в) составил 47 см³, плотность этих углеводородов ρ = 0,6996 г/см³ и молекулярная масса, определенная криоскопическим методом, M = 98 г/моль.

Состав газа, отобранного на промысле после сепарации сырого конденсата, следующий, мол. %: C_1 — 87,18; C_2 — 4,80; C_3 — 1,41; i-C_4 — 0,21; n-C_4 — 0,34; i-C_5 — 0,11; n-C_5-0,10; C_6 + в — 0,19; N_2 — 5,06; CO_2 — 0,60.

[1] Как в газе (сепарации, дегазации, дебутанизации), так и в дебутанизированном конденсате методом газожидкостной хроматографии можно определить содержание вышекипящих углеводородов, например, C_6 + в (гексан, его изомеры, метилциклопентан, циклогексан и бензол).

Таблица VII.4

Расчеты состава сырого конденсата и пластового газа газоконденсатного месторождения

Компонент	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		C_5+ в в дебутанизированном конденсате, г/моль	Суммарное содержание газов дегазации, дебутанизации, C_5+ в, г/моль	Состав сырого конденсата, мол. %	Суммарное содержание газов сепарации, дегазации, дебутанизации, C_5+ в, г/моль	Состав пластового газа, мол. %
	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CH_4	87,18	871,8	61,23	11,32	—	—	—	11,32	30,89	883,12	85,20
C_2H_6	4,80	48,0	18,43	3,40	0,94	0,03	—	3,43	9,36	51,43	4,96
C_3H_8	1,41	14,1	12,76	2,36	29,08	0,83	—	3,19	8,70	17,29	1,67
i-C_4H_{10}	0,21	2,1	1,99	0,37	19,12	0,54	—	0,91	2,48	3,01	0,29
n-C_4H_{10}	0,34	3,4	3,15	0,58	39,41	1,13	—	1,71	4,66	5,11	0,49
i-C_5H_{12}	0,11	1,1	0,80	0,15	7,61	0,22	1,76	2,13	5,81	3,23	0,31
n-C_5H_{12}	0,10	1,0	0,59	0,11	3,37	0,10	2,15	2,36	6,44	3,36	0,32
C_6+ в	0,19	1,9	0,55	0,10	0,47	0,01	11,40	11,51	31,41	13,41	1,29
N_2	5,06	50,6	—	—	—	—	—	—	—	50,60	4,88
CO_2	0,60	6,0	0,50	0,09	—	—	—	0,09	0,25	6,09	0,59
Всего	100,0	1000,00	100,00	18,48	100,0	2,86	15,31	36,65	100,00	1036,65	100,00

Методом газожидкостной хроматографии в дебутанизированном конденсате определили содержание изопентана, которое составило 11,4 мол. %, и н-пентана — 14,06 мол. %.

По формулам (VII.4)—(VII.9) вычисляем

$$A = (9{,}7 \cdot 162)/85 = 18{,}48 \text{ г-моль},$$

$$Б = (1{,}5 \cdot 162)/85 = 2{,}86 \text{ г-моль},$$

$$B = (162 \cdot 47{,}0 \cdot 24{,}04 \cdot 0{,}6986)/(85 \cdot 98) = 15{,}31 \text{ г-моль},$$

$$D = (11{,}48 \cdot 15{,}31)/100 = 1{,}76 \text{ г-моль},$$

$$E = (14{,}06 \cdot 15{,}31)/100 = 2{,}15 \text{ г-моль},$$

$$F = 15{,}31 - 1{,}76 - 2{,}15 = 11{,}40 \text{ г-моль}.$$

Полученные данные сведены в табл. VII.4.

Исходя из общего числа грамм-молей газа дегазации (18,48) и газа дебутанизации (2,86) и их состава, определяем число грамм-молей отдельных компонентов (графы 5 и 7 табл. VII.4).

Для определения состава сырого конденсата суммируем по компонентам число грамм-молей газа дегазации, дебутанизации, пентанов, гексанов и вышекипящих углеводородов и полученное число грамм-молей каждого компонента делим на общее их число (36,65). Состав сырого конденсата, отобранного на промысле из сепаратора при 60 кгс/см² и —15 °С, приведен в графе 10 табл. VII.4.

Для определения состава пластового газа суммируем по компонентам число грамм-молей газа, прошедшего сепарацию, газа дегазации, дебутанизации, пентанов, гексанов и вышекипящих углеводородов и полученное число грамм-молей каждого компонента делится на общее их число (1036, 65). Состав пластового газа приведен в графе 12 табл. VII.4.

При двухступенчатом разделении фаз на промысле отбирают пробы сырого конденсата из I и II ступеней сепарации и пробу отсепарированного газа после II ступени. При этом на каждой ступени сепарации замеряются газоконденсатные факторы. В результате проведенных исследований получают исходные данные (табл. VII.5) для расчета состава сырого конденсата и пластового газа.

Таблица VII.5

Исходные данные	I ступень	II ступень
Количество выделяющегося сырого конденсата, см³/м³ отсепарированного газа	q_1	q_2
Объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см³	V_1	V_2
Количество газа, выделяющегося из сырого конденсата в объеме контейнера:		
при дегазации	a_1	a_2
при дебутанизации	$б_1$	$б_2$
Содержание жидких углеводородов в дебутанизированном конденсате в объеме контейнера, см³	$в_1$	$в_2$
Плотность C_5+ в при 20 °С, г/см³	ρ_1	ρ_2
Молекулярная масса C_5+ в, г/моль	M_1	M_2

Количество газа, выделяющегося из сырого конденсата (в г/моль на г/моль отсепарированного газа) определяют по формулам:

при дегазации

$$A_1 = a_1 q_1 / V_1, \; A_2 = a_2 q_2 / V_2; \qquad \text{(VII.10)}$$

при дебутанизации

$$Б_1 = б_1 q_1 / V_1, \; Б_2 = б_2 q_2 / V_2. \qquad \text{(VII.11)}$$

Содержание C_5+ в в сыром конденсате в г/моль на 1000 г/моль отсепарированного газа определяют по формулам

$$B_1 = в_1 q_1 \rho_1 24{,}04 / V_1 M_1; \qquad \text{(VII.12)}$$

$$B_2 = в_2 q_2 \rho_2 24{,}04 / V_2 M_2.$$

Таблица VII.6

Расчет состава отсепарированного газа I ступени сепарации

Компонент	Газ сепарации после II ступени сепарации (p_2 = 40 кгс/см²)		Газ дегазации сырого конденсата II ступени сепарации		Газ дебутанизации сырого конденсата II ступени сепарации		C_5 + в в дебутанизированном конденсате, г-моль	Суммарное содержание газов дегазации, дебутанизации и C_5 + в, г-моль	Состав сырого конденсата II ступени сепарации, мол. %	Суммарное содержание газов сепарации, дегазации, дебутанизации, C_5 + в, г-моль	Состав газа, прошедшего I ступень сепарации, мол. %
	мол. %	г-моль	мол. %	г-моль	мол. %	г-моль					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CH_4	93,87	938,7	65,92	0,78	—	—	—	0,780	20,01	939,480	93,60
C_2H_6	3,29	32,9	17,19	0,20	0,90	0,001	—	0,201	5,15	33,101	3,30
C_3H_8	1,06	10,6	8,28	0,10	28,04	0,045	—	0,145	3,72	10,745	1,07
i-C_4H_{10}	0,16	1,6	1,36	0,02	18,12	0,029	—	0,049	1,26	1,649	0,16
n-C_4H_{10}	0,22	2,2	2,75	0,03	39,43	0,063	—	0,093	2,38	2,293	0,22
C_5 + в	0,10	1,0	3,02	0,03	13,51	0,022	2,56	2,612	66,97	3,612	0,35
N_2	0,80	8,0	—	—	—	—	—	—	—	8,000	0,80
CO_2	0,50	5,0	1,48	0,02	—	—	—	0,020	0,51	5,020	0,50
Всего	100,00	1000,0	100,00	1,18	100,00	0,160	2,56	3,900	100,00	1003,90	100,00

Таблица VII.7

Расчет состава пластового газа

Компонент	Газ, прошедший I ступень сепарации		Газ дегазации сырого конденсата I ступени сепарации		Газ дебутанизации сырого конденсата I ступени сепарации		C_5 + в в дебутанизированном конденсате, г-моль	Суммарное содержание газов дегазации, дебутанизации C_5 + в, г-моль	Состав сырого конденсата I ступени сепарации, мол. %	Суммарное содержание газов сепарации, дегазации, дебутанизации, C_5 + в, г-моль	Состав пластового газа, мол. %
	мол. %	г-моль	мол. %	г-моль	мол. %	г-моль					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CH_4	93,60	936,0	82,90	1,351	—	—	—	1,351	30,50	937,351	93,32
C_2H_6	3,30	33,0	11,76	0,192	1,45	0,004	—	0,196	4,42	33,196	3,30
C_3H_8	1,07	10,7	2,79	0,045	28,62	0,074	—	0,119	2,69	10,819	1,08
i-C_4H_{10}	0,16	1,6	0,49	0,008	22,44	0,058	—	0,066	1,48	1,666	0,17
n-C_4H_{10}	0,22	2,2	0,61	0,010	42,60	0,111	—	0,121	2,73	2,321	0,23
C_5 + в	0,35	3,5	0,85	0,014	4,89	0,013	2,54	2,567	57,95	6,067	0,60
N_2	0,80	8,0	—	—	—	—	—	—	—	8,000	0,80
CO_2	0,50	5,0	0,60	0,010	—	—	—	0,010	0,23	5,010	0,50
Всего	100,0	1000,0	100,0	1,63	100,0	0,26	2,54	4,43	100,00	1004,43	100,0

Пример. Газ из скважины на промысле был подвергнут двухступенчатой сепарации. Условия сепарации и выход конденсата приведены ниже.

	Ступень I	Ступень II
Давление, кгс/см²	100	40
Температура, °С	29	−5
Выход сырого конденсата, см³/м³	22,7	19,0

Сырой конденсат, отобранный из II ступени сепарации в контейнер объемом 85 см³, подвергали дегазации. При этом выделили 5,3 л газа следующего состава, мол. %: C_1 — 65,92; C_2 — 17,19; C_3 — 8,28; i-C_4 — 1,36; n-C_4 — 2,75; C_5+ в — 3,02; CO_2 — 1,48.

При дебутанизации разгазированного конденсата получили 0,7 л газа следующего состава мол. %: C_2 — 0,90; C_3 — 28,04; i-C_4 — 18,12; n-C_4 — 39,43; C_5+ в — 13,51.

Выход дебутанизированного конденсата составил 67 см³, плотность его 0,740 г/см³, молекулярная масса 104 г/моль.

Состав газа после II ступени сепарации следующий, мол. %: C_1 — 93,60; C_2 — 3,30; C_3 — 1,07; i-C_4 — 0,16; n-C_4 — 0,22; C_5+ в — 0,35; N_2 — 0,80; CO_2 — 0,50.

По формулам (VII.10)—(VII.12) вычисляем:

$$A_2 = 5{,}3 \cdot 19/85 = 1{,}18 \text{ г-моль},$$

$$Б_2 = 0{,}7 \cdot 19/85 = 0{,}16 \text{ г-моль},$$

$$B_2 = 19{,}67 \cdot 0{,}740 \cdot 24{,}04/85 \cdot 104 = 2{,}56 \text{ г-моль}$$

Полученные данные сведены в табл. VII.6.

Для определения состава газа, прошедшего I ступень сепарации, суммируется по компонентам число грамм-молей газа, прошедшего II ступень сепарации, газа дегазации, дебутанизации, пентанов и вышекипящих углеводородов и полученное число грамм-молей каждого компонента делится на общее их число (1003,90).

Сырой конденсат, отобранный на I ступени сепарации в контейнер объемом 85 см³, также подвергали дегазации и дебутанизации. При дегазации выделено 6,1 л газа следующего состава, мол. %: C_1 — 82,90; C_2 — 11,76; C_3 — 2,79; i-C_4 — 0,49; n-C_4 — 0,61; C_5+ в — 0,85; CO_2 — 0,60.

При дебутанизации выделили 1 л газа следующего состава, мол. %: C_2 — 1,45; C_3 — 28,62; i-C_4 — 22,44; n-C_4 — 42,60; C_5+ в — 4,89.

Выход дебутанизированного конденсата составил 68 см³; плотность его 0,785 г/см³, молекулярная масса 135 г/моль.

Состав газа, прошедшего I ступень сепарации, приведен в табл. VII.6.

По формулам (VII.10)—(VII.12) проводим следующие вычисления:

$$A_1 = 6{,}1 \cdot 22{,}7/85 = 1{,}63 \text{ г-моль}$$

$$Б_1 = 1{,}0 \cdot 22{,}7/85 = 0{,}26 \text{ г-моль}$$

$$B_1 = 22{,}7 \cdot 68{,}0 \cdot 0{,}785 \cdot 24{,}04/85 \cdot 135 = 2{,}54 \text{ г-моль}$$

Полученные данные сведены в табл. VII.7.

Для определения состава пластового газа суммируется по компонентам число грамм-молей газа, прошедшего I ступень сепарации, газа дегазации, дебутанизации, пентанов и вышекипящих углеводородов и полученное число грамм-молей каждого компонента делится на общее их число (1004, 43). Состав пластового газа приведен в табл. VII.7.

VII.12.2. Определение потенциального содержания C_5+ в в пластовом газе

Потенциальное содержание C_5+ в ($П$) рассчитывается на основании данных, приведенных в п. VII.12.1, и равняется сумме содержаний C_5+ в в сыром конденсате (K) и отсепарированном газе (L) из расчета на 1 м³ пластового газа.

$$П = K + L, \text{ г/м}^3. \qquad \text{(VII.13)}$$

Содержание C_5+ в в сыром конденсате равно сумме содержаний этих углеводородов в газе дегазации K_1, в газе дебутанизации K_2 и дебутанизированном конденсате K_3:

$$K = K_1 + K_2 + K_3, \text{ г/м}^3, \qquad \text{(VII.14)}$$

где

$$K_1 = aqL_1M_1/100 \cdot 24{,}04V, \text{ г/м}^3, \qquad \text{(VII.15)}$$

$$K_2 = бqL_2M_2/100 \cdot 24{,}04V, \text{ г/м}^3; \qquad \text{(VII.16)}$$

$$K_3 = вq\rho_4^{20}/V, \text{ г/м}^3; \qquad \text{(VII.17)}$$

L_1, L_2 — содержание C_5+ в соответственно в газе дегазации и дебутанизации, мол. %; M_1, M_2 — молекулярная масса C_5+ в в газе дегазации и дебутанизации соответственно, г/моль.

Исследования составов множества проб газов дегазации и дебутанизации отобранных из различных месторождений, показали, что с приемлемой для расчетов точностью молекулярную массу C_5+ в этих газов можно принять равной 80 г/моль. Тогда формулы (VII.15), (VII.16) будут иметь вид:

$$K_1 = 0{,}03\frac{aqL_1}{V}, \qquad \text{(VII.18)}$$

$$K_2 = 0{,}03\frac{бqL_2}{V}, \qquad \text{(VII.19)}$$

а формулу (VII.14) можно записать в виде

$$K = \frac{q}{V}(0{,}03aL_1 + 0{,}03бL_2 + в\rho_4^{20}). \qquad \text{(VII.20)}$$

Содержание C_5+ в в отсепарированном газе определяется по формуле

$$L = 10L_3\frac{M_3}{24{,}04}, \qquad \text{(VII.21)}$$

где L_3 — содержание C_5+ в в отсепарированном газе, мол. %; M_3 — молекулярная масса C_5+ в, которую можно рассчитать исходя из состава, определенного газохроматографическим методом, или установить по графику, приведенному на рис. VII.22.

С учетом (VII.18)—(VII.21) вместо (VII.13) получим следующее уравнение для определения $П$ в случае одноступенчатой сепарации:

$$П = \frac{q}{V}(0{,}03aL_1 + 0{,}03бL_2 + в\rho_4^{20}) + 10\frac{L_3M_3}{24{,}04}. \qquad \text{(VII.22)}$$

Для рассматриваемого в п. VIII.3.1 примера содержание C_5+ в

$$П = \frac{162}{85}(0{,}03 \cdot 9{,}7 \cdot 1{,}94 + 0{,}03 \cdot 1{,}5 \cdot 11{,}45 + 47{,}0 \cdot 0{,}6986) + 10 \cdot 0{,}4\frac{75}{24{,}04} = 77 \text{ г/м}^3.$$

В случае двухступенчатой сепарации газа формула (VII.22) будет иметь вид:

$$П = \frac{q_1}{V_1}(0{,}03a_1L_{1.1} + 0{,}03б_1L_{1.2} + b_1\rho_{4.1}^{20}) + \frac{q_2}{V_2}(0{,}03a_2L_{1.2} + 0{,}03б_2L_{2.2} + b_2\rho_{4.2}^{20}) + 10L_{3.2}\frac{M_3}{24{,}04}. \qquad \text{(VII.23)}$$

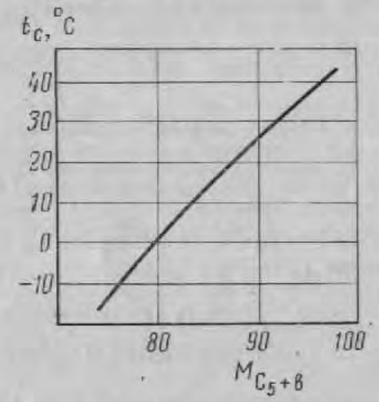


Рис. VII.22. Зависимость молекулярной массы C_5+ в в отсепарированном газе от температуры сепарации

Для второго случая пример, рассматриваемый в п. VII.12.1, дает следующую величину $П$:

$$П = \frac{22{,}7}{85}(0{,}03 \cdot 6{,}1 \cdot 0{,}85 + 0{,}03 \cdot 1{,}0 \cdot 4{,}89 + 47 \cdot 0{,}785) + \frac{19{,}0}{85}(0{,}03 \cdot 5{,}3 \cdot 3{,}04 + 0{,}03 \cdot 0{,}7\ 13{,}51 + 67 \cdot 0{,}740) + \frac{10 \cdot 0{,}35 \cdot 77}{24{,}04} = 32{,}4.$$

VII.13. ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРОГО КОНДЕНСАТА

Состав сырого конденсата определяется по методике, изложенной в п. VII.12.1

Объемный коэффициент усадки сырого конденсата $K_{ус}$ равен отношению выхода дегазированного при атмосферных условиях конденсата к сырому из расчета на 1 м³ отсепарированного газа

$$K_{ус} = q_{дег}/q, \ см^3/м^3. \qquad (VII.24)$$

Выход дегазированного конденсата из расчета на 1 м³ отсепарированного газа

$$q_{дег} = q\frac{в'}{V}, \qquad (VII.25)$$

где $в'$ — содержание C_5+ в в дегазированном конденсате в объеме контейнера, см³.

С учетом (VII.25) вместо (VII.24) имеем:

$$K_{ус} = в'/V. \qquad (VII.26)$$

Плотность сырого конденсата можно рассчитывать на основании его состава по методу Стэндинга и Катца.

VII.14. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВ ДЕГАЗАЦИИ, ДЕБУТАНИЗАЦИИ И СЕПАРАЦИИ

Состав газа и его плотность определяются согласно «Методическому пособию по отбору и анализу проб природных газов». Определение содержания H_2S и CO_2 в пробе отсепарированного газа проводится на месте выхода газа в пробе дегазации и дебутанизации в лаборатории.

Выход газа дегазации $V_{дег}$ из расчета на 1 м³ сырого конденсата:

$$V_{дег} = \frac{q}{V}10^3, \ м^3/м^3. \qquad (VII.27)$$

Выход газа дебутанизации $V_{деб}$ из расчета на 1 м³ сырого конденсата:

$$V_{деб} = \frac{б}{V}10^3, \ м^3/м^3. \qquad (VII.28)$$

Удельное содержание C_5+ в в газе сепарации рассчитывается по формуле (VII.21)

VII.15. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАБИЛЬНОГО (ДЕБУТАНИЗИРОВАННОГО) КОНДЕНСАТА

Стандартными методами [1] определяются плотность (ГОСТ 3900—47), фракционный состав (ГОСТ 2177—66), вязкость при различных температурах (ГОСТ 33—66), температура помутнения (ГОСТ 5066—56), температура застывания (ГОСТ 1583—73), содержание серы (ГОСТ 1771—48).

Нестандартными методами [2] определяют молекулярную массу, показатель преломления, содержание парафина с указанием температуры его плавления.

VII.16. ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ДОБЫВАЕМОГО СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА В ПРОЦЕССЕ ИСТОЩЕНИЯ ЗАЛЕЖИ

Зная количество выпадающего в пласте стабильного конденсата в зависимости от снижения давления (при пластовой температуре) и фракционный состав конденсата (по ГОСТ 2177—66), выделенного из пластового газа (при начальном

[1] ГОСТ, нефтепродукты. Методы испытаний, М., Стандартгиз, 1967.
[2] Анализ нефти и нефтепродуктов. М., Гостоптехиздат, 1962.

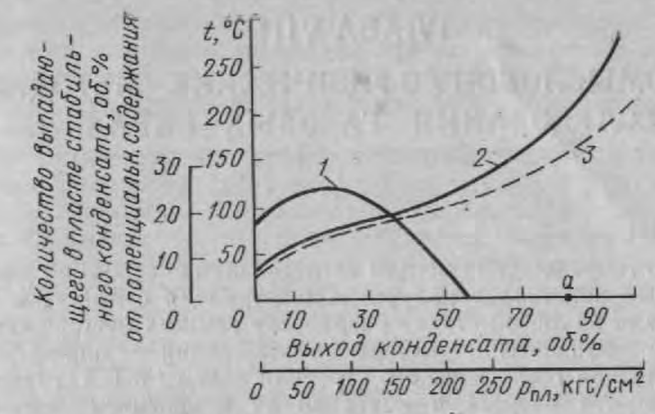


Рис. VII.23. Изменение фракционного состава конденсата при снижении пластового давления.

1 — количество выпадающего в пласте стабильного конденсата от снижения пластового давления; *2* — кривая разгонки стабильного конденсата, отобранного при начальном пластовом давлении; *3* — прогнозная кривая разгонки стабильного конденсата при $p_{пл}$ = 150 кгс/см²

пластовом давлении), определяют фракционный состав конденсата на различных этапах снижения давления.

Пример. Зависимость количества выделяющегося в пласте стабильного конденсата от снижения пластового давления (определено экспериментально на установке УГК) показана на рис. VII.23, кривая *1*. На кривой *2* разгонки конденсата при начальном пластовом давлении в качестве примера показаны температурные пределы выкипания конденсата по мере снижения пластового давления до 180, 150, 100 и 30 кгс/см². Эти пределы установлены следующим образом.

Как видно из рис. VII.23 (кривая *1*), при давлении, например, 150 кгс/см² количество выпадающего в пласте конденсата составляет 16,3 об. % его потенциального содержания. Следовательно, выход фракций конденсата, извлекаемого из недр в составе газа при указанном давлении, составит 100 — 16,3 = 83,7 об. %. По пересечению ординаты, проходящей через эту точку (точка *а*), с кривой разгонки (кривая *2*) находим, что этот процент соответствует фракции, выкипающей при температуре 203 °С. Таким же образом определим температурные пределы выкипания конденсата при других пластовых давлениях, указанных на рис. VII.23.

Зная пределы выкипания конденсата при различных пластовых давлениях, строят кривую его разгонки. В качестве примера на рис. VII.23 (кривая *3*) показана прогнозная кривая разгонки стабильного конденсата при 150 кгс/см². Прогнозные кривые разгонки характеризуют фракционный состав конденсата, отобранного при тех же условиях сепарации, что и выделенный из газа при начальном пластовом давлении (кривая *2*).

ГЛАВА VIII

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Промыслово-геофизические методы исследования скважин в газовой среде — один из основных источников получения информации о пласте и техническом состоянии скважин на любой стадии разработки газовых месторождений в ПХГ.

Промыслово-геофизические методы исследования — определяющие при изучении и уточнении геологического строения залежи и ПХГ, оценке запасов газа, продуктивности разреза и контроля за истощением месторождения и состоянием скважин. С помощью промыслово-геофизических методов проводятся следующие исследования.

Определяются положения газонефтяного и газоводяного контактов и их изменение во времени в газовых скважинах.

Уточняются глубины залегания продуктивных пластов, газонасыщенные мощности, пористость коллекторов, а также оценивается газонасыщенность продуктивных пластов и ее изменение в процессе разработки.

Оцениваются добывные возможности продуктивного разреза, выделяются границы работающих интервалов и приближенно определяются дебиты этих интервалов.

Контролируется эффективность работ по интенсификации добычи после дополнительной перфорации, гидроразрыва, солянокислотной обработки, взрывных работ и др.

В настоящее время наряду с газогидродинамическими методами исследования в действующих газовых скважинах применяют следующие промыслово-геофизические методы: радиоактивный каротаж (нейтронный гамма-каротаж НГК, нейтрон-нейтронный каротаж ННК, гамма-каротаж ГК; импульсный нейтрон-нейтронный каротаж ИННК), дебитометрию, термометрию и др. Перечисленные методы исследования можно использовать в обсаженных и необсаженных скважинах. За исключением дебитометрии, перечисленные методы применимы и в тех случаях, когда вскрытый продуктивный интервал перекрыт фонтанными трубами.

Несмотря на достаточно широкое применение промыслово-геофизических методов в действующих газовых скважинах, эти методы находятся в стадии становления и в настоящее время еще разрабатываются и совершенствуются.

VIII.1. РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

Наличие обсадной колонны, фонтанных труб и др. в эксплуатационных газовых скважинах не позволяет использовать широко применяемые в бурящихся скважинах электрические геофизические методы исследования. Поэтому в эксплуатационных скважинах газовых месторождений и ПХГ, находящихся под давлением, применяют радиоактивный каротаж. При радиоактивном каротаже изучаются как пространственно-временное распределение естественных радиоактивных веществ в разрезе скважин, так и результаты взаимодействия ядерного излучения с веществом горных пород.

В практике добычи и подземного хранения газа чаще используют следующие модификации радиоактивного каротажа.

Стационарные (нейтронный гамма-каротаж НГК, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ННК-Т, нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам НКТ-НТ).

Импульсные (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж ИННК, импульсный нейтронный гамма-каротаж ИНГК, гамма-гамма-каротаж ГГК).

При нейтронном каротаже изучают процессы замедления нейтронов в результате столкновения их с ядрами изучаемой среды, и так как наилучшими замедляющими свойствами обладают ядра водорода, то показания ННК определяются в основном] водородосодержанием горных пород. На показания ННК существенно влияет присутствие в горных породах и в пластовом агенте ядер некоторых элементов (хлора, редкоземельных элементов и др.), интенсивно поглощающих тепловые нейтроны.

При НГК регистрируется вторичное гамма-излучение, возникающее в результате захвата тепловых нейтронов ядрами среды, окружающей источник. Показания, как и при ННК, определяются содержанием в породе ядер водорода и поглощающих элементов с той разницей, что глубинность НГК выше, а используемая аппаратура проще и надежнее. Естественное излучение, регистрируемое вместе с вторичным гамма-излучением, создает помехи при измерениях и интерпретации полученных результатов.

При ИННК источник нейтронов — малогабаритный ускоритель, входящий в комплект аппаратуры и позволяющий облучать породу кратковременными мощными нейтронными импульсами, частота которых зависит от марки аппаратуры ИННК. В промежутках между импульсами порода нейтронами не облучается, что позволяет изучить процесс уменьшения плотности тепловых нейтронов во времени и оценить нейтронный параметр как среднее время жизни тепловых нейтронов в среде.

При ГК регистрируют естественное гамма-излучение вдоль ствола скважины. Основная часть естественного излучения связана с элементами, входящими в минеральный состав скелета породы и цемента, элементами, сорбированными на поверхности частиц, и органическими включениями в пластовых водах.

Если в результате эксплуатации происходит смена пластовых агентов, то растворенные в новом пластовом агенте соли радиоактивных элементов, попав в иную геохимическую среду, выпадают в осадок и являются причиной появления аномалий ГК значительно превосходящих естественное гамма-поле. Эффект усиливается со временем, так как выпавшие в виде осадка соли не выносятся. Иногда повышенная радиоактивность отмечается в местах образования минеральных сальников за счет солей, содержащих калий. Эти аномалии обычно исчезают после тщательной промывки скважины водой. Методом ГК изучают и распределение излучения радиоактивных изотопов, закачиваемых в скважину или используемых в качестве реперов, устанавливаемых в пласт с помощью специальных перфораторов и служащих для точной привязки результатов последующих исследований.

При ГГК изучают результаты взаимодействия среды с гамма-излучением от специального источника, помещаемого в скважинный прибор. Основное свойство, определяющее показания метода, — плотность. ГГК имеет наименьшую глубинность из всех методов РК, что дает возможность изучить плотностные эффекты, вызываемые нарушениями в обсадных трубах и в цементе, а также оценить плотность вещества, находящегося между источником и индикатором.

Радиоактивный каротаж в газовых скважинах проводится для уточнения литологической характеристики пород, выделения коллекторов, установления и прослеживания контактов газ—нефть, газ—вода, контроля за техническим состоянием скважин и др.

VIII.1.1. Проведение радиоактивного каротажа

При проведении исследований и интерпретации полученных диаграмм или цифровых значений измеряемого параметра необходимо руководствоваться «Технической инструкцией по проведению геофизических работ в газовых скважинах». Эти исследования проводятся в основном при помощи снаряда РКМ-4 с наружным диаметром] 42 мм, выпускаемым [отечественной промышленностью.

Для проведения радиоактивного каротажа необходимо подготовить газовые скважины. Башмак фонтанных труб должен быть не менее чем на 2 м выше исследуемого интервала. Диаметр проходного сечения труб должен быть на 15 мм больше диаметра глубинного снаряда и грузов. Перед исследованием скважину нужно прошаблонировать. Необходимо выбрать шаблон с диаметром на 2 мм

больше диаметра спускаемого глубинного снаряда, а с длиной — не меньше его длины.

Для проведения измерений наклонную стрелу устанавливают у скважины так, чтобы отвес верхнего ролика совпадал с центром верхнего фланца арматуры. На нижнем основании стрелы устанавливают блок-баланс с датчиком глубины. Каротажный кабель с подъемника, установленного на расстоянии 25—30 м от стрелы, заводят через направляющий верхний и нижний ролики. После соединения снаряда с грузами с кабелем снаряд вставляют в лубрикатор, затем надевают на кабель резиновую гайку и ввинчивают ее в корпус сальника.

В зависимости от конструкции лубрикатора, в частности сальникового устройства, спуск снаряда с грузами в лубрикатор можно провести несколько иначе: так, как при проведении дебитометрии и термометрии в газовой среде под большим давлением. Прибор спускают следующим образом.

Закрывают коренную задвижку и выкидную линию.

Открывают вентиль и стравливают газ из верхней части арматуры.

Снимают буферный колпак.

Подсоединяют к глубинному снаряду контейнер с нейтронным источником.

Поднимают лебедкой или специальными кранами лубрикатор со снарядом и закрепляют его за верхний фланец фонтанной арматуры. Подсоединяют к корпусу лубрикатора манометр.

Медленно открывают коренную задвижку, контролируя при этом процесс нарастания давления в лубрикаторе.

Спускают прибор в скважину. При сравнительно высоких давлениях для облегчения спуска прибора и сокращения длины лубрикатора в процессе спуска снаряда скважину продувают через затрубное пространство при максимально допустимом дебите.

Не допускаются резкие спуско-подъемные операции (остановка, спуск, подъем прибора), не рекомендуется дальнейший спуск прибора, если по неизвестной причине снаряд трудно проходит по стволу.

При подъеме глубинного прибора до 10—20 м используют подъемник, затем, контролируя натяжку кабеля, снаряд втягивают в корпус лубрикатора вручную до упора верхнего конца грузов в лубрикаторе.

Закрывают коренную задвижку, стравливают давление в лубрикаторе до атмосферного и снимают лубрикатор. Отвинчивают гайку уплотнительного устройства и вытягивают снаряд и грузы из корпуса лубрикатора.

Если работа в скважине проводится с выходом глубинного снаряда из фонтанных труб, то башмак труб должен быть оборудован воронкой, облегчающей обратный вход глубинного снаряда в фонтанные трубы.

VIII.1.2. Интерпретация результатов РК скважин

Информация, полученная в результате проведения РК в процессе разработки при возможности проведения таких исследований в эксплуатационных скважинах, позволяет уточнить характер связи между отдельными параметрами продуктивного разреза. Достоверность полученных результатов зависит от правильного выбора для рассматриваемого разреза радиоактивного метода, от свойств пористой среды и технической характеристики используемых приборов и оборудования.

Определение газонасыщенности пласта

Для правильного определения текущей газонасыщенности продуктивного разреза необходимо учитывать чувствительность выбранного метода к искажающим факторам, как, например: эксцентричность обсадной колонны, изменение пористости, влияние литологии, характер изменения газонасыщенности по разрезу, погрешность измерений и др.

Для контроля за разработкой условно принято различать начальную, текущую, критическо-минимальную, при которой из пласта еще не поступают газ и вода, и остаточную газонасыщенность.

Имеется несколько способов оценки газонасыщенности по данным стационарных импульсных нейтронных методов, основанных на сравнительно малом водородосодержании газоносных пластов из-за низкой плотности газа. Достоверность оценки газонасыщенности зависит от степени расформирования зоны проникновения фильтрата в пласте. Газонасыщенность по результатам стационарных нейтронных методов определяется несколькими способами.

I. Способ опорных горизонтов, совпадающих по пористости с исследуемым пластом. Газонасыщенность оценивают по результатам измерений одним зондом НГК по зависимости:

$$q_г = f(K_г), \qquad \text{(VIII.1)}$$

где $q_г = (I_x - I_0)/(I_г - I_0)$ — двойной разностный параметр; I_x — значение НГК в пласте с неизвестным насыщением; $I_г$, I_0 — показатели НГК против пластов такой же пористости, но с газонасыщенностью $K_г$, равной 0,95 и 0, соответственно.

Зависимость, выраженная формулой (VIII.1), не меняется в диапазоне изменения пористости 16—30% и слабо зависит от длины зонда. На ее вид не влияет мощность источника, если измерения проводятся в пределах линейности аппаратуры.

Для давлений до 100 кгс/см² зависимость $q_г = f(K_г)$ хорошо аппроксимируется уравнением

$$q_г = -0{,}77 \lg K_в = -0{,}77 \lg (1 - K_г). \qquad \text{(VIII.2)}$$

Для давлений свыше 100 кгс/см², необходимо учитывать эквивалентное водородосодержание газа.

$$q_г = -0{,}77 \lg \left(K_в + \frac{620 K_г}{p_{пл}} \right), \qquad \text{(VIII.3)}$$

где $K_в$ — коэффициент водонасыщенности пор.

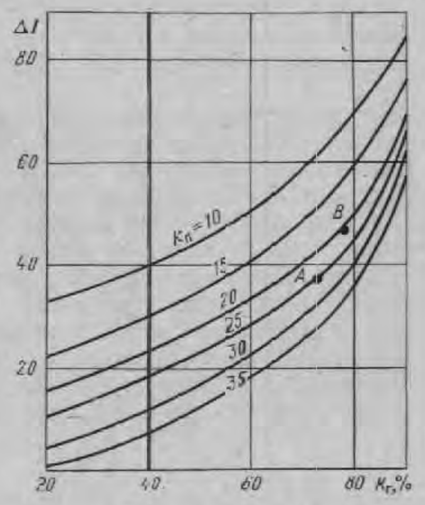


Рис. VIII.1. Зависимость относительных разностных параметров ΔI от коэффициента газонасыщенности коллекторов $K_г$

По описанному способу $K_г$ оценивается следующим образом.

На каротажной диаграмме проводятся две линии, соответствующие уровням интенсивности I_0 и $I_г$.

Затем интервал I_0—$I_г$ по опорной (базовой) кривой калибруется в величинах $K_г$.

Требования о равенстве пористости у изучаемых и опорных пластов не всегда можно соблюсти точно. Точность оценки повышается путем более детальной разбивки изучаемого разреза.

II. Способ газоносного и глинистого опорных пластов применяется, когда пористость опорного пласта не совпадает с пористостью изучаемого интервала разреза. За опорный принимается любой пропласток с пористостью $k'_п$, газонасыщенностью $K'_г$, характеризующийся вторичным гамма-излучением $I'_г$. Параметр $q_г$ для оценки газонасыщенности $K_г$ определяется по формуле

$$q_г = q'_г \frac{I_x - I_0}{I'_г - I_0}, \qquad \text{(VIII.4)}$$

где $q'_г$ — двойной разностный параметр для случая $K_г = K'_г$.

На рис. VIII.1 показана зависимость ΔI от $K_г$.

Пример. Оценить коэффициент газонасыщенности $K_г$ в пласте с исходными данными РК: $I_x = 14\,250$ имп/мин, $I_0 = 6200$ имп/мин, коэффициент пористости $k_п = 0{,}22$. Опор-

ный пласт имеет следующие данные: $K'_г = 0{,}72$, $k'_п = 0{,}25$, $I'_г = 12\,600$ имп/мин, $q'_г = 0{,}370$ (точка A).

Тогда
$$q_г = \frac{(14\,250 - 6\,200)}{(12\,600 - 6\,200)} \cdot 0{,}37 = 0{,}465,$$

для которого $K_г = 0{,}78$ (точка B).

III. Способ водородного индекса основан на комплексном учете водородосодержания пород и на предположении о существовании универсальной зависимости вида:

$$I_x = f(V_в), \qquad \text{(VIII.5)}$$

где $V_п$ — объем воды в единице объема породы (водородный индекс).

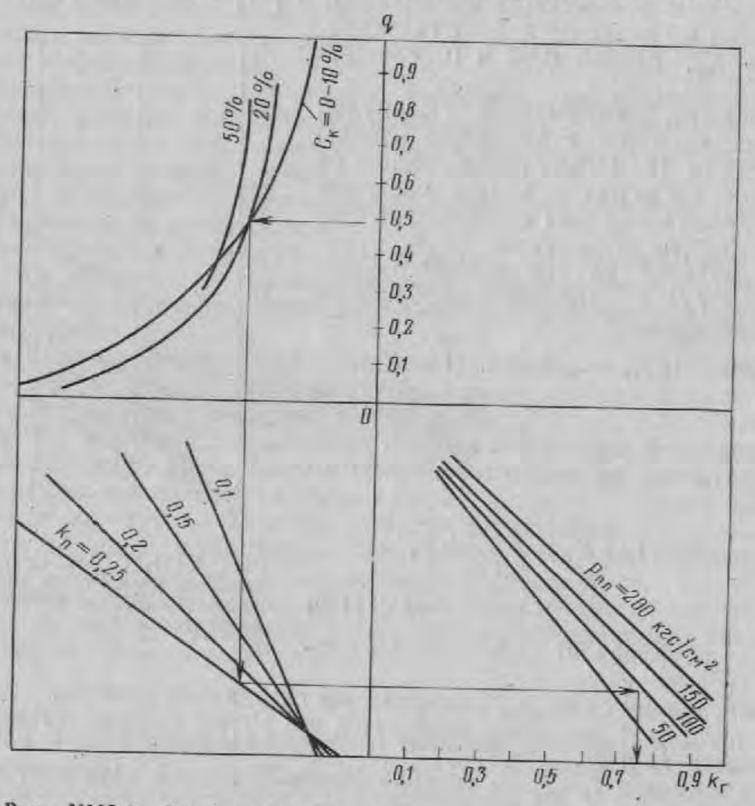


Рис. VIII.2. Номограмма для определения газонасыщенности терригенных коллекторов

Величина $V_в$ приближенно определяется по формуле

$$V_в = k_п K_в + \frac{620}{p} k_п K_г + \alpha V_{гл}, \qquad \text{(VIII.6)}$$

где $\alpha V_{гл}$ — содержание воды в глинистом материале породы; $V_{гл}$ — в некоторых случаях можно определить как разницу открытой и скелетной пористости; α — определяют из анализа связи $I_x = f(k_п + \alpha V_{гл})$ по заведомо водоносным пластам. Для этого изучается дисперсия связи S^2 при различных α. За истинное α принимается то, при котором S^2 минимально. $k_п$ и $K_в$ — определяются по электрическому каротажу. Результаты расчетов $V_в$ выражаются в виде номограммы, приведенной на рис. VIII.2. Значения НГК приведены к единым условиям при помощи двойного разностного параметра, зависимость $I_x = f(V_в)$ построена для пластов с различным содержанием карбонатного материала. Номограмма удобна и для корреляционной обработки временных замеров НГК.

IV. Метод двух зондов НГК. Этот метод используется для выделения газонасыщенных пластов с известным газосодержанием. Точность метода невысока и поэтому им следует пользоваться, когда $K_г > 50\%$. Газонасыщенность $K_г$ оценивается по разности аномалий НГК, зарегистрированных зондами большого (70 см) и малого (35 см) размера. Аппаратура тарируется в однородной среде, например в воде, т. е. результаты обязательно должны быть зарегистрированы в условных единицах. Кривые НГК, зарегистрированные двумя зондами, при копировке совмещаются по пластам, поры которых не содержат газ, например по мощным интервалам глин. Газоносные пласты с $K_г > 50\%$ выделяются по приращениям показаний НГК-70 над НГК-35.

Приращение пропорционально газонасыщенности и оценивается по формуле

$$\Delta I = A \ln(1 - K_г), \qquad \text{(VIII.7)}$$

где A — коэффициент, определяемый опытным путем.

Данный метод применяется обычно для качественной оценки газонасыщенности, которая достаточна при определении ГВК или обводнившихся пластов.

На рис. VIII.3 показаны результаты измерений двумя зондами в высокосернистых отложениях в интервале 2030—2125 м и в породах с высоким относительным сопротивлением. Интервал 2130—2190 м нельзя однозначно охарактеризовать по БКЗ, но он четче разделяется по положительным приращениям на диаграммах двух зондов НГК, на глубине 2173 м находится ГВК.

Газонасыщенность $K_г$ по результатам ИНК можно определить несколькими методами, часть которых аналогична стационарным методам (опорных горизонтов на одной задержке, двух задержках и др.). Однако наиболее целесообразно использовать методы, в которых реализуется основное достоинство ИНК — возможность оценивать среднее время жизни тепловых нейтронов в среде.

Способ опорных пластов одинаковой пористости. Сущность способа заключается в том, что для пород, содержащих газ и воду, среднее время жизни тепловых нейтронов определяется как:

$$\frac{1}{\tau_{пл}} = \frac{1 - k_п}{\tau_{ск}} + \frac{k_п K_в}{\tau_в} + \frac{k_п K_г}{\tau_г}, \qquad \text{(VIII.8)}$$

где $\tau_{пл}$ — среднее время жизни тепловых нейтронов в изучаемом пласте; $\tau_{ск}$, $\tau_в$, $\tau_г$ — то же, для скелета породы, воды и газа соответственно.

Если в разрезе имеются опорные пласты одинаковой пористости с нулевой и известной газонасыщенностью, то

$$\frac{K_{гx}}{K_{г.оп}} = \frac{\dfrac{1}{\tau_x} - \dfrac{1}{\tau_{в.п}}}{\dfrac{1}{\tau_{п.оп}} - \dfrac{1}{\tau_{в.п}}} = \frac{\lambda_x - \lambda_{в.п}}{\lambda_{п.оп} - \lambda_{в.п}}, \qquad \text{(VIII.9)}$$

где τ_x, $\tau_{в.п}$, $\tau_{п.оп}$ — соответственно значения среднего времени жизни тепловых нейтронов в изучаемом пласте, в полностью водонасыщенном пласте с той же пористостью и в максимально газонасыщенном пласте с известным $K_г$; λ_x, $\lambda_{в.п}$, $\lambda_{п.оп}$ — величины, обратные τ_x, $\tau_{в.п}$, $\tau_{п.оп}$.

Если в разрезе отсутствуют опорные пласты, необходимо использовать иные способы интерпретации. Например, в случае если пористость породы коррелируется с глинистостью, что встречается на практике довольно часто, то можно считать, что при ИННК определяется суммарный объем воды и глинистого материала, в котором время жизни тепловых нейтронов примерно одинаково с водой.

В этом случае газонасыщенность пласта определяется из соотношения

$$K_{гx} = \frac{\lambda_x - \lambda_{в.п}}{\lambda_{п.оп} - \lambda_{в.п}} \cdot \frac{k_{п.оп}}{k_{пx}} K_{г.оп}, \qquad \text{(VIII.10)}$$

где $k_{п.оп}$, $k_{пx}$ — открытая пористость опорного и изучаемого пластов.

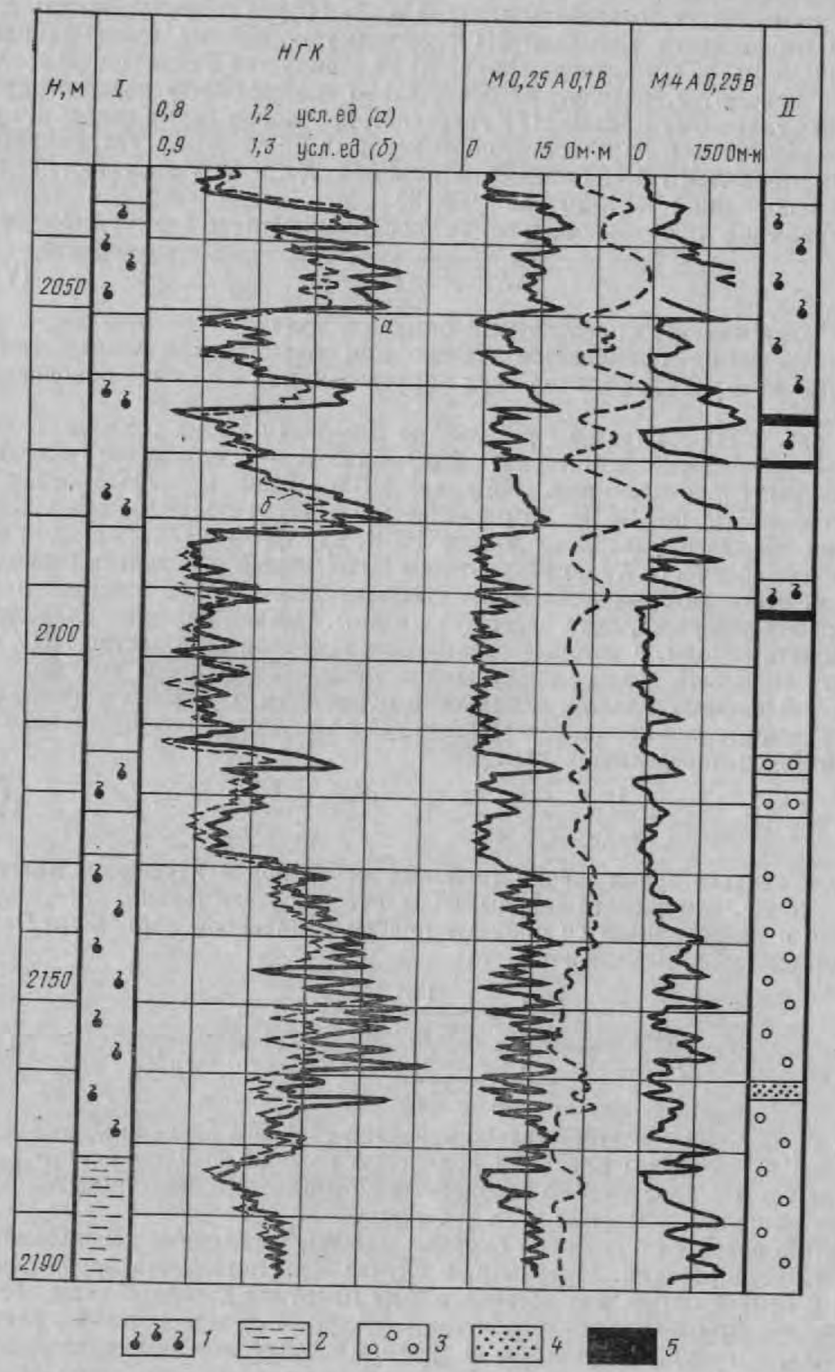


Рис. VIII.3. Пример выделения газонасыщенных пластов методом двух зондов НГК.

Зонд: *а* — НГК-70; *б* — НГК-35; метод: *I* — НГК; *II* — БКЗ; *1* — газоносный коллектор; *2* — глина; *3* — пласты с высоким относительным сопротивлением; *4* — водоносный песчаник; *5* — плотный пласт

V. Способ определения газонасыщенности по комплексу ИНК — каротаж пористости. Этот способ основан на сравнении времени жизни тепловых нейтронов и пористости, определенной другим методом (например, по НГК). Для неглинистых газонасыщенных пород

$$\lambda_x = (1 - k_п)\,\lambda_{ск} + k_п k'_в \lambda_в, \qquad \text{(VIII.11)}$$

где $K'_в$ — эквивалентный коэффициент водонасыщенности, определяемый по формуле

$$K'_в = K_в\left(1 - \frac{620}{p}\right) + \frac{620}{p}. \qquad \text{(VIII.12)}$$

При интерпретации используют результаты определения $k_п$ и λ по всем проницаемым пластам разреза, независимо от их насыщенности.

Контроль за изменением газонасыщенности в процессе разработки

Один из основных вопросов контроля за разработкой месторождений и ПХГ — установление факта обводнения продуктивных пластов, поэтому в течение всего периода эксплуатации необходимо проводить систематические наблюдения за изменением газонасыщенности пластов и перемещением положения газоводяного контакта (ГВК).

Текущее положение ГВК необходимо определять уже после отбора 1% запасов газа в период ОПЭ и дальнейшей промышленной эксплуатации.

Для определения изменения соотношения водородосодержания в пласте, следовательно, изменения состава пластового агента в коллекторе применяется радиоактивный каротаж. Заключение об изменении газонасыщенности делают на основании сопоставления временных измерений радиоактивными методами, используя в основном стационарные методы (НГК и ННК-Т). Однако при значительной глинизации газонасыщенного пласта, минерализации пластовых вод свыше 50 г/л и давлениях свыше 200 кгс/см² разрешающей способности перечисленных методов недостаточно. В этом случае необходимо проводить измерения с помощью импульсных методов каротажа.

Оценка изменения газонасыщенности по временны́м замерам нейтронными методами сводится к сопоставлению и приведению последующих диаграмм к начальной, снятой непосредственно после цементажа скважин.

При проведении временны́х исследований необходимо выполнять следующее.

Замеры в одной и той же скважине следует осуществлять приборами и источниками излучений одного типа и при одинаковых режимах, эталонируя приборы перед каждым исследованием.

В интервал измерений должны быть включены пласты с неизменной характеристикой.

Второй замер после фонового должен проводиться через 1—5 сут., время каждого последующего замера должно быть в 2—3 раза больше времени предыдущего замера.

Методика корреляционного сопоставления равновременны́х замеров НК сводится к следующему.

Для каждой пары замеров (первого и одного из последующих) строится корреляционный график, где за абсциссу принимаются данные одного замера, за ординату — второго замера. Между показателями этих двух замеров в пластах с неизменными характеристиками существует связь, описываемая уравнением

$$I'_i = aI''_i + b + V_i, \qquad \text{(VIII.13)}$$

где a, b — параметры прямой регрессии; V_i — отклонение, вызванное помехами различного рода, в том числе и изменением насыщенности; I'_i, I''_i — показания нейтронных методов на первом и втором замерах $i = 1, 2, \ldots, n$ (n — число пластов).

Используя метод наименьших квадратов, рассчитываем параметры a и b:

$$a = \frac{\sum I'_i \sum I''_i - n\sum I'_i I''_i}{(\sum I'_i)^2 - n\sum (I'_i)^2},$$

$$b = \frac{\sum I'_i \sum I''_i - \sum (I'_i)^2 \sum I''_i}{(\sum I'_i)^2 - n\sum (I'_i)^2}. \qquad \text{(VIII.14)}$$

Затем подсчитывают среднее квадратическое отклонение точек, определяемое из соотношения

$$\sigma_V = \sqrt{\frac{\sum V_i^2}{n-2}}. \qquad \text{(VIII.15)}$$

Выше и ниже средней линии на расстоянии 2σ или 3σ (в зависимости от требуемой надежности выделения пластов) проводят еще две линии. Если точки ложатся в полосе между этими линиями, считают, что насыщение пластов между сопоставляемыми замерами не изменилось.

Точки, располагающиеся выше и ниже полосы 2σ (3σ), помогают выделить пласты, изменившие свое насыщение.

Причиной изменения водородосодержания в пласте-коллекторе может быть следующее.

Расформирование фильтрата бурового раствора (уменьшение водородосодержания, соответствующее увеличению показаний нейтронной гамма-активности).

Внедрение пластовой воды в газонасыщенный пласт (уменьшение показаний).

Уменьшение плотности водородосодержания из-за заметной выработанности залежей (падение пластового давления), сопровождающееся увеличением аномалий НГК.

Таким образом, отклонение отдельных показателей вторичного гамма-излучения по пластам от линии регрессии, построенной по заведомо непроницаемым пропласткам (интервал доверительной вероятности $\pm 2\sigma$), однозначно свидетельствует об изменении газонасыщенности и, в частности, об обводнении продуктивного пласта.

Несколько иной подход к выделению обводнившихся пропластков для газонасыщенных пластов с высоким водородосодержанием, обусловленным высокими пластовыми давлениями. Водонасыщенные пласты в продуктивном разрезе можно выделить, анализируя форму зависимости спада плотности тепловых нейтронов, отмеченных ИННК.

Таким образом, установление ГВК сводится к определению границы резкого изменения водородосодержания в разрезе скважины.

Контроль за положением ГВК рекомендуется проводить на следующих месторождениях.

На крупных месторождениях через систему наблюдательных скважин, неперфорированных против исследуемых интервалов. Определение начальной, текущей и остаточной газонасыщенности позволяет оценить состояние обводнения пластов, объем воды, внедрившейся в залежь, и др.

В некоторых случаях, в частности, на газовых месторождениях с большими запасами (порядка 20—50 млрд. м^3) временные исследования нейтронными методами проводятся исключительно в эксплуатационных скважинах через фонтанные трубы.

Контроль за техническим состоянием скважин

Вопросы, возникающие при контроле за техническим состоянием эксплуатационных газовых скважин, связаны в основном с оценкой качества цементирования обсадных колонн (степень надежности изоляции пластов и герметичность затрубного пространства, заполненного цементным раствором).

Наиболее типичные дефекты, приводящие к аварийным ситуациям при эксплуатации скважин, следующие.

Одностороннее распределение цемента в затрубном пространстве.

Зазоры между цементным кольцом, колонной и стенками скважины.

Высокая проницаемость цемента.

Сообщающиеся трещины и каналы, а также разрывы сплошности цементного камня.

Замораживание цемента в зоне многолетней мерзлоты и др.

В практике промысловых работ качество цементирования обсадных колонн оценивают с помощью комплекса промыслово-геофизических методов: термометрии, радиометрических методов и метода акустической цементометрии, позволяющих определять следующее.

Высоту подъема цемента за колонной.

Степень заполнения затрубного пространства цементом, а также характер распределения цементного камня по периметру поперечного сечения и высоте заколонного пространства.

Изменения герметичности затрубного пространства, возможные в процессе эксплуатации месторождения в результате естественных и искусственных воздействий.

Метод термометрии применяется для определения высоты подъема цементного раствора (камня) за обсадной колонной, а также ориентировочного определения интервалов затрубной циркуляции.

Измерения проводят электротермометром (ТЭГ и др.), принцип регистрации основан на определении температурных аномалий в зацементированной колонне. Уровень подъема цемента определяется неоднократной последовательной регистрацией термограмм в течение ОЗЦ (2—3 сут) по резкому повышению температуры, вызванному схватыванием цемента.

К недостаткам метода термометрии, ограничивающим его применение, относятся следующие.

Снижение разрешающей способности с уменьшением кольцевого зазора за колонной и увеличением температуры в скважине.

Низкая эффективность применения метода в северных районах, так как мерзлые породы снижают разницу температур зацементированных и незацементированных пород.

Низкая эффективность при исследованиях скважин, обсадные колонны которых зацементированы шлакопесчаными, гельцементными и другими растворами.

Радиометрические методы. Определение степени заполнения цементом затрубного пространства успешно решается методом рассеянного гамма-излучения ГГК, основанного на использовании обратной зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности окружающей среды. Интервалы, где в затрубном пространстве находится цемент, характеризуются низкими показателями ГГК. При разнице плотностей цементного и бурового растворов (не менее 0,4 г/см^3, а при облегченных растворах не менее 0,29 г/см^3) с помощью этого метода можно получить представление о распределении и состоянии цементной оболочки за колонной и эксцентриситете ее в скважине.

Исследования скважин проводятся гамма-гамма-цементомером, причем в скважинах малого диаметра (89—114 мм) для оценки качества цементирования используют прибор ЦММ-3-4; в скважинах диаметром 146—168 мм применяют цементомер ЦМТУ-1 (цементомер термостойкий универсальный).

В обоих случаях в качестве источника гамма-излучения используют радиоактивный изотоп цезия или кобальта.

В скважинах большого диаметра (>219 мм) применение метода ГГК ограничено отсутствием соответствующей аппаратуры.

В настоящее время в практике исследования скважин начинают использовать прибор СГДТ-2 (скважинный гамма-дефектомер-толщиномер). Одновременная регистрация данных о качестве цементирования и толщине стенок труб обсадной колонны значительно повышает надежность привязки диаграмм и эффективность исследований при решении задач контроля за техническим состоянием эксплуатационных скважин. Для изучения плотности цемента в этом приборе используется счетчик, расположенный на оси прибора и окруженный свинцовым экраном. Экран вращается, что позволяет измерять распределение интенсивного гамма-излу-

чения по сечению скважин. Толщина колонны измеряется другим зондом, который расположен в верхней части скважинного прибора. Обе диаграммы записываются одновременно.

Различные степени заливки цемента можно имитировать на стенде и учитывать при интерпретации ГГК. При невозможности отбивки высоты подъема цемента более простыми методами (ГГК и термометрия) следует использовать метод радиоактивных изотопов.

В этом случае местоположение предварительно активированного радиоактивными изотопами цемента (от 0,5 до 1 мг-экв Ra на 1 м³) в затрубном пространстве определяют с помощью ГК. По показаниям ГК и после активации выделяют ту часть затрубного пространства, которая заполнена цементным раствором. При этом рекомендуется пользоваться радиоактивными взвесями и порошками, так как растворы радиоактивных солей могут вымываться из цементного раствора и подниматься по стволу скважины с глинистым раствором выше уровня цементного кольца. Этот метод не получил широкого применения.

Метод акустической цементометрии — наиболее эффективный при оценке качества цементирования обсадных колонн и позволяет определять степень сцепления с породой и колонной независимо от температуры и плотности цементного камня.

Скважинные исследования проводятся акустическими цементомерами АКЦ, серийно выпускаемыми промышленностью.

Методика стандартной цементометрии основана на использовании зависимости интенсивности затухания, скорости и частоты ультразвуковых колебаний от упругих и поглощающих свойств окружающей среды.

Акустическим цементомером регистрируются следующие параметры.

Время пробега звуковых волн ($t_р$) от излучателя колебаний до приемника, причем в случае отсутствия цемента за колонной время пробега волны включает время пробега от источника волн до колонны, от колонны до приемника, от источника до приемника; в зацементированной колонне — это время пробега по раствору и по системе колонна—цементное кольцо—пласт.

Амплитуда продольной ультразвуковой волны ($A_р$).

Амплитуда продольной ультразвуковой волны, распространяющейся по колонне обсадных труб ($A_к$).

Интерпретация диаграмм акустического цементомера заключается в выявлении наиболее типичных сочетаний показаний $A_р$, $A_к$ и $t_р$ в различных частях разреза скважины. При этом варианты интерпретации уточняются на физических моделях, где можно проэталонировать показания АКЦ при различных вариантах искусственной заливки с определенным сцеплением цемента с колонной и породой. Результат интерпретации АКЦ — качественная интерпретация разреза скважины, где указаны интервалы с хорошим сцеплением, с частичным сцеплением и с отсутствием цемента.

Применение в комплексе с АКЦ приставок к его наземной аппаратуре таких, как блок фазокорреляционный каротажный и др., повышает информативность цементометрии.

VIII.2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ДЕБИТОМЕРОМ ТИПА «МЕТАН»

Дебитомер предназначен для изучения распределения дебита и выделения газоотдающих пропластков по стволу газовых и газоконденсатных скважин в пределах интервала перфорации, не перекрытых фонтанными трубами. По данным дебитометрии возможно установить число работающих пропластков, их мощность и долю дебита каждого из них в суммарной производительности скважины, наличие перетоков между пластами, влияние изменения режима работы на производительность отдельных пропластков и др. Использование результатов дебитометрии позволяет определить некоторые основные газодинамические параметры для подсчета запасов, проектирования и анализа разработки газовых месторождений и ПХГ.

Наиболее удобный и широко применяемый при исследовании газовых скважин дебитомер типа «Метан», краткая техническая характеристика которого приведена в табл. VI.10. Дебитомер типа «Метан» разработан в ВНПО Союзгазавтоматика и состоит из глубинного снаряда и наземного прибора, соединенных одножильным каротажным кабелем. В комплексе с промыслово-геофизической станцией дебитомер позволяет вести непрерывную запись скорости потока газа регистратором каротажной станции, а также выполнять дискретные измерения скорости специальным счетчиком. Глубинный снаряд (рис. VIII.4) диаметром 42 мм работает при давлениях до 400 кгс/см² и температуре от 0 до 160 °С, при содержании механических примесей до 0,1 г/м³ и жидкости до 500 см³/м³. Для спуска глубинного снаряда в скважину используют каротажные подъемники, оснащенные бронированным кабелем возможно меньшего диаметра, и лубрикатор. В измерительном наконечнике установлена крыльчатка. На оси крыльчатки закреплен отражательный конус с двумя цилиндрическими магнитами. В нижней части наконечника имеется направляющий струевыпрямитель, набранный из радиально расположенных пластин. Магнитоуправляемый контактор закреплен в герметичном корпусе на ленточной растяжке. Измерительный наконечник навинчиваемый на корпус прибора, предназначен для измерения в одном из указанных в табл. VI.10 диапазонов скорости потока в стволе скважины и может быть легко заменен в полевых условиях.

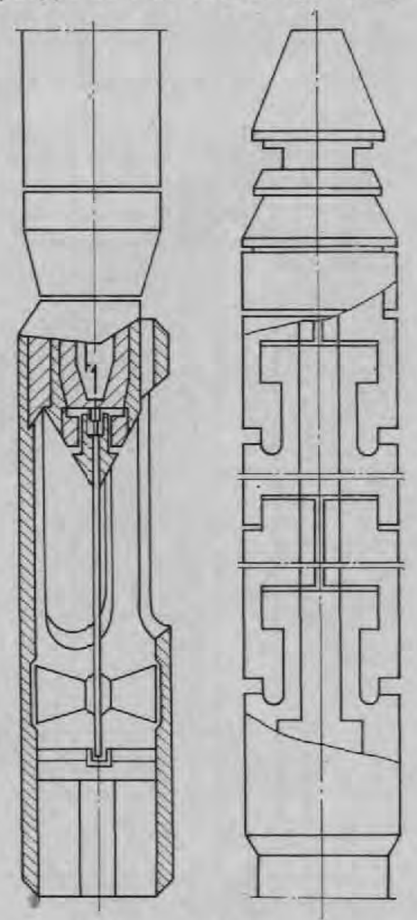


Рис. VIII.4. Дебитомер «Метан-1».

При вращении крыльчатки магниты, расположенные на отражательном конусе, управляют контактором через немагнитную стенку герметичного корпуса. Частота замыкания контактора пропорциональна угловой скорости вращения турбинки.

Наземная панель дебитомера представляет собой устройство для измерения частоты замыкания контактора, поступающей по кабелю от глубинного прибора. После усиления и формирования выходного сигнала скважинного прибора сигнал подается либо на специальное счетное устройство для дискретных измерений скорости потока, либо через соответствующий блок преобразуется в напряжение, пропорциональное частоте, и подается на вход регистратора каротажной станции, где фиксируется в виде аналоговой кривой, именуемой дебитограммой.

Прибор отличается высокой, по сравнению с другими дебитомерами, точностью и малой инерционностью.

VIII.2.1. Подготовка и проведение дебитометрии

Исследование скважин дебитомером проводится в соответствии с планом, включающим в себя как подготовительные работы, так и порядок самих исследований. Порядок подготовки и проведения сводится к следующему.

Изучают исходные параметры скважины: глубину забоя, интервал вскрытия, конструкцию скважины, диаметры обсадных и фонтанных труб, глубину их спуска и др.

Изучают результаты ранее проведенных геофизических, газоконденсатных и газогидродинамических исследований, параметры пласта, дебиты, давления и температуры на различных режимах, наличие возможности образования гидра-

тов, период стабилизации давления, дебитов, продолжительность восстановления давления после закрытия, депрессию на пласт, количество жидких и твердых примесей, количество поступающей пластовой воды и др.

С учетом существующей конструкции скважин, наземного оборудования, предполагаемой задачи исследования составляется и утверждается план подготовки и проведения работы.

Устье скважины оборудуют площадкой и устройствами для замера дебита, давления, температуры, количества жидких и твердых примесей в процессе испытания.

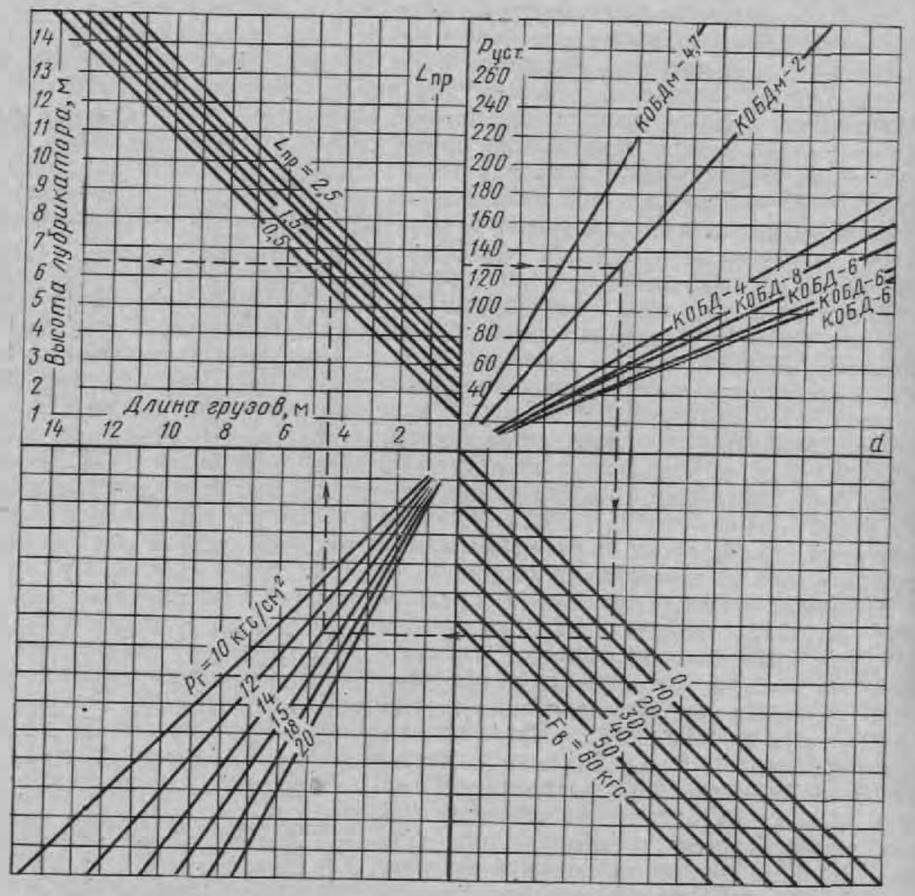


Рис. VIII.5. Номограмма для определения высоты лубрикатора и количества грузов

Если возможно, то переводят скважину с эксплуатации по фонтанным трубам на работу по затрубью с максимальным дебитом из предусмотренных программой, обеспечивающим минимальное количество грузов.

Замеряют давление и дебит скважины при переключении ее на режим исследования.

Определяют максимально возможную скорость потока на забое при выходе из фонтанных труб выше интервала вскрытия продуктивного пласта по формуле (VIII.16).

Устанавливают в глубинный прибор турбинку с пределом измерения скорости, обеспечивающим нормальную работу прибора на всех режимах, предусмотренных планом исследования, если «Метан-1», то 0,1—3 или 0,25—10 м/с; если «Метан-2», то 0,1—3 или 0,25—10, или 0,4—50 м/с.

Заводят кабель через оттяжные и направляющие ролики и сальник лубрикатора и подсоединяют к кабельной головке дебитомера.

Определяют необходимую высоту лубрикатора по номограмме, показанной на рис. VIII.5. Ключ для определения высоты лубрикатора в зависимости от устьевого давления, марки кабеля, выталкивающей силы потока газа, действующей на прибор, веса метра длины груза и длины прибора показан на номограмме.

Выталкивающая сила потока определяется по номограмме, приведенной на рис. VIII.6, в зависимости от дебита скважины, диаметра фонтанных труб, давления, температуры, коэффициента сжимаемости газа и относительной плотности.

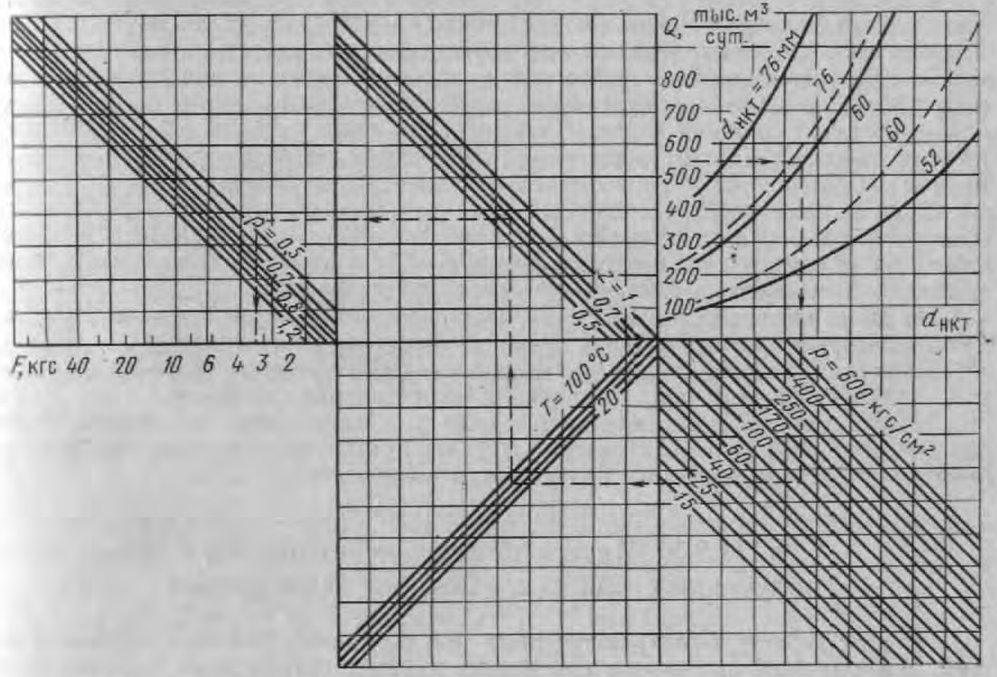


Рис. VIII.6. Номограмма для определения выталкивающей силы потока газа

Монтируют лубрикатор (иногда несколько секций) требуемой высоты.

Кабельную головку дебитомера пропускают через конус лубрикатора, а затем соединяют сальник и корпус лубрикатора.

Подбирают необходимое количество грузов по номограмме (см. рис. VIII.5), соединяют их с кабелем, закрепляют над кабельной головкой и заводят грузы в лубрикатор.

С помощью установки, предусмотренной программой исследования, типа УПТ-32, «Бакинец-3М», А-50, А-40, АБ-ТМ поднимают лубрикатор с грузами над фонтанной арматурой на уровень буферного фланца, поддерживая при этом грузы в корпусе лубрикатора.

Выводят кабельную головку дебитомера из корпуса лубрикатора и подсоединяют к дебитомеру.

Проверяют на поверхности работоспособность всех узлов системы: глубинного прибора, частотомера, регистратора и др. Затем заводят в корпус лубрикатора прибор, устанавливают лубрикатор на буферном фланце и закрепляют.

Выравнивают давление в лубрикаторе с давлением на головке скважины путем перепуска газа по медной трубке через вентиль в корпусе лубрикатора.

Полностью открывают задвижки, начиная с буферной, и опускают прибор на 30—40 м.

Включают прибор и снова проверяют работоспособность системы. Если все узлы системы работают нормально, спускают прибор со скоростью 25—35 м/мин до башмака фонтанных труб.

На расстоянии 10—15 м от воронки фонтанных труб прекращают спуск и устанавливают масштаб записи.

Для регистрации работы прибора в интервале перфорации устанавливают скорость спуска 0,4—0,5 м/с. Регистрация проводится при спуске прибора. Контроль за измерением скорости осуществляется при работе прибора в исследуемом интервале на данном режиме.

Полученные результаты считаются качественными, если расхождение дебитов, привязанных к фиксированной глубине, не превышает 5%.

Запись диаграмм желательно осуществлять по двум каналам с масштабом глубин 1 : 500 и 1 : 200.

Если по программе работ требуется только выделение работающих интервалов и оценка их дебитов, то замеры достаточно проводить только на одном режиме. Если долевое участие отдельных пропластков в общем дебите на различных режимах изменяется не очень существенно, то с целью сокращения продолжительности испытания низкопродуктивные скважины можно исследовать только на одном режиме. Принимая долевое участие пропластков в общем дебите скважины на всех режимах работы одинаковым с измеренным, можно определить коэффициенты фильтрационного сопротивления каждого пропластка.

Если в план работы входит определение коэффициентов фильтрационного сопротивления каждого пропластка с изменяющимися долями дебита в общем дебите на различных режимах, то дебитограммы должны быть сняты не менее чем на 5—6 режимах, а также в остановленной скважине.

На вновь вводимых в разработку месторождениях, где нет аномальных давлений, измерение дебита в остановленной скважине не обязательно.

Наличие перетока газа между пластами можно установить и по дебитограммам, полученным на различных режимах без остановки скважины.

На газоконденсатных месторождениях с содержанием конденсата более 500 см³/м³ проведению дебитометрии должны предшествовать тарировочные работы для газа с необходимым содержанием конденсата.

VIII.2.2. Интерпретация дебитограмм, полученных при исследовании дебитомером

На всех дебитограммах, полученных при различных режимах работы скважин, должны быть приведены следующие данные: организация, проводившая измерение, дата исследования, номер скважин, диаметр и глубина спуска фонтанных труб и обсадной колонны, интервалы перфорации, вид перфоратора и плотность отверстий, забой скважины, давление и температура на устье, дебит газа, воды, конденсата, количество механических примесей, время начала и конца измерения, масштабы глубин и дебитов, скорость измерения, степень стабилизации режимов.

Для качественной интерпретации результатов дебитометрии должны быть использованы имеющиеся результаты, полученные другими методами (электрические, радиоактивные, акустические, температурные и др.), тарировочные данные дебитомера и результаты наземных замеров давления, температуры, дебита и т. д.

Интерпретация дебитограмм позволяет установить и оценить следующее.

Утечкаи газа через лубрикатор.

Напрвление потока газа.

Дебиты отдельных пропластков.

Работающие интервалы.

Межпластовые перетоки газа.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления отдельных пропластков.

Тарировка дебитомера

Для определения поинтервального дебита по результатам измерения профиля скоростей используется связь между частотой вращения f и скоростью потока газа v. Универсальных тарировочных кривых, учитывающих физические

свойства окружающей среды, скорость спуска прибора, температуру, конструктивные особенности турбинки и преобразователя и пригодных для любой скважины, нет. Поэтому тарировка прибора для расшифровки дебитограмм осуществляется на исследуемой скважине на основании равенства дебитов у башмака фонтанных труб и на поверхности при отсутствии утечки газа через сальниковое устройство или известной ее величине $Q_{ут}$.

Скорость потока у башмака фонтанных труб

$$v = 0{,}52\,\frac{TzQ}{pD^2}, \qquad \text{(VIII.16)}$$

где $Q = Q_{из} + Q_{ут}$ — дебит газа, измеренный на измерителе критического или докритического истечения, и утечка через сальниковое устройство, тыс. м³/сут; p, T — давление (в кгс/см²) и температура (в К) в рассматриваемом сечении соответственно; z — коэффициент сверхсжимаемости газа при p и T; D — диаметр сечения, в котором измеряется скорость.

Связь между частотой вращения и скоростью потока для дебитомеров типа «Метан» можно выразить формулой

$$v = \alpha f. \qquad \text{(VIII.17)}$$

Опытным путем установлено, что влияние температуры от 0 до 70 °С, давления от 0 до 250 кгс/см² и состава газа на связь между скоростью потока и частотой вращения турбинки находится в пределах инструментальной погрешности дебитомера и не превышает ±5%. Поэтому для дебитомера типа «Метан» связь скорости потока с частотой вращения можно выразить при изменении скоростей: от 0,1 до 3 м/с

$$v_1 = 0{,}25f; \qquad \text{(VIII.18)}$$

от 0,25 до 10 м/с

$$v_2 = 0{,}075f. \qquad \text{(VIII.19)}$$

Дебиты в сечении, соответственно, для первого и второго диапазона изменения скоростей

$$Q_1 = 0{,}48\,\frac{fpD^2}{Tz},$$

$$Q_2 = 0{,}144\,\frac{fpD^2}{Tz}. \qquad \text{(VIII.20)}$$

Из (VIII.20) видно, что между дебитом и частотой вращения турбинки существует линейная связь.

Если газ движется сверху вниз (обратный поток), коэффициент пропорциональности изменяется. Прибор при обратном потоке тарируется при подъеме дебитомера с последовательно увеличивающимися скоростями с шагом 0,15—0,2 м/с. По счетчику каротажного кабеля определяется скорость подъема $v_п$, а по прибору дискретного счетчика на наземной панели — частота вращения f. Графическая зависимость скорости потока $v_п$ от частоты вращения f позволяет определить коэффициент пропорциональности обратного потока α.

Определение утечки газа в сальнике лубрикатора

Утечка газа $Q_{ут}$ через сальниковое устройство зависит от его герметичности, т. е. от зазора между каротажным кабелем и уплотняющим элементом, а также от устьевого давления, свойств газа и др.

При незначительных изменениях устьевого давления на различных режимах работы скважины утечка практически постоянна для всех режимов. Если на различных режимах устьевое давление изменяется существенно, то $Q_{ут}$ будет также меняться значительно.

При исследовании высокодебитных скважин с дебитами 0,2—2,0 млн. м³/сут утечка, как правило, составляет единицы процентов и ею можно пренебречь. Если исследуется низкодебитная скважина, особенно с максимальным дебитом до

100 тыс. м³/сут, то для правильной интерпретации результатов измерения и обработки полученных данных утечка газа через лубрикатор должна быть учтена.

Утечка определяется по дебитомеру. В закрытой скважине, когда устьевое давление достигает своего максимума, имеет место максимальная утечка газа $Q_{\text{ут max}}$. Максимальная утечка определяется по измеренной частоте вращения турбинки по формулам (VIII.18), (VIII.19). Допуская линейную связь между утечкой и устьевым давлением, строят графическую зависимость для двух значений p_y и $Q_{ут}$: при $p_y = 0$ утечка также равна нулю ($Q_{ут} = 0$) и при $p_{y\,max}$ (в остановленной скважине) утечка газа также равна максимуму ($Q_{ут\,max}$). Прямая, проведенная через точку $p_{y\,max}$ и $Q_{ут\,max}$ и начало координат ($p_y = 0$), $Q_{ут} = 0$), позволяет оценить утечку при любом устьевом давлении.

Определение направления потока газа

На многопластовых месторождениях, вскрытых единым фильтром, в зависимости от их неоднородности, расположения и степени истощения в остановленной скважине и на некоторых режимах ее работы, когда давление вышележащего пласта больше забойного давления на данном режиме, поток газа может быть направлен сверху вниз. Конструкция дебитомеров не позволяет определить направление потока газа. Поэтому при измерении и интерпретации результатов дебитометрии должно быть определено направление потока.

Как правило, скорость потока газа измеряется при спуске прибора. Поэтому измеряемая скорость потока завышена на величину, равную скорости спуска прибора

$$v_{из} = v_г + v_{сп}, \qquad \text{(VIII.21)}$$

где $v_{из}$ — измеряемая скорость потока, м/с; $v_г$ — скорость потока газа, м/с; $v_{сп}$ — скорость спуска прибора, м/с.

Если поток движется сверху вниз, то измеряемая прибором скорость будет определяться из выражения

$$v_{из} = v_г - v_{сп}. \qquad \text{(VIII.22)}$$

Условие, аналогичное (VIII.21), следует получить при направлении потока сверху вниз путем замера скорости потока при подъеме дебитомера.

Для определения направления потока при исследовании дебитомером необходимо периодически останавливать прибор. Тогда при его спуске:

1) увеличение показаний регистратора при остановке прибора будет свидетельствовать о потоке, движущемся вниз;

2) уменьшение показаний регистратора при остановке прибора — о направлении потока снизу вверх;

3) нулевой уровень показаний регистратора при остановке прибора показывает на отсутствие потока газа в данном интервале.

При подъеме прибора и периодической его остановке:

1) увеличение показаний регистратора будет свидетельствовать о направлении потока снизу вверх;

2) уменьшение показаний регистратора — на направление потока сверху вниз.

Контрольные измерения для определения направления потока следует проводить в интервалах между газоотдающими пропластками.

Определение дебитов работающих интервалов

Обработка диаграмм начинается с дебитограммы, снятой на максимальном дебите. Работающий интервал на диаграмме характеризуется возрастанием частоты вращения турбинки. После прохождения работающего интервала скорость вращения турбинки стабилизируется (рис. VIII.7).

Дебит в i-м сечении определяется по формуле

$$Q_i = Q_{общ} \frac{f_i F_i}{f_{об} F_{об}}, \qquad \text{(VIII.23)}$$

где $Q_{общ}$ — общий дебит скважины, определяемый либо по формуле (VIII.20) при известном коэффициенте пропорциональности для используемой турбинки, либо по данным замера дебита на поверхности по дифманометру или ДИКТу с учетом утечки газа через сальниковое устройство, тыс. м³/сут; F_i, $F_{об}$ — соответственно площади сечения, через которые проходят дебиты Q_i и $Q_{об}$; f_i, $f_{об}$ — частота вращения турбинки в соответствующих сечениях, Гц.

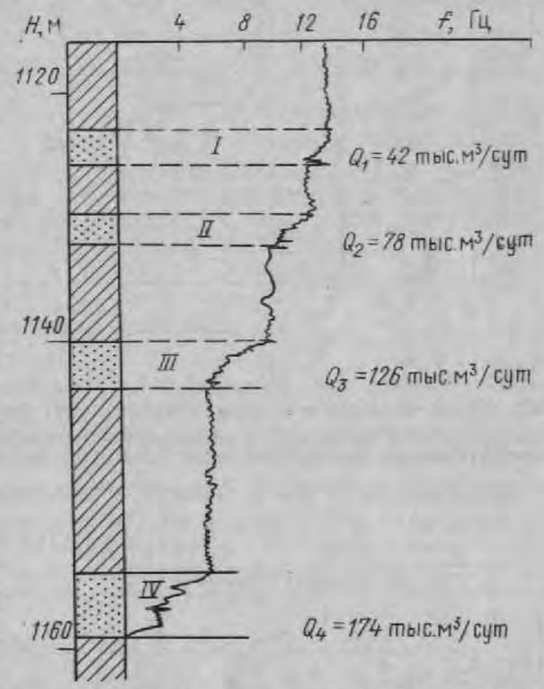


Рис. VIII.7. Характерный вид дебитограммы, снятой в неоднородном пласте.
I—IV — газоотдающие интервалы

В обсаженных скважинах, как правило, $F_{об} = F_i$ и поэтому дебит в i-м сечении определяется по формуле

$$Q_i = Q_{общ} \frac{f_i}{f_{об}}.$$

Дебит из отдельных газоотдающих интервалов определяется по формуле

$$Q_{i\,ин} = Q_{общ} \frac{T_{об} z_{об}}{T_i z_i} \frac{p_{ср\,i}}{p_{об}} \times \times \frac{f_к F_к - f_п F_п}{f_{об} F_{об}}, \qquad \text{(VIII.24)}$$

где T_i, p_i, z_i — соответственно средняя температура, давление и коэффициент сверхсжимаемости газа для интервала, в котором определяется $Q_{i\,ин}$; $T_{об}$, $p_{об}$, $z_{об}$ — соответственно температура, давление и коэффициент сверхсжимаемости в сечении, где происходит общий дебит $Q_{общ}$; $F_к$, $F_п$, $F_{об}$ — площади сечения соответственно у кровли и подошвы i-го интервала и сечения, через которое проходит общий дебит; $f_к$, $f_п$, $f_{об}$ — частоты вращения турбинки соответственно у кровли и подошвы i-го интервала и в сечении, где проходит общий дебит.

Как правило, показания $f_{об}$ и параметры $T_{об}$, $z_{об}$, $p_{об}$, $F_{об}$ берутся у башмака фонтанных труб, если скважина эксплуатируется через затрубное пространство.

Для месторождений с газонасыщенной мощностью до 100 м T_i, z_i, $p_{ср\,i}$ и $T_{об}$, $z_{об}$, $p_{об}$ можно принять одинаковыми. Если при этом скважина обсажена трубами и эксплуатируется через затрубное пространство, то $F_к$, $F_п$ и $F_{об}$ также одинаковы. Поэтому дебит из i-го интервала в таких скважинах следует определить по формуле

$$Q_{i\,ин} = Q_{общ} \frac{f_к - f_п}{f_{об}}. \qquad \text{(VIII.25)}$$

Пример. Определить дебит скважины в i-м сечении при ее работе с дебитом 420 тыс. м³/сут и частотами вращения $f_i = 10$ и $f_{об} = 13{,}8$ Гц.

$$Q_{i\,ин} = 420 \frac{10}{13{,}8} = 304 \text{ тыс. м}^3\text{/сут}.$$

Выделение работающих интервалов

В практике разработки газовых месторождений и ПХГ выделение работающих интервалов дебитомером имеет такое же существенное значение, как и определение дебитов этих интервалов. Устьевые замеры общего дебита и равномерное

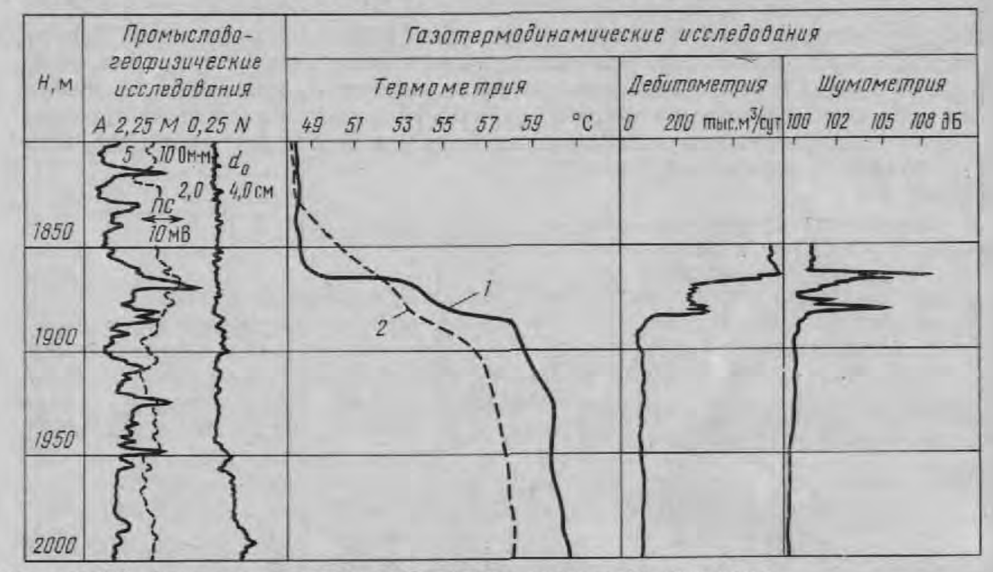


Рис. VIII.8. Определение границ работающих интервалов скважины.
Термограмма в скважине: *1* — с неперекрытым интервалом перфорации; *2* — с перекрытым интервалом перфорации фонтанными трубами

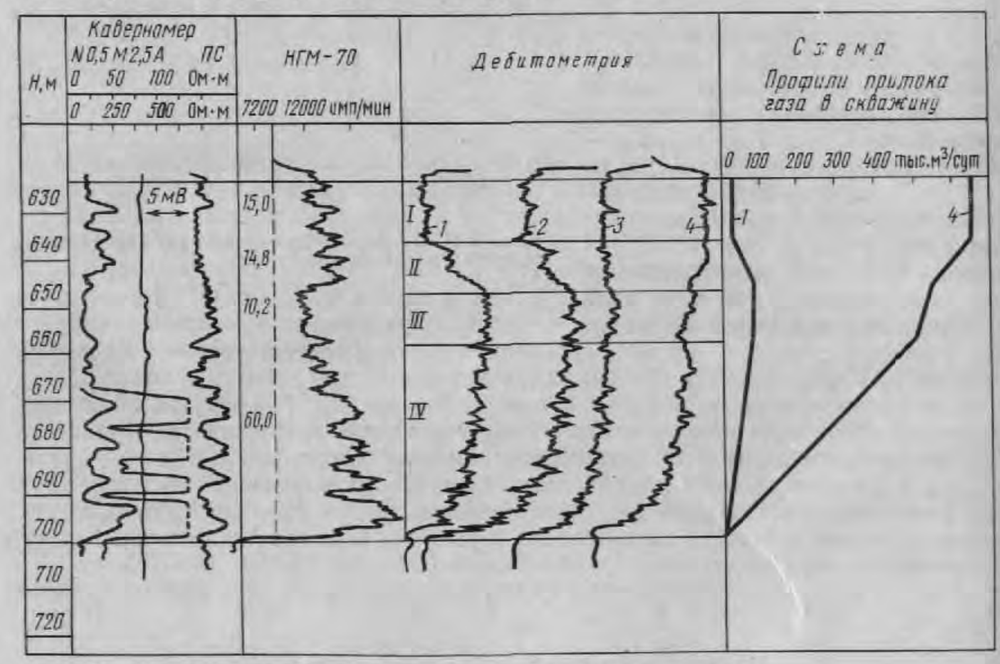


Рис. VIII.9. Дебитограммы, снятые в скв. 99 месторождения Газли.
I—IV — пропластки; *1—4* — соответственно при дебитах 0, 75, 200, 650 тыс. м³/сут

распределение его по всей газоносной мощности приводит к неправильному определению параметров пласта и ошибочному прогнозу добычи газа, истощения залежи и внедрения краевых и подошвенных вод.

Работающие интервалы выделяют дебитометрией, термометрией и шумометрией. Последняя не получила широкого внедрения, хотя разрешающая способность шумомера весьма высока.

Работающие интервалы, не перекрытые фонтанными трубами, выделяются дебитометрией с большей точностью, чем термометрией. Однако абсолютная величина точности выделения газоотдающих интервалов дебитомером, кроме его конструктивных особенностей, зависит еще и от степени неоднородности разреза и поинтервального и общего дебитов. При больших депрессиях (дебитах) границы газоотдающих интервалов выделяют увереннее. В более истощенных месторождениях в зависимости от пластового давления отдельных пластов и режима работы скважины, т. е. забойного давления на этих режимах, работающие интервалы надо выделять тщательнее. По результатам исследований, проведенных дебитомером типа «Метан» на скважинах различных месторождений СССР, установлено, что точность выделения нижних границ работающих интервалов составляет $\pm 0{,}5$—1 м, а верхних границ — ± 1—2 м.

Границы газоотдающих интервалов показаны на рис. VIII.8. В приведенном на рис. VIII.9 случае при неточности выделения в 3 мм погрешность составляет 1 м. Если интервал представлен часто чередующимися пропластками мощностью до 1 м, то выделение каждого из них затруднительно и такие пласты выделяются как единое целое. При этом продуктивность интервала и вероятность его работы оцениваются по коэффициентам газонасыщенности и пористости.

Оценка межпластовых перетоков

Пласты многопластовых месторождений с различными фильтрационно-емкостными свойствами, вскрытые единым фильтром, при отсутствии площадной гидродинамической связи между ними истощаются неравномерно. Пласты с хорошими коллекторскими свойствами истощаются быстрее, что приводит к более интенсивному снижению пластового давления и межпластовым перетокам.

В начале разработки многопластовых залежей пластовые давления отдельных пропластков при одинаковом составе газа во всех пластах отличаются только глубиной их залегания, что при отсчете от верхнего продуктивного пласта выражается формулой

$$p_{i\,\text{гл}} \gg p_1 e^{S_i}, \qquad \text{(VIII.26)}$$

где p_1 — пластовое давление самого верхнего пласта, кгс/см²; $S_i = 0{,}03415\bar{\rho}h_i/z_{\text{ср}\,i}T_{\text{ср}\,i}$; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; h_i — расчетная глубина i-го пласта, м; $z_{\text{ср}i}$ — коэффициент сверхсжимаемости i-го пласта при $T_{\text{ср}}$ и $p_{\text{ср}}$; $T_{\text{ср}}$ — температура, К.

В процессе разработки неоднородного по разрезу многопластового месторождения, вскрытого единым фильтром, возможны три варианта.

I. $p_i > p_j e^{S_i}$, т. е. в остановленной и работающей скважине, пока $p_i > p_3 > p_j e^{S_i}$, происходит переток из нижнего пласта в верхний, что возможно при полном отсутствии или очень слабой гидродинамической связи между пластами, когда коллекторские свойства нижнего пласта более низкие, чем верхнего; если нижний пласт имеет аномально высокое давление; когда нижний пласт позже приобщен к верхнему и т. д. Дебитограмма, снятая в скважине месторождения Газли, показывает переток в интервал *II* из нижнего интервала *IV*. Как правило, наличие перетока наиболее четко выражено на дебитограммах, снятых в остановленной скважине при $Q_{\text{уст}} = 0$ (см. рис. VIII.9, кривая *1*). Кривая *2*, снятая при $Q_{\text{уст}} = 75$ тыс. м³/сут, также показывает наличие перетоков, но по сравнению с кривой *1* количество перетекающего газа ~ на 25% меньше, что связано с пластовым давлением интервала *II* и разностью забойных давлений в остановленной и работающей с дебитом $Q_{\text{уст}} = 75$ тыс. м³/сут скважине. На третьем режиме при $Q_{\text{уст}} = 200$ тыс. м³/сут вследствие равенства давлений в интервале *II* и забойного, т. е. $p_{\text{пл II}} = p_3$, перетока нет, и дебит на устье соответствует дебиту нижнего *IV* интервала.

На четвертом режиме в силу $p_{\text{пл II}} > p_{\text{з}}$ перетока нет и работают все пласты. Схематично профиль притока газа при $Q_{\text{уст}} = 0$ и $Q_{\text{уст}} = 650$ тыс. м³/сут показан на этом же рис. VIII.9.

II. $p_i < p_j e^{S_i}$, т. е. в остановленной и работающей скважине на режимах до $p_i < p_{\text{з}} < p_j e^{S_i}$ происходит переток из верхнего пласта в нижний, что возможно

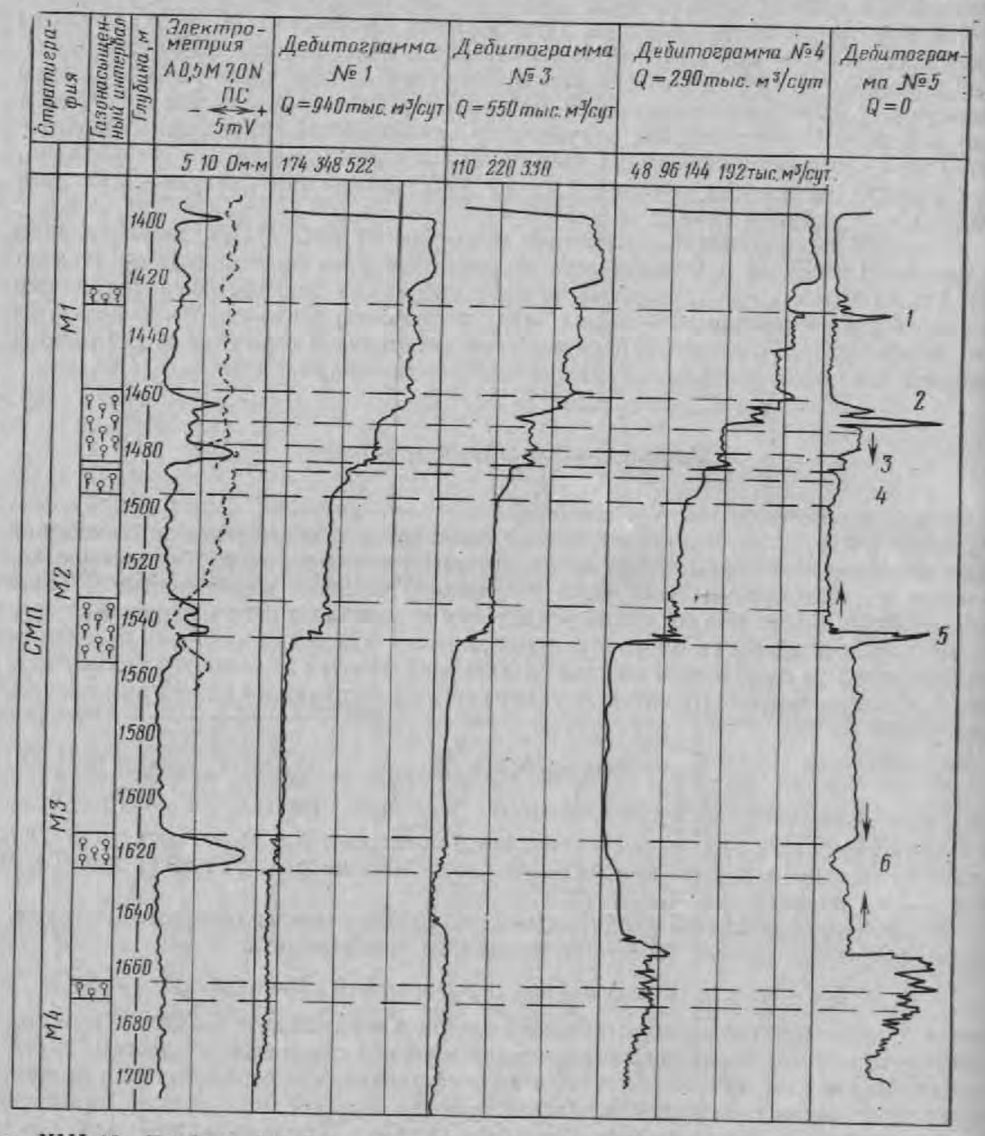


Рис. VIII.10. Профиль притока, снятый в скв. 174 Шебелинского месторождения при наличии перетока газа из вышележащего горизонта в нижележащий

при условиях, полностью противоположных изложенным в п. I. Переток газа из вышележащего горизонта в нижележащий показан на рис. VIII.10. Дебитограмма, снятая в скважине Шебелинского месторождения, показывает, что интервал *б* имеет лучшие коллекторские свойства. При больших дебитах этот интервал дает небольшой приток газа. На режиме $Q_{\text{уст}} = 290$ тыс. м³/сут наблюдается поглощение, что может иметь место при $p_{\text{з}} > p_{\text{пл }6}$. Дебитограмма, снятая в остановленной скважине, показывает переток из пласта *5* в пласт *б*.

III. $p_i = p_j e^{S_i}$, т. е. истощение пластов происходит пропорционально их запасам и пластовые давления отдельных пластов в течение всего периода разработки равны, что свидетельствует о хорошей гидродинамической связи между пластами. Характерный вид дебитограммы при этом показан на рис. VIII.7.

Приведенные дебитограммы при различных сочетаниях пластовых давлений для многопластовых месторождений указывают на необходимость проведения дебитометрии в газовых скважинах для контроля за разработкой газовых месторождений.

Определение параметров пласта по разрезу

Обработка результатов исследования скважин, вскрывших неоднородные пласты единым фильтром, при стационарных режимах фильтрации по устьевым замерам приводит к осреднению по разрезу полученных коэффициентов фильтрационного сопротивления, исключая этим возможность правильного прогнозирования поведения отдельных пропластков многопластовых залежей.

Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления газогидродинамическими методами по устьевым замерам при различных пластовых давлениях и параметрах отдельных пластов не представляется возможным. Поэтому в настоящее время дебитометрия — практически единственный метод, позволяющий с точностью до 10% определить коэффициенты фильтрационного сопротивления каждого пласта.

Результаты исследования при стационарных режимах (а в некоторых случаях и нестационарных) фильтрации для определения параметров отдельных пропластков обрабатываются в следующей последовательности.

Снимается дебитограмма не менее чем на 5—6 режимах с одновременным замером общего дебита на устье.

Измеряется или рассчитывается по устьевым замерам забойное давление на всех режимах. При сравнительно небольшом этаже газоносности и отсутствии пластов с аномальными пластовыми давлениями $p_{\text{з}}$ всех пропластков можно принять одинаковым. В общем, для каждого пропластка $p_{\text{з}}$ должно быть рассчитано на середину его мощности.

Из дебитограмм выделяются работающие интервалы и определяется мощность каждого интервала h_i.

Из дебитограммы для каждого режима определяются дебиты этих интервалов $Q_{i\text{ ин}}$ согласно формуле (VIII.24).

Обрабатываются результаты исследования с дебитомером при стационарных режимах фильтрации.

Для каждого пропластка используют формулу

$$p^2_{\text{пл }i} - p^2_{\text{з}ij} = a_i Q_{ij} + b_i Q^2_{ij}, \qquad \text{(VIII.27)}$$

где i — индекс газоотдающего интервала; a_i, b_i — коэффициенты фильтрационного сопротивления i-го пласта; j — индекс режима, изменяется от 1 до 5—6 и одинаков для всех пропластков; $p_{\text{пл }i}$ — пластовое давление i-го пласта; $p_{\text{з }ij}$ — забойное давление i-го пласта на j-м режиме.

Если пластовые давления отдельных пластов сильно отличаются, то возможно, что при общем числе режимов $j = 5$—6 для пластов с низким пластовым давлением число режимов окажется меньшим. Поэтому при составлении программы исследований дебитомером необходимо выбрать такие режимы и в таком количестве, чтобы при обработке результатов исследования для каждого пласта обеспечивалось бы не менее 5—6 режимов.

По полученным данным строятся зависимости Δp^2 и $\Delta p^2/Q_i$ от Q_i по отдельным пропласткам, а также по общему устьевому замеру и определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления a_i, b_i, $A_{\text{об}}$, $B_{\text{об}}$.

Если при обработке часть индикаторных кривых не проходит через начало координат, то такие индикаторные кривые должны быть обработаны с внесением поправки.

Если пластовые давления отдельных пропластков неизвестны, то, исходя из известных забойных давлений и дебитов пропластков, индикаторные кривые следует обработать по методике с неизвестным пластовым давлением согласно

Таблица VIII.1

Обработка результатов исследования скважин дебитометрией при стационарных режимах фильтрации

Режим	$p_з$, кгс/см²	$p_{пл}^2 - p_з^2 = \Delta p^2$	$Q_{общ}$, тыс. м³/сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_{общ}}$	I пласт		II пласт		III пласт		IV пласт	
					Q_I, тыс. м³/сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_I}$	Q_{II}, тыс. м³/сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_{II}}$	Q_{III}, тыс. м³/сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_{III}}$	Q_{IV}, тыс. м³/сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_{IV}}$
1	99,50	100	223	0,449	29	3,45	39	2,57	60	1,67	95	1,05
2	98,49	300	596	0,500	81	3,70	110	2,73	160	1,88	245	1,23
3	97,47	500	906	0,555	127	3,94	174	2,37	245	2,04	360	1,39
4	96,44	700	1174	0,598	169	4,15	230	3,04	325	2,15	450	1,55
5	95,39	900	1420	0,634	204	4,41	281	3,20	390	2,31	545	1,65
6	94,34	1100	1687	0,653	242	4,55	335	3,29	460	2,39	650	1,69
7	93,27	1300	1900	0,684	277	4,70	380	3,42	520	2,50	723	1,80

Примечание. $p_{пл} = 100$ кгс/см².

п. IV.2.3 или п. IV.2.4. Далее по известным коэффициентам фильтрационного сопротивления, дебитам и забойным давлениям приближенно определяются пластовые давления каждого пропластка.

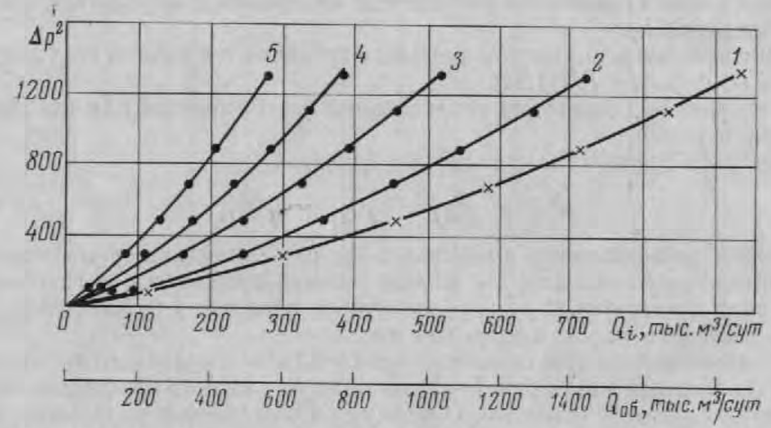


Рис. VIII.11. Зависимость Δp^2 от Q.

1 — по общему устьевому замеру; *2—5* — для отдельных пропластков (дебит замерен дебитомером)

Из найденных a_i определяется проводимость каждого пласта, а также по известной из дебитограммы мощности h_i — проницаемости пластов. При этом следует очень внимательно относиться к работающей мощности, так как иногда неудачная перфорация, загрязнение призабойной зоны, наличие пробки и др. могут служить причиной отсутствия притока из хорошо проницаемого газонасыщенного интервала.

Результаты дебитометрии, проведенной перед остановкой скважины для восстановления давления, должны быть использованы и при обработке кривых восстановления давления.

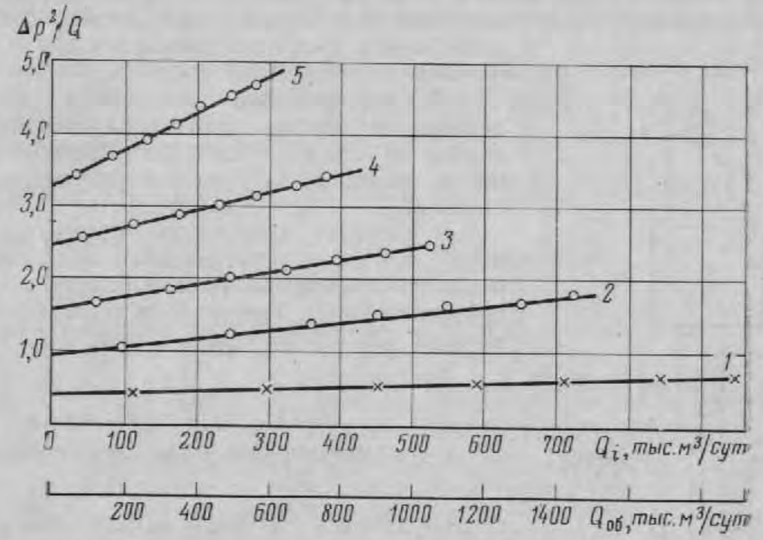


Рис. VIII.12. Зависимость $\Delta p^2/Q$ от Q.

1 — по общему устьевому замеру; *2—5* — для отдельных пропластков (дебит замерен дебитомером)

Пример обработки индикаторной кривой по данным дебитометрии и замеров давления и температуры приведен в табл. VIII.1 и показан на рис. VIII.11, VIII.12. Порядок расчета забойных давлений и дебитов по устьевым замерам изложен в главах III, VI.

VIII.3. ТЕРМОМЕТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Проведение термометрических исследований и получаемые при этом данные о распределении температуры по стволу работающей и остановленной скважины позволяют выделить газоотдающие интервалы, оценить дебиты отдельных пропластков, определить условия выделения тяжелых компонентов углеводородов, установить места возможной утечки газа при наличии дефекта в колонне, образования гидратов, выяснить наличие перетоков на различных режимах работы скважины и др.

Термометрия в газовой скважине наравне с дебитометрией получила достаточно широкое применение. Термометрия — практически единственный метод, позволяющий получить весьма надежные результаты по изучению работающих интервалов, перекрытых фонтанными трубами. Надежность и качество получаемых при термометрии результатов зависят от структуры и параметров продуктивного разреза, свойств и состава газа, депрессии на пласт, технической характеристики термометра и конструкции скважины.

Применяемые при промыслово-геофизических исследованиях дистанционные электрические термометры преобразуют изменение измеряемой температуры в изменение частоты переменного напряжения, подаваемого глубинным прибором на поверхность. Частотный признак сигнала, определяющий измеряемую величину, не зависит от изменения коэффициента передачи линии связи и помех в линии. Датчиком служит термочувствительный элемент, представляющий собой два сопротивления R_t, показанные на электрической схеме (рис. VIII.13). Эти сопротивления зависят от температуры среды, в которой находится прибор. Основной

узел глубинного прибора — генератор R_c с изменяющейся частотой, управляемый двумя названными термочувствительными сопротивлениями R_t. Генератор состоит из трехкаскадного усилителя с большим коэффициентом усиления. Термочувствительные элементы определяют частоты автоколебаний генератора, период t которых линейно зависит от сопротивления. Глубинный прибор питается от источника постоянного тока с напряжением 250 В через балластное сопротивление $R_б$.

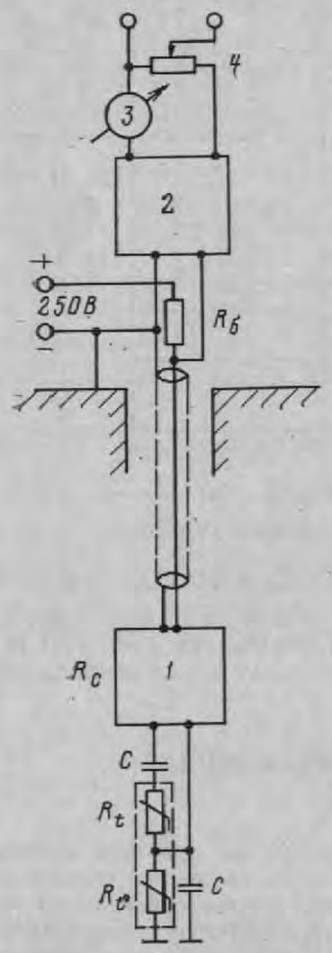


Рис. VIII.13. Электрическая схема термометра ТЭГ-36.

1 — генератор; *2* — частотомер; *3* — измерительный прибор; *4* — потенциометр

На поверхности измеряется длительность периода колебания генератора частотомером *2*. Выходной сигнал, пропорциональный длительности периода t, регистрируется каротажной станцией.

В газовых скважинах применяется термометр ТЭГ-36, изготавливаемый Геофизической ремонтно-комплектовочной конторой треста «Грознефтегеофизика». Техническая характеристика термометра ТЭГ-36 приведена в табл. IV.10.

VIII.3.1. Подготовка к термометрическим исследованиям

Подготовка к термометрическим исследованиям и их проведение во многом аналогичны работе с дебитомером. Поэтому ниже приведены только те особенности, которые присущи подготовке и проведению термометрии в газовых скважинах.

В скважину, находящуюся под давлением газа, термометр с грузами спускают на кабеле через лубрикатор. Количество грузов и длина лубрикатора определяются аналогично п. VIII.2.1 настоящей главы.

На поверхности проверяется работоспособность всех узлов — глубинного прибора, линии связи, частотомера, регистратора.

Прибор спускают на 30—40 м, включают, подбирают усиление на наземной панели и масштаб записи 0,25 °С в 1 см, или 0,5° С в 1 см.

При проведении исследования через фонтанные трубы прибор спускают со скоростью 2,5—4,2 м/мин, а в интервалах, не перекрытых фонтанными трубами, — со скоростью до 8 м/мин.

Для оценки влияния скорости спуска на точность измерения следует осуществить контрольные замеры на отдельных точках, останавливая прибор на 2 мин.

Температуру замеряют при спуске прибора. Полученные результаты считаются качественными, если расхождение в результатах основных и повторных замеров не превышает 0,2—0,3 °С.

Запись желательно осуществлять по двум каналам с масштабами глубин 1 : 500 и 1 : 200, а в некоторых случаях 1 : 100.

Для скважины, в которой проводится промыслово-геофизическое исследование термометрией, должна быть известна кривая геотермического градиента. Если такая работа ранее не выполнена, то ее следует провести в остановленной скважине, где основное условие — достаточность времени остановки, обеспечивающей естественное распределение температуры по стволу скважины.

VIII.3.2. Интерпретация результатов термометрии в остановленных и работающих газовых скважинах

Термограммы, полученные при термометрических исследованиях в газовой среде в остановленной и работающей скважинах, позволяют определить следующее.

Распределение температуры по стволу скважины и процесс ее стабилизации в любом сечении ствола на различных режимах работы при спуске и остановке.

Газоотдающие интервалы.

Дебиты отдельных интервалов.

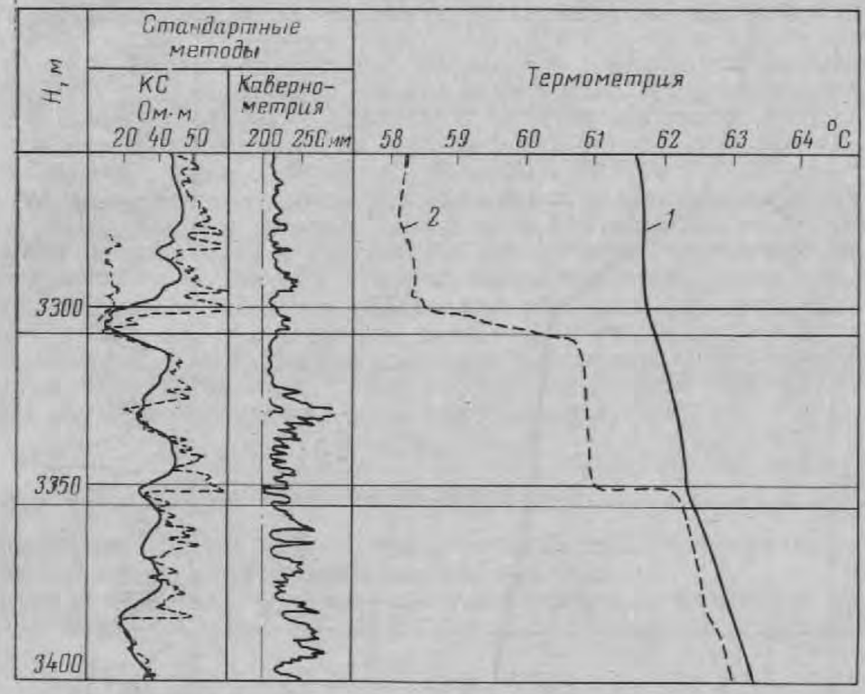


Рис. VIII.14. Термограммы, снятые в остановленной (*1*) и в работающей (*2*) газовых скважинах

Термограммы интерпретируются по аномальному изменению температуры движущегося потока газа в интервале работающего пласта, местах утечек, перетоков и др. На рис. VIII.14 показана характерная термограмма в остановленной (кривая *1*) и работающей (кривая *2*) скважинах с открытым забоем, не перекрытым фонтанными трубами. Термограммы, снятые в остановленной и работающей на различных режимах (дебитах и депрессиях) скважинах, позволяют правильно учесть влияние температуры и ее стабилизации на забойное и пластовое давления, рассчитываемые по устьевым замерам, установить термодинамические условия выделения тяжелых компонентов углеводородов по стволу скважины, зоны возможного образования гидратов, следить за включением новых работающих интервалов при изменении режима работы и др.

Выделение газоотдающих интервалов

Точность выделения газоотдающих интервалов зависит от неоднородности и частоты чередования газоносных пропластков, депрессии на пласт, влажности газа, его состава, конструкции скважины, характеристики глубинного прибора, масштаба записи и др.

Если продуктивный интервал перекрыт фонтанными трубами, то четкость выделения газоотдающих интервалов ухудшается.

Существенное значение имеет депрессия на пласт. При небольших депрессиях, что имеет место при высокопроницаемых коллекторах, для выделения газоотдающих интервалов целесообразна эксплуатация скважины на максимально допустимых дебитах.

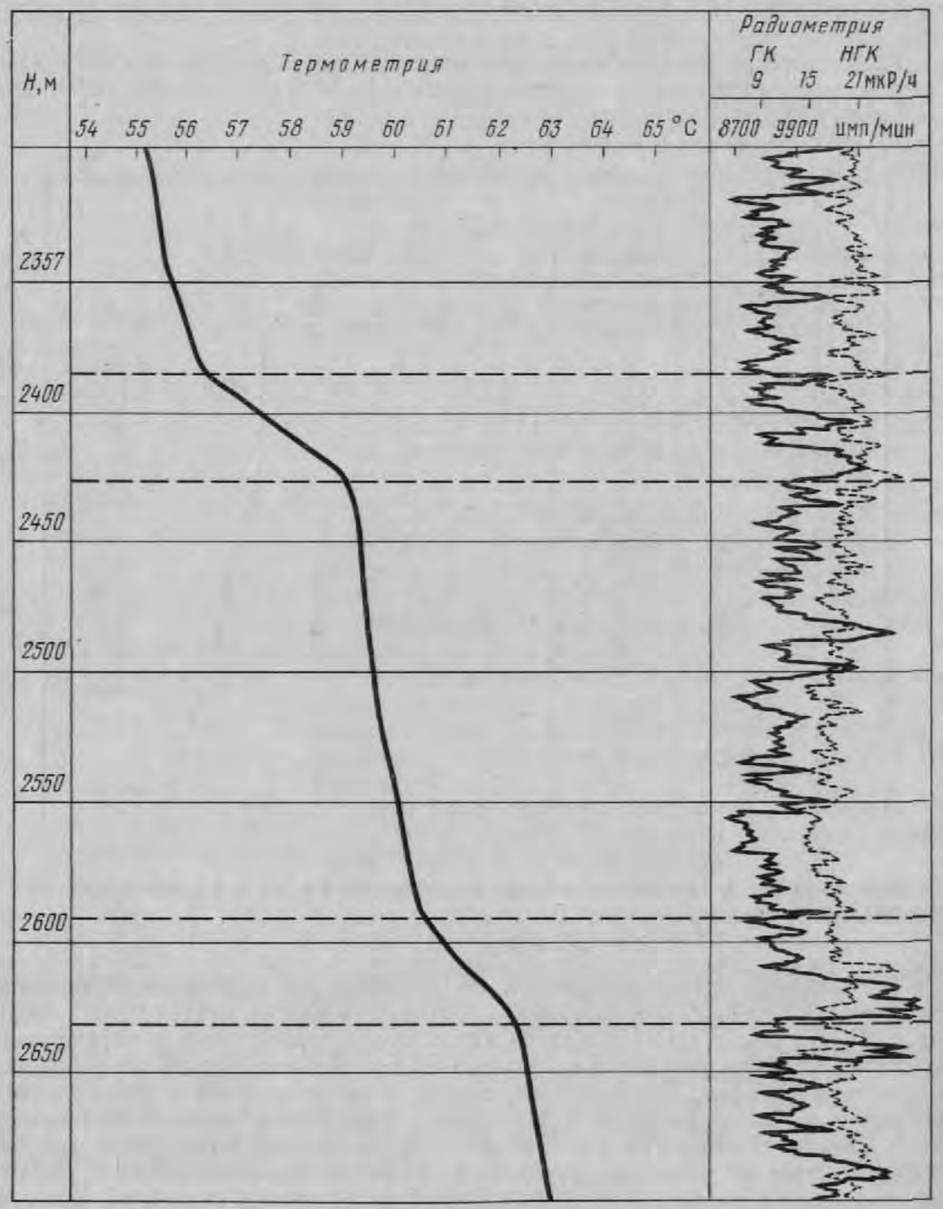


Рис. VIII.15. Выделение газоотдающих интервалов в обсаженной скважине, перекрытой фонтанными трубами

Значительно влияет на перепад температур состав газа. Так, например, при значительном содержании азота, даже при сравнительно больших депрессиях на пласт, точность выделения газоотдающих интервалов снижается.

В залежах с неравномерной неоднородностью и малой мощностью пропластков по термограммам границы работающих интервалов определяются только качественно. Для количественной интерпретации в таких случаях следует пользоваться и результатами других промыслово-геофизических методов исследования.

Интервалы газоотдающих пропластков при их определении по термограммам могут быть завышены из-за инерционности термометра и охлаждения призабойных участков соседних пропластков в результате длительной работы скважины на данном режиме.

На многопластовой залежи качественное выделение работающих интервалов по термограмме в верхней части разреза ухудшается в результате калориметрического смешивания всего газа, поступающего из продуктивных интервалов нижележащих пластов.

Если пласты, вскрытые единым фильтром, истощены в разной степени, то возможны случаи, когда их выделение по термограмме практически невозможно.

Пример выделения работающих интервалов в необсаженной скважине, не перекрытой фонтанными трубами, показан на рис. VIII.14, а в обсаженной скважине с фонтанными трубами — на рис. VIII.15. Как видно из рис. VIII.13, газоотдающие интервалы, несмотря на перекрытие их фонтанными трубами, выделяются достаточно четко на глубинах 2386—2425,6 м и 2589,6—2631 м.

Качество выделения газоотдающих интервалов по термограмме было проверено путем комплексного изучения этого вопроса для скважины с неперекрытым продуктивным интервалом с применением одновременно термометрии, дебитометрии и шумометрии. На рис. VIII.8 показаны результаты исследования различными методами по выделению работающих интервалов. На этом же рисунке показана термограмма со спущенными до забоя фонтанными трубами (кривая *2*). Как видно из рис. VIII.8, границы работающего интервала сравнительно хорошо выделяются всеми методами. В случае, если фонтанные трубы спущены до забоя, точность выделения границ по термометрии снижается.

Оценка дебитов пропластков

Возможность оценки дебитов отдельных газоотдающих интервалов — одно из основных преимуществ термометрических исследований.

Дебит i-го интервала Q_i приближенно определяется по формуле

$$Q_i = \frac{t_{в\,i} - t_{об\,i}}{t_{об\,i} - t_i} \sum_{n=1}^{i} Q_п, \qquad \text{(VIII.28)}$$

где $t_{в\,i}$, t_i, $t_{об\,i}$ — температура газа соответственно, подходящего из нижних интервалов к работающему i-му интервалу, выходящего из i-го пласта и после калориметрического смешивания подходящего снизу и выходящего из пласта газов, °С; $\sum_{n=1}^{i} Q_п$ — общий дебит подходящего газа и газа из i-го пласта, измеряемый на поверхности диафрагменными измерителями докритического или критического истечения, тыс. м³/сут.

Величина t_i линейно связана с депрессией на пласт и определяется по формуле

$$t_i = t_{пл\,i} - D_i \Delta p_i, \qquad \text{(VIII.29)}$$

где $t_{пл\,i}$ — температура i-го пласта, определяемая по термограмме в остановленной скважине, °С; D_i — интегральный коэффициент Джоуля—Томсона, определяется согласно п. II.8, °С/(кгс/см²); $\Delta p_i = p_{пл\,i} - p_з$ — депрессия на i-й пласт, кгс/см².

При различных депрессиях на отдельные пропластки, что обычно имеет место в неоднородных по разрезу гидродинамически слабо связанных и несвязанных пластах, выделение границ работающих интервалов по входящей $t_{в\,i}$ и выходящей $t_{об\,i}$ температурам весьма затруднено.

Дебит Q_i можно определить по формулам (VIII.28) и (VIII.29), находя при этом Δp из двучленной формулы притока газа к скважине:

$$Q_i D_i (A_i Q_i + B_i Q_i^2) + Q_i [(t_{вi} - t_{пл\,i})(p_{пл\,i} + p_{зi})] =$$

$$= \sum_{n=1}^{i} Q_п [(t_{вi} - t_{об\,i})(p_{пл\,i} + p_{зi})], \qquad \text{(VIII.30)}$$

где A_i, B_i — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по результатам исследования при стационарных режимах фильтрации.

Однако одна из основных целей определения дебитов отдельных пропластков — необходимость расчета коэффициентов фильтрационного сопротивления A_i и B_i. Поэтому формулой (VIII.30) следует пользоваться только тогда, когда известны эти коэффициенты. Обычно по устьевым замерам давлений, температур и общих дебитов на различных режимах определяют $A_{об}$ и $B_{об}$. Используя $A_{об}$ и $B_{об}$, а также соотношения

$$\frac{A_i}{A_{об}} = \frac{\dfrac{1}{k_i h_i}\left[\sum_{i=1}^{n} \sqrt{h_i^2 m_i}\right]^2}{\sum_{i=1}^{n} \dfrac{h_i m_i}{k_i}}$$

и

$$\frac{B_i}{B_{об}} = \frac{1}{h_i^2 m_i}\left[\sum_{i=1}^{n} \sqrt{h_i^2 m_i}\right]^2, \qquad \text{(VIII.31)}$$

можно приближенно найти A_i и B_i.

В (VIII.31) h_i — работающая мощность i-го пласта, м; k_i — проницаемость, Д; m_i — пористость, доли единицы.

ГЛАВА IX.

УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН

Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин осуществляется в соответствии с технологическим режимом их работы, установленным при проектировании разработки месторождений.

Технологический режим работы скважин устанавливается на основании материалов, накопленных при поиске, разведке и эксплуатации месторождения, путем изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, геофизических и лабораторных исследований свойств газоносных коллекторов и содержащихся в них газов, воды и конденсата.

Правильность выбранного технологического режима работы скважин в значительной степени зависит от количества и качества накопленной информации. Перечень факторов, влияющих на технологический режим, настолько велик, что затрудняет полный их учет при практических расчетах, причем некоторые из них не поддаются регулированию или теоретически недостаточно разработаны для практического использования.

В целом имеющиеся теоретические и практические исследования позволяют выделить некоторые основные факторы, по которым устанавливают технологический режим работы скважин с учетом имеющейся информации о залежи.

Как правило, на каждом конкретном месторождении можно выделить один определяющий фактор, по которому устанавливается технологический режим работы скважин. В отдельных случаях при выборе технологического режима возможны варианты одновременного учета двух и более определяющих факторов. Наиболее существенные факторы, влияющие на технологический режим, следующие.

Устойчивость газоносных пластов к разрушению.

Наличие на забое скважины столба жидкости или песчаной пробки.

Наличие подошвенной воды.

Одновременный приток подошвенной воды и газа в скважину.

Температура пласта, окружающей ствол скважины среды, гидратообразования.

Наличие агрессивных компонентов в составе газа при различных концентрациях, давлениях, температурах и скоростях потока.

Многопластовость месторождения с учетом характеристики отдельных пластов, перемычек между ними, наличия или отсутствия гидродинамической связи между этими пластами, их режимов, состава газа в них, условий залегания и вскрытия их одним фильтром, запасов газа, близости контурных и подошвенных вод и др.

IX.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ РАЗРУШЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

При установлении технологического режима работы скважин в условиях разрушения призабойной зоны пласта необходимо учесть ряд факторов, влияющих на устойчивость пород, слагающих этот пласт. К этим факторам относятся: глубина залегания, физико-механические свойства пород, воздействие бокового и горного давлений, свойства насыщающих породы жидкостей и газа, депрессия (градиент давления), скорость потока и др.

IX.1.1. Определение допустимой депрессии на пласт при эксплуатации скважин, вскрывших слабоустойчивые коллекторы

Допустимая депрессия в условиях разрушения газоносных коллекторов — определяющий фактор. Она колеблется в широких пределах в зависимости от прочностных свойств пород.

Нефтегазоводоносные коллекторы по устойчивости условно делятся на: неустойчивые — разрушающиеся при градиенте до 0,05 (кгс/см²)/см; слабоустойчивые — при 0,05—1,0 (кгс/см²)/см; среднеустойчивые — при 1,0—1,5 (кгс/см²)/см и устойчивые — неразрушающиеся при 1,5 (кгс/см²)/см. Определение градиента давления для изучаемого коллектора с целью отнесения его к одной из перечисленных категорий устойчивости возможно лишь лабораторными или промысловыми исследованиями.

Для обеспечения работы скважины без разрушения пласта необходимо создать градиент давления в радиусе $R_{кр}$, не превышающий критический. Если обозначить критический градиент давления газа $\alpha = \left|\frac{dp}{dr}\right|_{кр}$, то критический дебит будет определяться по формуле

$$Q_{кр} = \frac{a^* R_{кр}}{2b^*}\left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4\alpha b^*}{a^{*2}}}\right], \qquad (IX.1)$$

где

$$a^* = \frac{\mu z p_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}}; \qquad b^* = \frac{\rho_{ат} z p_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h T_{ст}}. \qquad (IX.2)$$

Параметр α — основной показатель при установлении технологического режима работы в условиях разрушения пласта. Он должен быть определен для каждого газоносного коллектора, способного разрушаться при эксплуатации скважин.

Допустимая депрессия на пласт определяется по формуле

$$\Delta p = \frac{aQ_{кр} + bQ_{кр}^2}{p_{пл} + p_з}, \qquad (IX.3)$$

где a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по результатам исследования. Между a, b и a^*, b^* имеется следующая связь:

$$a = a^* \ln \frac{R_к}{R_{кр}}; \qquad b = b^*\left(\frac{1}{R_{кр}} - \frac{1}{R_к}\right). \qquad (IX.4)$$

IX.1.2. Определение критического радиуса разрушения призабойной зоны

Для определения критического радиуса разрушения можно пользоваться приближенной формулой, выведенной на основе объемного метода, путем учета количества песка, выносимого потоком и накапливающегося в виде пробки:

$$R = \sqrt{R_с^2 + \left(\frac{n'Q}{100} + 0{,}785 H D_к^2\right)\frac{0{,}1875 k_{суф}}{(1-m)h_{эф}}}, \qquad (IX.5)$$

где $R_с$ — радиус скважины, м; n' — средняя концентрация песка в потоке, %; Q — суммарный отбор газа с начала эксплуатации, м³; $D_к$ — диаметр колонны, м; H — суммарная мощность песчаных пробок, м; m — пористость пласта; $k_{суф}$ — коэффициент суффозии, зависящий от физико-механических свойств коллектора, $k_{суф} \approx 0{,}7$—$1{,}0$; $h_{эф}$ — эффективная мощность пласта, вскрытая фильтром, м.

Критический радиус разрушения породы при фильтрации газа в ней определяется согласно (IX.1) по формуле

$$R_{кр} = \frac{2b^* Q_{кр}}{a^*\left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4\alpha b^*}{a^{*2}}}\right]}. \qquad (IX.6)$$

При использовании формулы (IX.6) необходимо следующее.

Обеспечить путем выбора соответствующей конструкции скважин полный вынос частиц с забоя.

Сопоставить фракционный состав частиц, выносимых потоком, с исходным составом породы, отобранным в процессе бурения газоносного объекта. Это позволяет установить характер разрушения, т. е. частичное с сохранением скелета или полное разрушение породы.

Существуют три возможных варианта избежать разрушения породы: поддержание минимального градиента, меньшего, чем допустимое его значение; применение механического или химического способа крепления забоя скважины. Поддержание минимального градиента неприемлемо в условиях рыхлых слабосцементированных коллекторов. В этом случае применяют либо механические способы (спуск фильтров различного типа или создание их в призабойной зоне путем намывки), либо химические способы (применение различных цементирующих веществ для крепления призабойной зоны).

IX.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ИЛИ СТОЛБА ЖИДКОСТИ НА ЗАБОЕ

В процессе эксплуатации скважин в зависимости от устойчивости коллекторов, депрессии на пласт, проникновения бурового раствора в пласт, конструкции скважины, ее дебита и распределения дебита по интервалу вскрытия пласта, содержания жидкости в потоке может образоваться песчаная пробка или столб жидкости, отрицательно влияющие на технологический режим работы. Поэтому при выборе технологического режима работы таких скважин необходимо учесть хотя бы те факторы, которые могли бы исключить возможность образования песчаной пробки или столба жидкости. Количественное влияние песчаной пробки или столба жидкости соизмеримо с влиянием несовершенства скважины на ее дебит и связано, кроме высоты пробки, с ее проницаемостью. В изотропных пластах наличие пробки высотой до 20% общей газоносной мощности пласта практически не влияет на дебит скважины.

IX.2.1. Определение дебита скважины при полном и частичном перекрытии пласта песчаной пробкой и столбом жидкости

I. Дебит скважины с пробкой, проницаемость которой такова, что градиент давления при фильтрации газа по ней весьма существен, при полном перекрытии пласта пробкой приближенно определяется по формуле

$$Q = \frac{p_{пл}^2 - p_з^2}{\sqrt{ab}} \operatorname{th} \sqrt{\frac{b}{a}}\,\delta, \qquad (IX.7)$$

где $p_{пл}$, $p_з$ — соответственно пластовое и забойное давления, кгс/см²; δ — высота пробки, равная мощности пласта H, м; a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые из выражений

$$a = \frac{116\mu z p_{ат} T_{пл}}{\pi k T_{ст}} \ln \frac{R_к}{R_с}; \qquad (IX.8)$$

$$b = \frac{232\mu z p_{ат} T_{пл}}{\pi k_п R_с^2 T_{ст}}.$$

Здесь $k_п$ — проницаемость пробки, Д.

Относительный дебит скважины, продуктивный пласт в которой полностью перекрыт пробкой, приближенно определяется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{\text{th}\sqrt{\frac{b}{a}}\delta}{\delta\sqrt{\frac{b}{a}}}. \qquad (IX.9)$$

Пример. По формуле (IX.9) при $H = \delta = 1{,}5$ и 10 м для различных соотношений проницаемостей пласта и пробки $k/k_п$ были рассчитаны $\bar{Q}$. Результаты расчетов показаны на рис. IX.1, из которого видно, что с увеличением мощности пласта, следовательно, и высоты пробки, дебит скважины уменьшается.

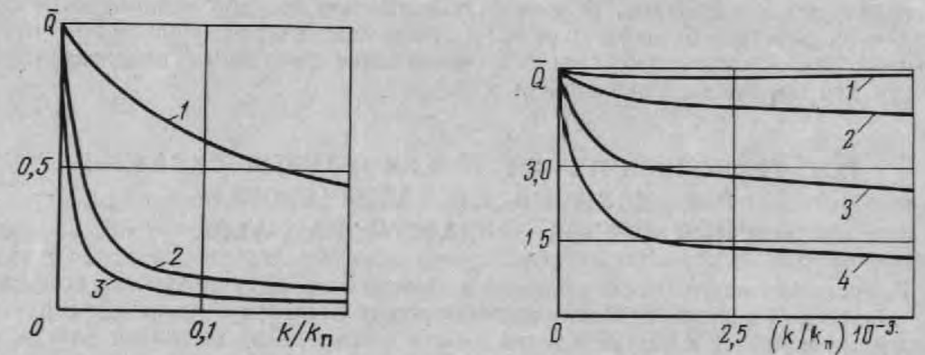


Рис. IX.1. Зависимость $\bar{Q}$ от $k/k_п$ для полностью загрязненной в пределах продуктивного пласта скважины.
δ, м: *1* — 1; *2* — 5; *3* — 10

Рис. IX.2. Зависимость $\bar{Q}$ от $k/k_п$ для различной высоты пробки при неполном загрязнении забоя.
δ, м: *1* — 1; *2* — 10; *3* — 20; *4* — 30

II. При частичном перекрытии газоносного пласта пробкой относительный дебит скважины определяется по формуле

$$\bar{Q} = 1 - \frac{\delta}{H}\left(1 - \frac{\text{th}\sqrt{\frac{b\delta^2}{a}}}{\sqrt{\frac{b\delta^2}{a}}}\right). \qquad (IX.10)$$

Пример. По формуле (IX.10) для различных соотношений $k/k_п$ при $H = 50$ м, $\delta = 1$, 10, 20 и 30 м были проведены расчеты, результаты которых показаны на рис. IX.2. Как видно из рис. IX.2, при большой высоте пробки δ — 30 м и соотношении $k/k_п \leqslant 0{,}5 \times 10^{-3}$ зона загрязнения практически не работает и поэтому относительный дебит с пробкой соответствует относительному дебиту несовершенной по степени вскрытия скважины.

III. Дебит скважины, вскрывшей пласт мощностью H и перекрытой столбом жидкости высотой $\delta = H$, определяется по формуле

$$Q = \frac{p_з^2\left(1 - e^{D_1\delta}\right)}{aD_1} + \frac{p_{пл}^2\delta}{a}, \qquad (IX.11)$$

где

$$D_1 = \frac{0{,}0683\bar{\rho}}{z_{ср}T_{ср}}\left[\varphi + (1-\varphi)\frac{\rho_г}{\rho_ж}\right]; \qquad (IX.12)$$

$\rho_ж$, $\rho_г$ — плотность соответственно жидкости и газа в забойных условиях; φ — истинное газосодержание в интервале фильтра; $p_з$ — забойное давление у кровли пласта.

Относительный дебит скважины при полном перекрытии столбом жидкости продуктивного пласта приближенно определяется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{p_з^2\left(1 - e^{D_1\delta}\right)}{D_1\delta\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)} + \frac{p_{пл}^2}{p_{пл}^2 - p_з^2}. \qquad (IX.13)$$

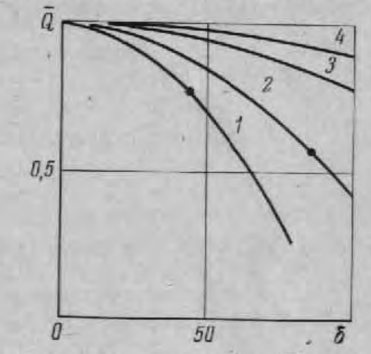


Рис. IX.3. Зависимость $\bar{Q}$ от δ
Δp, кгс/см²: *1* — 1; *2* — 2; *3* — 5; *4* — 10

IV. При частичном перекрытии продуктивного пласта столбом жидкости, когда вертикальная проницаемость пласта близка к нулю, относительный дебит скважины определяется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{Q_1 + Q_2}{Q_0} = \frac{p_з^2\left(1 - e^{D_1\delta}\right)}{D_1 H\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)} + \frac{p_{пл}^2\delta}{H\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)} + \frac{H - \delta}{H}, \qquad (IX.14)$$

где Q_0 — дебит чистой (без столба жидкости) скважины; Q_1, Q_2 — дебиты из перекрытой и не перекрытой столбом жидкости частей пласта, соответственно.

Пример. По формуле (IX.14) при $H = 100$ м, $p_{пл} = 100$ кгс/см², $p_з = 99$, 98, 95 и 90 кгс/см², $\rho_ж = 1000$ кг/м³, $\rho_г = 0{,}8$ кг/м³; $\bar{\rho} = 0{,}62$; $\varphi = 0{,}8$, $T_{ср} = 300$ К были рассчитаны дебиты для различных значений δ. Результаты расчетов показаны на рис. IX.3.

IX.2.2. Влияние депрессии на степень загрязнения забоя скважин и условия образования или разрушения пробки

Степень загрязнения забоя скважины песчаной пробкой связана со скоростью потока и депрессией, приходящейся на единицу длины пробки.

Для известных давления у кровли $p_з$ и проницаемости пробки, в которой значителен градиент давления, сила, действующая на пробку высотой δ и сечением 1 см², определяется по формуле

$$p_{под}^2 - p_з^2 = p_{пл}^2 - p_з^2 - \frac{p_{пл}^2 - p_з^2}{ch\sqrt{\frac{b}{a}}\delta}, \qquad (IX.15)$$

где $p_{под}$ — давление у подошвы пласта, кгс/см².

Удельный перепад на единицу длины пробки приближенно можно определить по формуле

$$R = \frac{p_{под}^2 - p_з^2}{\delta\left(p_{пл}^2 - p_з^2\right)} = \frac{1}{\delta}\left(1 - \frac{1}{ch\sqrt{\frac{b}{a}}\delta}\right). \qquad (IX.16)$$

Пример. По формуле (IX.16) для различных $\sqrt{b/a} = 0{,}05 - 0{,}25$ и δ рассчитаны R и показаны на рис. IX.4, из которого видно, что при превышении удельного перепада R над его критическим значением (точки максимума на кривых) останавливается рост пробки и начинается ее разрушение. С увеличением проницаемости пробки удельные потери в ней уменьшаются.

Влияние депрессии на процесс образования пробки можно оценить по формулам

$$\delta_1 = \frac{10^4 (p_{пл} - p_з)}{2\rho_п} + \sqrt{\left[\frac{10^4 (p_{пл} - p_з)}{2\rho_п}\right]^2 - \frac{2a}{b}}, \quad (IX.17)$$

$$\delta_2 = \frac{10^4 (p_{пл} - p_з)}{2\rho_п} - \sqrt{\left[\frac{10^4 (p_{пл} - p_з)}{2\rho_п}\right]^2 - \frac{2a}{b}}. \quad (IX.18)$$

Формула (IX.17) позволяет определять следующее.

1. Критическую высоту пробки при условии

$$\left[\frac{10^4 (p_{пл} - p_з)}{2\rho_п}\right]^2 = \frac{2a}{b}. \quad (IX.19)$$

2. Непрерывный рост пробки при

$$\left[\frac{10^4 (p_{пл} - p_з)}{2\rho_п}\right]^2 < \frac{2a}{b}. \quad (IX.20)$$

3. Разрушение и вынос пробки при

$$\left[\frac{10^4 (p_{пл} - p_з)}{2\rho_п}\right]^2 > \frac{2a}{b}, \quad (IX.21)$$

где $\rho_п$ — плотность вещества, образующего пробку, кг/м³.

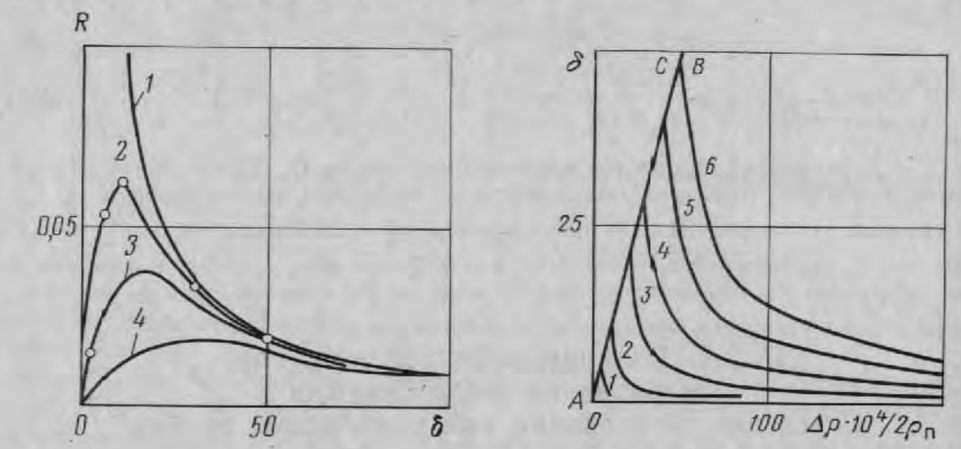


Рис. IX.4. Перепад давления на единицу длины пробки в зависимости от ее размеров.
$\sqrt{b/a}$: *1* — 0,25; *2* — 0,15; *3* — 0,10; *4* — 0,05; *5* — по данным скв. 9 месторождения Газли

Рис. IX.5. Зависимость размера зоны загрязнения от депрессии.
C — область мнимых решений, где величина пробки может быть любой;
$2a/b$: *1* — 10; *2* — 100; *3* — 400; *4* — 900; *5* — 1500; *6* — 2500

Пример. По формулам (IX.17) и (IX.18) для $2a/b$ = 10, 100, 400, 900, 1500 и 2500 и различных депрессий рассчитана высота пробки δ. Результаты расчетов показаны на рис. IX.5.

Образование песчаной пробки или столба жидкости непосредственно связано с выбором диаметра и глубины спуска фонтанных труб, распределением дебита в интервале перфорации и дебитом скважины. Поскольку выбор диаметра в зависимости от формы и размера частицы изучен сравнительно достаточно, основным критерием при установлении технологического режима считают глубину спуска труб.

Глубина спуска фонтанных труб должна быть увязана с дополнительными потерями давления, возможностью прихвата, однородностью перфорированного интервала (или открытого забоя), распределением дебита по разрезу, мощностью фильтра, необходимостью проведения исследовательских работ, требующих спуска труб до продуктивного интервала и др. В отдельности практически все перечисленные факторы, включающие и глубину спуска, изучены. Однако в настоящее время нет единой методики расчета глубины спуска фонтанных труб с учетом всех факторов. Обобщая накопленный материал, можно лишь рекомендовать для скважин, в которых нет опасности прихвата, нет необходимости проведения исследований, требующих открытого интервала перфорации и др., спускать трубы на глубину 85—90% интервала перфорации.

IX.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ

IX.3.1. Определение предельного безводного дебита газовых скважин без учета подъема контакта газ—вода

Наличие подошвенной воды — один из основных факторов, влияющих на технологический режим работы газовых скважин. Производительность таких скважин ограничивается допустимой депрессией на пласт, определяемой по формуле (IV.62) или (IV.63). Если допустимая депрессия на пласт определена по формуле (IV.62), то предельный безводный дебит скважины рассчитывается по формуле

$$Q_{пр} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b\,\Delta p_{доп}\,(p_{пл} + p_з)}}{2b}, \quad (IX.22)$$

где a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по результатам исследования скважины; $p_{пл}$, $p_з$ — пластовое и забойное давление соответственно.

Если допустимая депрессия определена по формуле (IV.63), то $Q_{пр}$ при вскрытии скважиной изотропного пласта рассчитывается по формуле

$$Q_{пр} = \frac{a\bar{h}}{2b \ln \bar{R}} \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{\bar{k}_0 (1 - \bar{h})}{\bar{h}\left(\ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}}\right)^2}}\right], \quad (IX.23)$$

а анизотропного пласта по формуле

$$Q_{пр} = \frac{a\bar{h}}{2b} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4b\nu D\,(1 - \bar{h}) \ln \bar{R}}{a^2 \bar{h} \ln \frac{\bar{R}^\nu - c}{\bar{h}}}}\right], \quad (IX.24)$$

где

$$k_0 = \frac{4bD\,(\ln \bar{R})^2}{a^2}; \quad (IX.25)$$

$$\bar{R} = \frac{R_к}{R_с}.$$

Определяемую по формуле (IV.63) Δp^2 приближенно можно заменить на

$$p_{пл}^2 - p_з^2 = 0{,}2 p_{пл} (\rho_в - \rho_г)(h - h_{вс}) = Dc, \quad (IX.26)$$

где

$$D = 0{,}2 p_{пл} h (\rho_в - \rho_г); \; c = 1 - \bar{h}$$

и

$$\bar{h} = h_{вс}/h; \quad (IX.27)$$

$\rho_в$, $\rho_г$ — плотности соответственно воды и газа в пластовых условиях; $\nu = \sqrt{k_в/k_г}$ — параметр анизотропии.

Для $h_{вс} \geqslant 0{,}577h$ предельный безводный дебит скважины следует определять по формулам (IX.23) и (IX.24). Полученные по этим формулам дебиты при $h_{вс} < 0{,}577h$ — минимальные по сравнению с дебитами, полученными всеми существующими методами.

Пример. Определить предельные безводные дебиты скважины, вскрывшей изотропный пласт с исходными данными: $R_к = 100$ м; $R_с = 0{,}1$ м; $h = 60$ м; $p_{пл} = 46{,}6$ кгс/см²; $a = 0{,}6$; $b = 0{,}000105$; $k_г = k_в = 0{,}213$ Д; $\rho_в = 1020$ кг/м³ для $h_{вс} = 40$ м и $h_{вс} = 30$ м.

Расчеты, проведенные по формулам (IX.22) и (IX.23), показывают, что при $\bar{h} = 0{,}5$ предельные безводные дебиты соответственно равны $Q_{пр} = 425$ тыс. м³/сут и $Q_{пр} = 378$ тыс. м³/сут, а при $\bar{h} = 0{,}667$ $Q_{пр} = 272$ тыс. м³/сут.

IX.3.2. Определение предельного безводного дебита с учетом подъема контакта газ—вода

Предельные безводные дебиты, определяемые по формулам, изложенным в п. IX.3, пригодны для текущего положения контакта газ—вода. По мере падения пластового давления в газоносной части пласта контакт газ—вода поднимается. Подъем контакта газ—вода влияет на пластовое давление газоносной части пласта, параметры a и b, мощность пласта h и др. Поэтому при прогнозировании предельного безводного дебита необходимо учесть изменение положения контакта газ—вода во времени.

Подъем контакта газ—вода учитывается путем изменения параметров, входящих в формулы (IV.62), (IV.63) и (IX.22)—(IX.27). Если $Q_{пр}$ определяется по формуле (IX.22), то $\Delta p_{доп}$, a и b заменяется на

$$\Delta p_{доп}(t) = \frac{(\rho_в - \rho_г)\, h^2(t)}{3}\left[\frac{1}{\sqrt{h_{вс}^2 + R_с^2}} - \frac{\sqrt{3}}{h(t)}\right]\sqrt{\frac{k_г}{k_в}} + 0{,}42h(t)(\rho_в - \rho_г), \qquad (IX.28)$$

$$a(t) = ah/h(t); \quad b(t) = bh^2/h^2(t). \qquad (IX.29)$$

Кроме того, $p_{пл}$, $\rho_в$ и $\rho_г$ заменяются на $p_{пл}(t)$, $\rho_в(t)$ и $\rho_г(t)$. Если $Q_{пр}$ определяется по формуле (IX.23) или (IX.24), то с учетом подъема контакта газ—вода эти формулы принимают вид

$$Q_{пр} = \frac{a(t)\,\bar{h}(t)}{2b(t)\ln\bar{R}}\ln\frac{\bar{R}}{\bar{h}(t)}\left[-1 + \sqrt{1 + \frac{k_0(t)\,[1-\bar{h}(t)]}{\bar{h}(t)\left[\ln\frac{\bar{R}}{\bar{h}(t)}\right]^2}}\right]; \qquad (IX.30)$$

$$Q_{пр} = \frac{a(t)\,\bar{h}(t)}{2b(t)}\left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4b(t)\,\nu D(t)\,[1-\bar{h}(t)]\ln\bar{R}}{a^2(t)\,\bar{h}(t)\ln\frac{\bar{R}^\nu - c(t)}{\bar{h}_1(t)}}}\right], \qquad (IX.31)$$

где

$$k_0(t) = 4b(t)\,D(t)\,(\ln\bar{R})^2/a^2(t);$$

$$c(t) = 1 - \bar{h}(t); \quad \bar{h}(t) = h_{вс}/h(t);$$

$$D(t) = 0{,}2p_{пл}(t)\,[\rho_в(t) - \rho_г(t)]\,h(t).$$

Разницу между начальным и текущим значением газонасыщенной мощности приближенно можно определить по формуле

$$h_0 - h(t) = \Delta h = \frac{2}{3}\sqrt{4\varkappa t + A_0 t^2} - \frac{4\varkappa}{3\sqrt{A_0}}\ln\frac{2A_0 t + 4\varkappa t + 2\sqrt{A_0}\cdot\sqrt{4\varkappa t + A_0 t^2}}{4\varkappa}, \qquad (IX.32)$$

где

$$A_0 = \frac{3kQp_{ат}}{m\varphi_г\beta\mu_в\Omega_0}; \qquad \Omega_0 = \pi R_к^2 m h_0 \varphi_г; \qquad (IX.33)$$

k — проницаемость пласта, Д; Ω_0 — начальный объем газовой части залежи, м³; $\mu_в$ — вязкость воды в пластовых условиях, сП; Q — дебит скважины, тыс. м³/сут; t — время разработки, сут; $\varkappa$ — коэффициент пьезопроводности водоносной части залежи, см²/с; $\beta = 293/T_{пл}$ — температурная поправка; m — пористость, доли единицы; $\varphi_г$ — газонасыщенность газовой части, доли единицы.

Порядок определения предельного безводного дебита при подвижном контакте газ—вода следующий.

По формулам (IX.32), (IX.33) определяется объем газоносной части пласта Ω_0, затем коэффициент A_0 и далее Δh, следовательно, и $h(t)$ (для рассматриваемого отрезка времени).

Текущее пластовое давление определяется из уравнения материального баланса в соответствии с оставшимися запасами газа и текущим объемом газоносной части залежи $\Omega_т = \pi R_к^2 m \varphi_г h(t)$.

По текущему значению объема $\Omega_т$ вычисляется текущее $A_т$, в котором принимается новое Q. В зависимости от принимаемой расчетной методики определяются текущие параметры по формулам (IX.28), (IX.29) или (IX.30)—(IX.33).

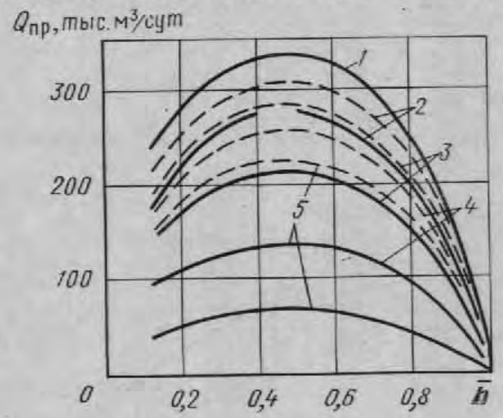


Рис. IX.6. Зависимость $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ при подвижном (сплошные линии) и неподвижном (пунктирные линии) контакте газ—вода.

$p_{пл}$, кгс/см²: *1* — 300; *2* — 257; *3* — 219; *4* — 181; *5* — 144

По этим значениям рассчитывается предельный безводный дебит $Q_{пр}$ по формуле (IX.23) или (IX.22).

Полученный $Q_{пр}$ используется при расчете нового текущего значения $A_т$.

Следует обратить внимание, что при определении Δh требуется очень высокая точность расчета подлогарифмических величин (до седьмого знака после запятой).

Пример. Определить предельные безводные дебиты скважины со следующими исходными данными: $p_{пл.н} = 300$ кгс/см²; $h_0 = 50$ м; $R_к = 500$ м; $R_с = 0{,}1$ м; $a = 0{,}56$ сут/тыс. м³; $b = 0{,}0058$ (сут/тыс. м³)²; $\varkappa = 1{,}25 \cdot 10^3$ см²/с; $Q_н = 340$ тыс. м³/сут; $\Omega_0 = 5{,}81 \cdot 10^6$ м³; $\varphi_г = 0{,}74$; $\beta = 0{,}76$; $m = 0{,}2$; $k = 0{,}025$ Д для $t = 0$; 1000; 2000; 3000 и 4000 сут. Результаты расчетов приведены в табл. IX.1 и показаны на рис. IX.6. Как видно из рис. IX.6,

Таблица IX.1

Результаты расчета $Q_{пр}$ при подвижном контакте газ—вода

t, сут	$Q_г$, млн. м³	Δh, м	$h(t)$, м	$\Omega_т$, млн. м³	$p_{пл}(t)$, кгс/см²
0	0	—	50,0	5,81	300
1000	340	3,0	47,0	5,46	257
2000	680	8,2	41,8	4,85	219
3000	1020	15,5	34,5	4,00	181
4000	1360	27,0	23,0	2,67	144

предельные безводные дебиты, рассчитанные по формуле (IX.30), при подвижном контакте газ—вода снижаются более интенсивно, что связано с необходимостью уменьшения депрессии на пласт, мощности пласта и др. в процессе разработки.

IX.3.3. Определение оптимального вскрытия газоносного пласта с подошвенной водой

Оптимальное вскрытие газоносного пласта с подошвенной водой обеспечивает максимальный предельный безводный дебит скважины и зависит от емкостных и фильтрационных свойств пласта, свойств газа и воды и др. Оптимальное вскрытие пласта определяется аналитическим и графо-аналитическим методами.

Аналитическим методом оптимальное вскрытие пласта $h_{оп}$ приближенно определяется по формуле

$$h_{оп} = 0{,}56\left[0{,}6h + \frac{a_1}{b_1 p_{пл}(\rho_в - \rho_г)} - \sqrt{\left[0{,}6h + \frac{a_1}{b_1 p_{пл}(\rho_в - \rho_г)}\right]^2 - 0{,}36h^2}\right], \qquad (IX.34)$$

где $a_1 = ah$; $b_1 = bh^2$. Новые значения a и b должны быть определены по формулам

$$a = \frac{2a_1}{h_{вс} + h}; \quad b = \frac{4b_1}{(h_{вс} + h)^2}. \qquad (XI.35)$$

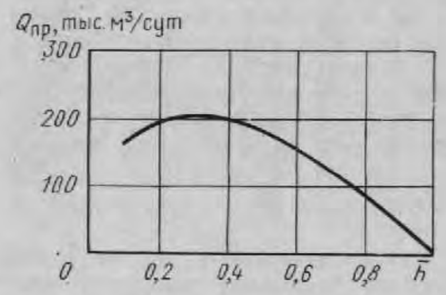


Рис. IX.7. Зависимость $Q_{кр}$ от $\bar{h}$

Графо-аналитическим методом оптимальное вскрытие пласта определяется следующим образом.

По формуле (IX.23) или (IX.24) рассчитывается $Q_{пр}$ для различных $\bar{h}$.

Строится зависимость $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ (рис. IX.7).

По зависимости $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ определяется максимальное значение предельного безводного дебита $Q_{пр\ max}$, соответствующего $\bar{h}_{оп} = h_{вс.\ оп}/h$.

По предложенному графо-аналитическому методу при исходных данных $a = 5{,}6$ сут/тыс. м³; $b = 0{,}0058$ (сут/тыс. м³)²; $p_{пл} = 300$ кгс/см²; $h = 50$ м; $R_к = 500$ м; $R_с = 0{,}1$ м; по формуле (IX.23) рассчитаны $Q_{пр}$ для заданных $\bar{h}$ и построена зависимость $Q_{пр}$ от $\bar{h}$. По построенной кривой $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ определяем, что максимальный $Q_{пр} = 200$ тыс. м³/сут соответствует $\bar{h} = 0{,}35$, которое оптимально для данной скважины. Оптимальное вскрытие при этом $h_{вс.\ оп} = 0{,}35h = 17{,}5$ м. Приведенную методику определения оптимального вскрытия используют для периодического контроля за $Q_{пр}$ в процессе разработки залежи с подвижным контактом газ—вода.

IX.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ ПРИТОКЕ ГАЗА И ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ

При прорыве конуса подошвенной воды к скважине и отсутствии возможности остановить ее приток к забою возникает необходимость установить технологический режим работы такой скважины.

Методика для достаточно точного определения дебита газа и подошвенной воды при их одновременном притоке к забою до настоящего времени не разработана. Поэтому предлагаются приближенные методы расчета дебитов газа и воды.

При неполном вскрытии газоносной части изотропного пласта дебит подошвенной воды определяется по формуле

$$Q_в = \frac{\pi k_в(\sigma)\,\Delta p\left(\Delta p - \frac{h - h_{вс}}{\eta}\right)\eta}{\mu_в \ln\frac{R_к}{R_с}}, \qquad (IX.36)$$

где $k_в(\sigma)$ — фазовая проницаемость для воды; Д; $\mu_в$ — вязкость воды в пластовых условиях, сП; h, $h_{вс}$ — газоносная и вскрытая мощность пласта соответственно, м; η — высота столба воды, обеспечивающая давление 1 кгс/см² в пластовых условиях, м/(кгс/см²).

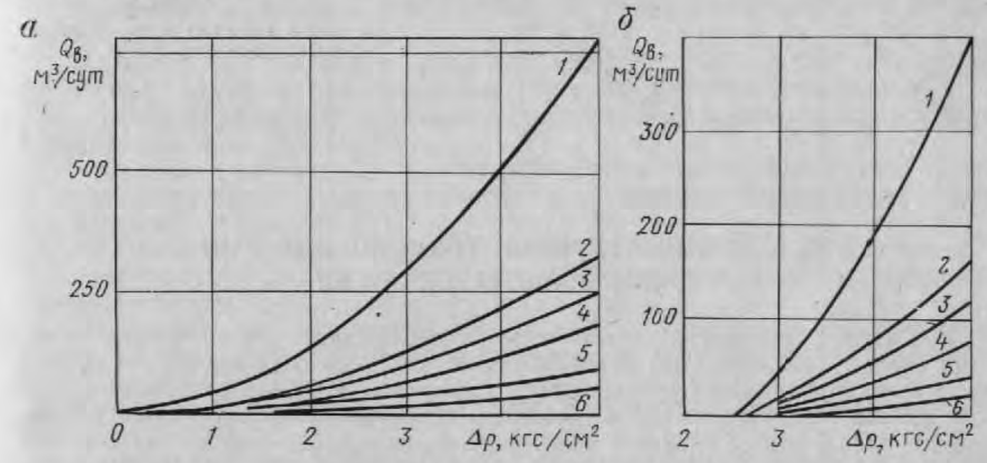


Рис. IX.8. Зависимость дебита воды от депрессии на пласт.

Вскрытие газоносной части пласта: *а* — полное; *б* — неполное; $k_в(\sigma)$, Д (5): *1* — 1; *2* — 0,4; *3* — 0,3; *4* — 0,2; *5* — 0,1; *6* — 0,05

Пример. Определить дебит воды в скважине с исходными данными: $h = 50$ м; $h_{вс} = 25$ и 50 м; $\eta = 10$ м/кгс/см²; $R_к = 500$ м; $R_с = 0{,}1$ м; $k_в(\sigma) = 0{,}05$; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 и 1,0 Д при $\Delta p = 1$—5 кгс/см². Расчеты были проведены по формуле (IX.36), результаты которых представлены на рис. IX.8. Приток подошвенной воды согласно рис. IX.8 идентичен притоку воды при безнапорном движении.

При одновременном притоке в анизотропном пласте газа и подошвенной воды к скважине дебит подошвенной воды приближенно определяется по формуле

$$Q_в = \frac{5{,}426 k_{г.\,в}\nu h_2\,\Delta p}{\mu_в \ln\frac{R_к}{R_с}}\left[1 - \frac{\nu h_2}{\eta\,\Delta p}\ln\left(1 + \frac{\eta\,\Delta p}{\nu h_2}\right)\right], \qquad (IX.37)$$

где $k_{г.\,в}$ — горизонтальная проницаемость для воды, Д; $\nu = \sqrt{k_г/k_в}$ — коэффициент анизотропии; h_2 — часть мощности пласта, занятая водой, м.

Дебит газа приближенно определяется по формуле

$$Q_г = \frac{0{,}017\pi k_{г.\,г} h_1 T_{ст}\,\Delta p}{\mu_г z p_{ат} T_{пл} \ln\frac{R_к}{R_с}}\left[\left(1 - \frac{\nu h_2}{h_1}\right)p_{пл} - 0{,}5 + \frac{\nu h^2}{\eta} + \frac{(\nu h_2)^2 p_{пл}}{\eta h_1\,\Delta p}\ln\left(1 + \frac{\eta\,\Delta p}{\nu h_2}\right)\right], \qquad (IX.38)$$

где $k_{г.\,г}$ — горизонтальная проницаемость для газа, Д; h_1 — часть мощности пласта, занятая газом, м; $\mu_г$ — вязкость газа, сП; z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Пример. Определить дебиты воды и газа скважины с исходными данными: $k_{г.г}$ = = 0,01 Д; $k_в$ = 0,01 и 0,001 Д; $\mu_г$ = 0,02 сП; $\mu_в$ = 1,0 сП; η = 10 м/(кгс/см²); $p_{пл}$ = = 50 кгс/см²; $R_к$ = 500 м; $R_с$ = 0,1 м для различных значений Δp, h_1, h_2. Результаты расчетов дебитов газа и воды показаны на рис. IX.9.

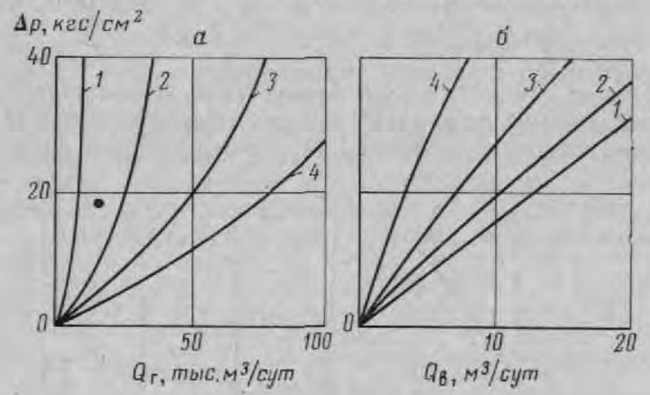


Рис. IX.9. Зависимость дебита газа (*а*) и воды (*б*) от депрессии при υ= 0,33.

1 — $h_1 = 12{,}5$ и $h_2 = 37{,}5$;
2 — $h_1 = 20$ и $h_2 = 30$;
3 — $h_1 = 30$ и $h_2 = 20$;
4 — $h_1 = 40$ и $h_2 = 10$

IX.5. ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИН

При низкой температуре пласта и окружающей ствол скважины среды и наличии влаги в газе создаются условия для образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины, что вызывает осложнения в работе и снижает надежность добычи газа. Исключить возможность гидратообразования и повысить надежность эксплуатации скважин можно путем правильного выбора технологического режима работы или закачкой антигидратных ингибиторов в скважину. При наличии возможности установления технологического режима, обеспечивающего работу скважины без образования гидратов, нецелесообразно применять менее эффективный способ — закачку ингибитора в скважину. В условиях гидратообразования следует определить температурный технологический режим работы скважины, увязывая его с равновесным давлением и температурой гидратообразования. Равновесные давление и температура гидратообразования зависят от состава газа, влагосодержания, теплофизических свойств и параметров окружающей ствол скважины среды и др.

Для установления температурного технологического режима работы необходимо определить изменение дебита, давления и температуры газа и увязать эти изменения с равновесными давлением и температурой гидратообразования, используя при этом уравнение притока газа к скважине, уравнение движения газа по стволу, аналитическую или экспериментальную зависимость между давлением и равновесной температурой гидратообразования и уравнение изменения температуры в пласте и в стволе работающей скважины. Для безгидратного режима работы скважины необходимо, чтобы при определенном дебите (давлении) температура газа была выше равновесной температуры гидратообразования $t_р$.

Если необходимо, чтобы гидраты не образовывались только в пласте, то должно удовлетворяться условие $t_з > t_р$.

Если необходимо, чтобы гидраты не образовывались до устья скважины, то должно быть $t_у > t_р$.

IX.5.1. Безгидратный режим работы призабойной зоны и ствола скважины

Определение возможности образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины необходимо для выбора способа и места подачи ингибитора. В случае, когда гидраты образуются в призабойной зоне, ингибиторы периодически закачиваются в пласт.

Безгидратный режим работы призабойной зоны обеспечивается при выполнении неравенства $t_р < t_з$. Значение $t_р$ для каждого месторождения определяется отдельно по методам, приведенным в п. II.9, $t_з$ — по формуле (III.31), а дебит скважины при данном режиме по формуле

$$G = 54\bar{\rho}\,\frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b\,\Delta p^2}}{2b}. \qquad \text{(IX.39)}$$

Порядок определения $t_р$, $t_з$ и G и входящих в них параметров приведен в главах II—IV. Расчеты по определению безгидратного режима работы призабойной зоны проводятся в следующей последовательности.

По известным коэффициентам a и b для приемлемого забойного давления определяется G.

По G и другим параметрам, входящим в формулу (III.31), рассчитывается $t_з$.

По экспериментальным данным либо расчетным путем согласно формуле (II.39) или по равновесным кривым гидратообразования при известной плотности газа определяется $t_р$.

Полученные значения $t_з$ и $t_р$ должны удовлетворять неравенству $t_р < t_з$. Если это условие не выполнено, то расчет $t_з$ повторяется с новым значением G до тех пор, пока не будет $t_р < t_з$.

Безгидратный режим работы ствола скважины обеспечивается при $t_р < t_у$. Устьевая температура $t_у$ при отсутствии зоны многолетней мерзлоты определяется по формуле (III.33).

Дебит скважины, входящий в неявном виде в формулу (III.33), через Δt и α определяется по формуле (IX.39). Распределение давления в стволе скважины описывается формулой (III.9).

Параметры, входящие в эти формулы, и порядок их определения изложены в главах II—IV.

Безгидратный режим работы скважины, проходящей слой многолетней мерзлоты, определяется следующим образом.

По формуле (III.37) определяется температура газа, входящего в зону многолетней мерзлоты.

Зная $t_{м0}$, определяют распределение температуры в интервале многолетней мерзлоты по формуле (III.38). Порядок определения параметров, входящих в формулы (III.37) и (III.38), изложен в главе III.

В скважинах, расположенных в зонах многолетней мерзлоты, гидраты могут образоваться на любой глубине. Поэтому условие $t_р < t_у$, исключающее образование гидратов, справедливо и при наличии многолетней мерзлоты.

Если расчеты с различными режимами показывают, что удовлетворить $t_р < t_у$ в данной скважине невозможно, то необходимо обеспечить подачу ингибитора в скважину.

IX.6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ АГРЕССИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ В ИХ ПРОДУКЦИИ

Агрессивные компоненты в составе природных газов (углекислый газ, сероводород, ртуть и др.) при наличии влаги в продукции скважин вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают коррозию скважинного и наземного оборудования. Интенсивность коррозии зависит от давления и температуры среды, концентрации агрессивных компонентов, количества влаги, характеристики металлов скважинного и наземного оборудования, конструкции скважины, степени и характера минерализации воды, скорости потока и др. Учет влияния всех факторов на интенсивность коррозии весьма сложен и поэтому целесообразно рассмотреть хотя бы основные. К ним относятся следующие.

Концентрация агрессивных компонентов в потоке.

Давление и температура среды.

Скорость потока.

Минерализация воды.

Техническая характеристика используемого оборудования.

Часть этих факторов (концентрация агрессивного компонента в газе и минерализация воды) не поддается регулированию. Поэтому при выборе технологического режима следует исходить из возможности применения коррозионно-стойких материалов, антикоррозионных ингибиторов, установления оптимальных давлений, температур и скорости газа и правильного выбора конструкции скважины.

Исследования отдельных образцов и промысловые наблюдения показывают, что интенсивность углекислотной коррозии зависит от парциального давления углекислого газа и температуры.

С увеличением парциального давления CO_2 скорость коррозии увеличивается. С увеличением температуры скорость коррозии также существенно увеличивается. В процессе разработки парциальное давление CO_2 снижается, а объем водного конденсата увеличивается и поэтому интенсивность коррозии снижается.

Наиболее агрессивный компонент, вызывающий интенсивную коррозию, — сероводород (H_2S). Характерная черта сероводородной коррозии — растрескивание. Так же, как и при углекислотной коррозии, скорость коррозии зависит от парциального давления H_2S. При наличии в составе газа CO_2 и H_2S влияние H_2S на интенсивность коррозии существеннее по сравнению с CO_2.

Одно из основных условий коррозии металла — наличие влаги в добываемой продукции. Наличие и количество воды при заданной концентрации CO_2 или H_2S предопределяет кислотность среды, которая обусловливает интенсивность коррозии. При известном содержании влаги в газе и концентрации агрессивных компонентов интенсивность коррозии существенно зависит от скорости потока. Скорость зависит от производительности пласта, конструкции скважины, давления и температуры газа в стволе. Имеющиеся многочисленные промысловые и лабораторные исследования показывают, что при известных концентрациях отдельных компонентов, влаги в газе, давлении и температуре существует некоторая скорость, при превышении которой интенсивность коррозии существенно увеличивается. По данным исследований скважин Майкопского месторождения эта скорость равна 11 м/с. В отдельных случаях эта величина в зависимости от различных факторов может быть больше или меньше и должна быть установлена промысловыми и лабораторными исследованиями для каждого месторождения.

В случае, когда по объективным причинам не использовано оборудование с антикоррозионным покрытием или отсутствует возможность подачи антикоррозионного ингибитора, то в качестве основного показателя при установлении технологического режима следует принимать скорость потока, которую выбирают по промысловым и лабораторным исследованиям образцов применяемого оборудования. При известной конструкции с постоянным диаметром фонтанных труб наиболее опасно, с точки зрения коррозии, устье скважины, где должна поддерживаться критическая скорость $v_{кр}$, превышение которой значительно увеличивает интенсивность коррозии.

Дебит скважины при известной критической скорости определяется по формуле

$$Q_{кр} = v_{кр} d^2 p_у / 0{,}52 T_у z_у, \qquad (IX.40)$$

где d — диаметр фонтанных труб, см; $p_у$ — устьевое давление, кгс/см²; $T_у$ — температура газа у устья скважин, К; $z_у$ — коэффициент сверхсжимаемости при $p_у$ и $T_у$.

Величина $Q_{кр}$ связана с забойным и устьевым давлениями выражениями

$$p_з^2 = p_{пл}^2 - aQ_{кр} - bQ_{кр}^2, \qquad (IX.41)$$

$$p_з^2 = p_у^2 e^{2S} + 1{,}377\lambda \frac{z_{ср}^2 T_{ср}^2}{d^5} \left(e^{2S} - 1\right) Q_{кр}^2. \qquad (IX.42)$$

Обозначив

$$\alpha = \frac{d^2}{0{,}52 T_у z_у};$$

$$\theta = \frac{1{,}377\lambda z_{ср}^2 T_{ср}^2}{d^5} \left(e^{2S} - 1\right),$$

определяем

$$p_у = \frac{-\alpha a v_{кр} + \sqrt{(\alpha a v_{кр})^2 + 4 p_{пл}^2 \left[e^{2S} + (\theta + b)\, \alpha^2 v_{кр}^2\right]}}{2\left[e^{2S} + (\theta + b)\, \alpha^2 v_{кр}^2\right]}. \qquad (IX.43)$$

Параметры, входящие в формулы (IX.41)—(IX.43), порядок их определения и размерности приведены в главах III, IV. При заданных a, b, θ, $v_{кр}$, значение $p_у$ в процессе разработки зависит от $p_{пл}$. Порядок расчета технологического режима для выбранной скорости следующий.

По известным $p_{пл}$, $v_{кр}$ и параметрам a, b, α, θ, определяют $p_у$.

Затем по формуле (IX.40) определяют $Q_{кр}$ и по известным $p_у$ и $Q_{кр}$ для заданной конструкции рассчитывают $p_з$ и далее Δp^2.

Изменение $p_{пл}$ в процессе разработки приближенно можно определять по уравнению материального баланса.

Пример. Определить $p_у$ и $Q_{кр}$ скважины заданной конструкции при следующих исходных данных: $v_{кр} = 10$ м/с; $d = 6{,}3$ см; $T_у = 300$ К; $T_з = 340$ К; $L = 1500$ м; $\overline{\rho} = 0{,}6$; $\lambda = 0{,}016$; $a = 6$ сут/тыс. м³; $b = 0{,}02$ (сут/тыс. м³)².

Результаты расчетов приведены в табл. IX.2.

Таблица IX.2

Результаты расчетов технологического режима работы скважины в условиях коррозии

№ п/п	Время разработки, сут	$p_{пл}$, кгс/см²	$p_у$, кгс/см²	$Q_{кр}$, тыс. м³/сут	$p_з$, кгс/см²	Δp, кгс/см²
1	0	150	110	333	144	6,0
2	730	125	92	272	120	5,0
3	910	100	73,5	213	95,1	4,9
4	1210	75	55	152	70,9	4,1
5	1760	50	36,5	100	47,0	3,0

Технологический режим работы при наличии агрессивных компонентов в газе, ограничиваемый скоростью на устье, приемлем при отсутствии изменения диаметра фонтанных труб (проходного сечения потока), структуры потока, его направления и др.

Если фонтанные трубы состоят из комбинированных труб, то возможно, что требуемая скорость будет не около устья скважины, а в ее стволе в местах перехода с одного (как правило, малого) диаметра фонтанных труб на другой диаметр.

Если установленная скорость и связанные с ней забойное давление и дебит вызывают осложнения, т. е. способствуют разрушению пласта, образованию пробок или гидратов, то следует принимать в качестве критерия эти факторы при условии, что получаемые при этом скорости не будут превышать скоростей, обусловленных коррозией.

IX.7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИН, ВСКРЫВШИХ МНОГОПЛАСТОВЫЕ ЗАЛЕЖИ

Технологический режим работы скважин, вскрывших многопластовые залежи, прежде всего зависит от наличия или отсутствия гидродинамической связи между пластами, вскрытыми единым фильтром.

При достаточно хорошей гидродинамической связи между пластами, вскрытыми единым фильтром, технологический режим устанавливается, как на однопластовой залежи с учетом неоднородности по разрезу.

Если пласты изолированы, но необходима эксплуатация одновременно всех пластов, то при сравнительно одинаковых составах, близких по теплотворной способности газов и по содержанию агрессивных компонентов и конденсата, технологический режим устанавливается, как на однопластовом месторождении

с учетом запасов газа, неоднородности отдельных пластов, начального и ожидаемого изменения давлений отдельных пластов, возможного перетока газа из одного пласта в другой и т. п.

Если разница положений контактов газ—вода, запасы газа и продуктивная характеристика отдельных пропластков не допускают одновременную эксплуатацию всех пластов единым фильтром, то необходимо использовать одновременную раздельную эксплуатацию скважин.

Если нижний пласт, контактирующий с подошвенной водой, хорошо изолирован от вышележащих, то хотя бы по части скважин при вскрытии нижнего пласта и при установлении режима работы в качестве критерия необходимо выбрать наличие подошвенной воды.

При наличии нескольких газоносных пластов с одинаковыми составами газов, сравнительно близкими пластовыми давлениями, но с различной степенью устойчивости к разрушению технологический режим должен быть установлен по слабоустойчивому пласту. При наличии возможности снятия ограничения, вызванного разрушением одного из пластов, следует применять механические или химические способы селективного укрепления этого пласта.

Если газы резко отличаются по теплотворной способности и содержанию агрессивных компонентов и тяжелых углеводородов, то необходимо рассмотреть возможность отдельного вскрытия этих пластов, используя при этом разобщители с учетом запасов газа, потребности народного хозяйства в газе, возможности ввода в эксплуатацию одновременно двух систем сбора и подготовки газа и т. д.

ГЛАВА X

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН

X.1. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ К ИССЛЕДОВАНИЯМ

Скважины на газовых месторождениях исследуются после оборудования устья фонтанной арматурой.

На прискважинных участках запрещается разведение огня.

Территория скважины в площади постоянного отвода должна быть очищена от растительности и посторонних предметов.

Все задвижки арматуры должны иметь маховики и указатели: «Открыто», «Закрыто».

Продувочная линия должна монтироваться из труб диаметром не менее диаметра фонтанной арматуры и иметь длину не менее 100 м. На конце трубопровода должен быть установлен тройник со штуцером.

Продувочные линии должны быть надежно прикреплены хомутами к якорям.

Измерительные и продувочные линии должны быть опрессованы на полуторакратное максимальное давление, ожидаемое при испытании скважин. Результаты опрессовки оформляются актом.

Измерительная линия должна быть укреплена не менее чем на двух опорах, одна из которых устанавливается на конце линии у ДИКТа.

Для проведения глубинных измерений возле устьевой арматуры и для смены диафрагм возле ДИКТа должны быть подготовлены площадки стационарного или передвижного типа.

Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 4 см, перила высотой 125 см с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу.

Площадки и лестницы необходимо регулярно очищать от снега, льда и грязи.

Оборудование, механизмы и контрольно-измерительные приборы должны иметь эксплуатационную и ремонтную документацию согласно требованиям ГОСТа.

Запрещается эксплуатация и монтаж оборудования, механизмов, контрольно-измерительных приборов и инструмента при нагрузках, давлениях и температурах, превышающих допустимые по паспорту.

Запрещается эксплуатация неисправного оборудования, механизмов, инструментов и приспособлений, а также пользование неисправными средствами индивидуальной защиты.

Запрещается эксплуатация оборудования, машин и механизмов при неисправных устройствах безопасности, блокировочных, фиксирующих и сигнальных приспособлениях и приборах.

Предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы должны быть установлены с учетом обеспечения удобства обслуживания и наблюдения за ними.

Контрольно-измерительные приборы, установленные на оборудовании, устьевой арматуре скважин, трубопроводах, должны иметь пломбу или клеймо Госповерителя или организации, осуществляющей ремонт и тарировку таких приборов.

Исправность контрольно-измерительных приборов необходимо проверять в сроки, предусмотренные инструкциями по эксплуатации этих приборов, а также каждый раз, когда возникает сомнение в правильности их показаний.

Работа оборудования, аппаратуры и трубопроводов при неисправных контрольно-измерительных приборах или их отсутствии запрещается.

Монтаж и эксплуатация приборов контроля и автоматики должны отвечать требованиям противопожарных правил и инструкций.

При монтаже и эксплуатации приборов с радиоактивными изотопами необходимо руководствоваться «Санитарными правилами работы с радиоактивными веществами с источниками ионизирующих излучений».

Манометры для измерения давлений в ДИКТе и затрубном пространстве должны быть установлены на общем щите, вынесенном в безопасное и удобное для наблюдения место.

Манометры должны устанавливаться на стальных трехходовых кранах или на игольчатых вентилях.

Автомашину с лебедкой для глубинных измерений следует устанавливать с наветренной стороны на расстоянии не менее 25 м от устья скважины и таким образом, чтобы оператор, управляющий лебедкой, видел устьевой фланец или лубрикатор.

Лебедки, краны и другие подъемные механизмы должны иметь надежные тормозные устройства, не допускающие самопроизвольного опускания груза.

Лебедки с механизированным приводом (кроме вспомогательной) должны быть оборудованы устройством, обеспечивающим правильную укладку витков наматываемого на барабан каната или кабеля.

К территории станций подземного хранения газа, сооружениям, коммуникациям, оборудованию по продувке, испытанию газопроводов предъявляются такие же требования безопасности, как и к территории газового промысла и газопромысловым сооружениям.

Обвязка устья скважин ПХГ должна иметь оборудование, позволяющее проводить исследование скважины без специального оборудования или ее остановки.

В зависимости от температуры пласта и атмосферных условий на поверхности необходимо устанавливать обогреватели у устья скважины для предотвращения образования гидратов и обмерзания сборных линий.

Для измерения дебитов открытых газовых фонтанов исследователи допускаются к работе по согласованию с ответственным руководителем после специального инструктажа.

X.1.1. Подготовка к работе с ингибиторами гидратообразования

Скважина с метанольной емкостью должна иметь металлическую ограду высотой не менее 2 м с обшивкой наверху (три ряда по периметру) и в средней части колючей проволокой. В ограде должно быть два выхода, которые запираются и пломбируются.

Емкости для хранения метанола должны быть оборудованы дыхательными и гидравлическими клапанами и запломбированы. Емкости для метанола должны быть расположены на огражденной площадке под навесом или в складах.

До закачки метанола в метанольницу необходимо проверить исправность всех узлов метанольной установки, фланцевых соединений, вентилей, предохранительных клапанов, манометров и др. Повреждения в метанольной установке должны немедленно устраняться.

Запрещается наполнять метанольницу ведрами и прочими сосудами.

Заправлять метанольницу метанолом следует только после доведения в ней давления до атмосферного.

Для подъема к рабочему метанольному бачку, установленному на специальной опоре, необходимо иметь лестницу.

Если имеется опасность повышения давления выше величины, на которую рассчитана метанольная емкость, на ней следует установить предохранительный клапан.

В случае замерзания трубопровода в метанольной емкости отогревать его следует паром или горячей водой после отключения от действующей системы. Отогрев открытым огнем запрещается.

При работе с метанолом необходимо соблюдать требования «Правил по перевозке, хранению и применению метанола», «Общих санитарных правил по хранению и применению метанола», «Инструкции о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения и применения метанола на газовых промыслах, магистральных газопроводах и станциях подземного хранения газа».

Насосное хозяйство по вводу диэтиленгликоля (этиленгликоля, триэтиленгликоля) на установках осушки газа должно отвечать требованиям, предъявляемым к оборудованию и устройству взрывопожароопасных помещений, в том числе:

а) высоконапорные насосы для впрыска и насосы для внутренней перекачки ДЭГа должны быть разделены между собой глухой стеной;

б) проводка и электродвигатели должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении.

X.1.2. Подготовка к исследованиям скважин, газ которых содержит сероводород

Обустройство устья скважин и строительство шлейфов к ним, не введенных в эксплуатацию к моменту пуска газосборного пункта (УКПГ), должны проводиться с соблюдением требований «Указаний по безопасному ведению работ при строительстве в охранной зоне и полосе отвода действующих магистральных газопроводов, конденсатопроводов и шлейфов газовых скважин» Госгазинспекции Мингазпрома.

На территории предприятия должны быть установлены устройства для определения направления и скорости ветра (конус, флюгер, анемометр и др.).

Исследование скважин на месторождениях, газ которых содержит сероводород, должно проводиться только при эксплуатации скважины через фонтанные трубы.

Глубинные приборы и проволока для спуска должны быть в антикоррозионном исполнении. Манометры типа «МО», «МТИ» и др. следует присоединять через буферную емкость, заполненную нейтральной по отношению к сероводороду жидкостью.

X.1.3. Подготовка к исследованию скважин с применением антикоррозионного ингибитора

При приготовлении раствора ингибитора необходимо соблюдать следующие правила безопасности.

При подогреве, сливе и нейтрализации ингибитора ИКСГ-1 необходимо пользоваться защитными очками, спецобувью, спецодеждой и рукавицами; пользоваться спецодеждой и очками необходимо также при гашении извести.

При перемешивании раствора пар следует подавать постепенно, не допуская резких выбросов пароконденсата.

Необходимо следить за исправностью коммуникаций.

Применять инструмент, не дающий искр.

Ингибиторная установка должна располагаться от устья скважины на расстоянии не ближе 5 м.

Заполнять бачки ингибитором необходимо при атмосферном давлении, предварительно понизив давление, выпустив газ через продувочную свечу.

При заполнении рабочих бачков кран, установленный в верхней части дозировочной емкости, должен быть открыт.

Наличие ингибитора в рабочих бачках должно контролироваться при помощи краников, установленных в нижней части дозировочной емкости.

Запрещается выпускать газ из бачков через присоединительный патрубок. Выпуск газа следует проводить через патрубок, специально предназначенный для этой цели.

Во время грозы запрещается проводить работы, связанные со сливом и приготовлением ингибитора.

При измерениях уровня ингибитора в емкостях, а также при его разбавлении конденсатом рабочие должны находиться с наветренной стороны.

Отогревать замерзшие трубопроводы и запорную арматуру следует только паром или горячей водой. Пользоваться открытым огнем запрещается.

Запрещается хранить ингибитор в емкости, не оборудованной дыхательным клапаном.

На емкостях, заполненных ингибитором, и на установках у скважин должны быть надписи «Огнеопасно».

Место для хранения ингибитора должно быть обваловано, ограждено и обеспечено необходимыми средствами пожаротушения.

Запрещается закачивать ингибитор в пласт без предварительного составления плана работ и назначения ответственного руководителя. План работ составляется на каждую испытываемую скважину, утверждается главным инженером газопромыслового управления и согласовывается с пожарной охраной.

Запрещается закачивать ингибитор в пласт, если давление в затрубном пространстве превышает давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Закачивать ингибитор в пласт в ночное время запрещается.

Запрещается устанавливать емкости для перемешивания, отстоя и хранения раствора ингибитора на расстоянии менее 50 м от устья скважины.

Запрещается устанавливать агрегаты, предназначенные для разовой закачки ингибитора в пласт, на расстоянии менее 25 м от устья скважины. Агрегаты следует устанавливать с наветренной стороны.

Запрещается возобновлять работу по закачке ингибитора в пласт без предварительного выпуска накопившегося в стволе скважины газа, если скважина длительное время не работала.

До закачки ингибитора в пласт необходимо нагнетательные линии опрессовать водой на полуторакратное максимальное рабочее давление.

Опрессовка на прочность и герметичность ингибиторной установки должна проводиться в соответствии с требованием «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

X.1.4. Подготовка к исследованию скважин с применением низкотемпературной сепарации

Оборудование, аппараты и арматура низкотемпературной сепарации, подвергающиеся действию метанола, аммиака и других химреагентов, должны быть изготовлены из материалов, стойких к разъеданию, или иметь внутреннее защитное покрытие.

На каждом газосепараторе должно быть не менее двух предохранительных устройств, каждое из которых должно обеспечивать безаварийную работу аппарата.

На входе газа в газосепаратор низкотемпературной сепарации допускается установка неавтоматизированного редуцирующего устройства.

При продувке трапов и сепараторов запорное устройство на продувочной линии следует открывать и закрывать постепенно и плавно.

X.1.5. Подготовка к промыслово-геофизическим исследованиям

К промыслово-геофизическим работам скважину должно подготовить предприятие, которому принадлежит эта скважина.

Ствол скважины должен быть подготовлен таким образом, чтобы обеспечивалось беспрепятственное прохождение скважинных приборов и аппаратуры. Длина шаблона должна быть не меньше, а диаметр на 2 мм больше соответствующих размеров спускаемого в скважину геофизического прибора.

Подготовленность скважины к промыслово-геофизическим исследованиям оформляется актом, который подписывается ответственными представителями заказчика и геофизического предприятия. Акт о готовности скважины передается начальнику геофизической партии, после чего можно приступать к работе.

При промыслово-геофизических работах подъемник и лаборатория должны быть заземлены.

Промыслово-геофизическая партия до проведения исследовательских работ обязана:

а) проверить готовность скважины к предстоящим исследованиям в соответствии с требованиями правил техники безопасности и актов о готовности скважины;

б) осуществить контрольное шаблонирование колонны или насосно-компрессорных труб по возможности до забоя.

При проведении геофизической партией подготовительных работ должна быть обеспечена устойчивость автомобиля-подъемника.

До начала работы необходимо проверить состояние рабочего места, а также исправность предназначенных для предстоящей работы оборудования, инструмента и приспособлений по технике безопасности и, в случае обнаружения неисправностей, принять меры к их устранению.

X.2. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Газовые и газоконденсатные скважины исследуют по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом газодобывающего предприятия. В плане должен быть указан допустимый предел снижения давления, гарантирующий от смятия эксплуатационной колонны.

Исследование скважины должно проводиться в дневное время под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций.

Запрещается находиться на рабочих местах посторонним лицам без разрешения руководителя работ на объекте или администрации.

Перед началом исследования следует открыть все задвижки на арматуре выше трубной головки, за исключением крайних задвижек на струнах.

При продувке скважины и во время измерений двигатели буровой установки, а также двигатели находящихся около скважины автомобилей и тракторов должны быть заглушены, а топки котлов потушены. Продувку следует проводить через прочно закрепленную продувочную линию со штуцером и при полностью открытых задвижках на выкиде.

Для измерений и продувки следует пользоваться только крайними задвижками на струнах, открывая или закрывая их полностью. При смене диафрагм следует открывать задвижку на продувочной линии и одновременно закрывать задвижку на измерительной линии. Работа через не полностью открытую задвижку запрещается.

Перед открытием задвижки на одной из струн все работающие, кроме находящихся у задвижек, должны удалиться от устья скважины, измерительной и продувочной линий на безопасное расстояние.

Регистрировать показания термометра разрешается только после полного открытия задвижки на измерительной линии.

Перед сменой штуцера и штуцерных патрубков необходимо (после перевода струи на резервный выкид и закрытия соответствующих задвижек на рабочем выкиде) снизить давление в струне за штуцером до атмосферного при помощи вентиля, установленного на линии.

Запрещается подходить к ДИКТу со стороны диафрагмы во время истечения струи газа, а также при внезапном прекращении его.

Глубинные измерения в работающих скважинах допускаются только с применением специального лубрикатора, оборудованного самоуплотняющимся сальником, манометром, отводом с трехходовым краном или заменяющим его устройством. Каждый лубрикатор должен быть опрессован на полуторакратное максимальное давление, и по результатам опрессовки должен быть составлен акт.

В процессе монтажа и демонтажа головки лубрикатора глубинный прибор должен устанавливаться на полностью закрытую буферную задвижку. Перед извлечением глубинного прибора из лубрикатора давление в нем должно быть снижено до атмосферного через запорное устройство, установленное на отводе.

Спускать глубинные приборы при неисправном счетчике глубины запрещается. В случае выхода из строя счетчика глубины во время подъема глубинного прибора дальнейший подъем должен осуществляться ручным приводом.

При подъеме глубинного прибора из скважины лебедкой с ручным приводом следует включить храповое устройство.

В процессе подготовки и проведения исследовательских работ на скважинах и других взрывоопасных объектах должен применяться инструмент, изготовленный из металла, не дающего искр при ударах.

Запрещается сбрасывать какие-либо предметы с высоты.

X.2.1. Проведение промыслово-геофизических исследований

Все промыслово-геофизические работы должны проводиться с соблюдением действующих «Единых правил безопасности при взрывных работах», «Инструкции по технике безопасности при проведении промыслово-геофизических работ», «Санитарных правил при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений», «Правил перевозки радиоактивных веществ» и «Норм радиационной безопасности», утвержденных Минздравом СССР.

Промыслово-геофизические работы в скважинах должны проводиться в присутствии представителя заказчика под руководством начальника партии или другого ответственного инженерно-технического работника, назначенного приказом по предприятию, осуществляющему эти работы.

Запрещается для промыслово-геофизических работ пользоваться электросетью с напряжением более 380 В.

Во время спуско-подъемных операций запрещается наклоняться над кабелем, переходить через него, а также браться руками за движущийся кабель. На барабан подъемника кабель должен направляться специальным водильником.

Грузы и скважинные приборы массой более 40 кг или длиной более 2 м независимо от массы должны подниматься и опускаться в скважину при помощи промыслово-геофизического подъемника (при работе через подвесной блок-баланс), ручной или буровой лебедкой. При применении буровой лебедки к работе привлекается буровая бригада.

Скважинные приборы и грузы, опускаемые в скважину, должны иметь ослабленное место присоединения к кабелю, разрывающееся при напряжении, не превышающем 2/3 разрывного усилия кабеля.

После спуска прибора в скважину на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков кабеля.

Для освобождения прихваченного в стволе скважины кабеля (или прибора) его следует непрерывно расхаживать. Если расхаживанием освободить прибор не удается, дальнейшие работы по ликвидации прихвата должны вестись по согласованию руководителей предприятий — геофизического и заказчика.

Не допускается наличие «фонарей» на бронированном кабеле. Проволоки брони, образующие «фонари», необходимо срезать, а концы их заправлять под проволоки неповрежденных витков.

Последние 100 м каната или кабеля с прибором должны подниматься из скважины на пониженной скорости. Для определения момента перехода на пониженную скорость на кабеле должна быть сделана хорошо видимая метка.

X.2.2. Исследование скважин, газ которых содержит сероводород

В открытых местах, опасных из-за возможного скопления сероводорода, должен быть организован контроль за его концентрацией не реже одного раза в сутки.

Газ, содержащий сероводород, при невозможности подключения скважины к газосборной сети, в процессе исследования должен отводиться от устья скважины по трубопроводам со стояками или отсасываться специальными устройствами.

Стояки на трубопроводах должны быть высотой не менее 10 м и расположены не ближе 200 м от производственных помещений, не менее 25 м от рабочих мест на промысле и 1000 м от населенных пунктов и магистральных дорог. Стояки должны быть укреплены не менее чем тремя оттяжками.

Отведенный к стояку газ должен сжигаться. Выпуск газа в атмосферу без сжигания запрещается.

Смена диафрагмы на ДИКТе должна проводиться через 15 мин после закрытия скважины с предварительным проведением анализа на сероводород.

Работники бригад по исследованию скважин должны:

а) знать правила безопасности при работе в среде, содержащей сероводород, и приемы оказания первой помощи пострадавшим;

б) иметь при себе во время работы индивидуально закрепленные противогазы;

в) иметь индикатор на сероводород.

При исследовании скважин запрещается подходить к устью и измерительной линии без противогаза и соответствующей спецодежды.

Запрещается вход без противогаза в тепляки, устраиваемые над устьевой арматурой, распределительными пунктами, установками и т. п.

Продолжительность непрерывной работы в шланговом противогазе не должна превышать 15 мин с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин.

Спецодежда и спецобувь должны соответствовать действующему ГОСТу и выдаваться для работников каждой профессии в пределах установленных норм.

Рабочие, связанные с работой в таежно-полевых условиях, должны обеспечиваться средствами защиты от гнуса.

Во время работы рабочие обязаны пользоваться выданной им спецодеждой и спецобувью.

X.2.3. Обслуживание емкостей, работающих под большим давлением

Трапы, сепараторы, аппараты очистки и осушки газа, работающие под избыточным давлением 0,7 кгс/см^2 и выше, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Трапы, сепараторы и другие аппараты должны иметь предохранительный клапан, манометр, уровнемерное стекло или заменяющие его уровнеуказатели и устройства для автоматического слива жидкости.

На трапах, в которых не измеряется дебит, установка уровнемерного стекла или заменяющего его уровнеуказателя не обязательна.

В случае обмерзания аппаратов, газопроводов, задвижек, штуцеров и т. д. отогревать их следует горячей водой или паром. Отогрев открытым огнем запрещается.

Запрещается подключать скважину к установке подготовки газа, если система (сепараторы, конденсатосборник и др.) не находится под давлением газа, равным давлению в газовом коллекторе.

При аварийной остановке сборного пункта необходимо закрыть задвижки на выходе газа из групповой установки и снизить давление в системе до атмосферного продувкой через аварийную свечу, а скважину переключить на факельную линию.

X.3. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ ГАЗОКОНДЕНСАТА И ЛАБОРАТОРНЫХ АНАЛИЗАХ

Запрещается пуск в работу и эксплуатация газоопасных объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на токсичные и взрывоопасные концентрации.

Отбор проб газоконденсата необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 2517—69. Пробоотборник должен быть изготовлен из искробезопасных материалов.

Пробы газа и конденсата, содержащие сероводород, следует отбирать в контейнеры, изготовленные из стойких к сероводороду материалов.

Пробы сернистых отложений из резервуаров должны отбираться с разрешения главного инженера предприятия, эксплуатирующего резервуары. Эта работа должна поручаться не менее чем двум специально подготовленным работникам и выполняться в соответствующем противогазе.

Работники, обслуживающие резервуары с сернистым конденсатом, должны быть ознакомлены со специфическими опасностями, характерными для конденсата, и обучены пользованию противогазами и другими средствами индивидуальной защиты.

Рабочие помещения лабораторий должны быть оборудованы в соответствии со СНиП, а также с указаниями по строительному проектированию зданий и сооружений нефтяной промышленности и противопожарными техническими условиями строительного проектирования.

В закрытых помещениях, опасных из-за возможного скопления сероводорода, должен быть организован контроль за его концентрацией не реже одного раза в смену.

В производственных помещениях содержание газов в воздухе не должно превышать:

Метан, об. %	0,7
Сернистый газ, мг/м³	10
Окись углерода, мг/м³	20
Пары бензина (в пересчете на углерод), мг/м³	300
Ртуть, мг/м³	0,01
Сероводород в смеси с углеводородами, мг/м³	3
Метанол (спирт метиловый), мг/м³	5

Концентрация сероводорода в атмосфере воздуха населенных мест не должна превышать 0,008 мг/м³.

При концентрации газа, превышающей предельно допустимую, работать разрешается только в противогазе (в фильтрующем — на открытом воздухе, в шланговом — при работе в емкостях, колодцах и закрытых помещениях).

Для постоянного контроля за концентрацией сероводорода и углеводородов в помещениях и на площадках с оборудованием и аппаратурой должны быть установлены газоанализаторы со световой и звуковой сигнализацией. Помимо стационарных газоанализаторов необходимо применять переносные приборы.

Во время ремонтных работ степень загазованности рабочего места сероводородом следует проверять при помощи газоанализаторов или химических анализов проб окружающего воздуха.

Герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещении, следует проверять не реже одного раза в смену.

Обнаруженные пропуски газа или конденсата через неплотности соединений, сальники, свищи и т. п. следует немедленно устранять.

Работы, связанные с выделением вредных для здоровья газов, паров, пыли, должны проводиться в вытяжных шкафах, оборудованных надежной вентиляцией.

При работах, которые могут сопровождаться взрывом газов или разбрызгиванием едких жидкостей, работающие должны надевать предохранительные очки и находиться за защитным экраном.

При наличии производственного шума, превышающего допустимые санитарные нормы, и вибрации оборудования должны проводиться технические мероприятия по ограничению их воздействия на рабочих.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 3

ГЛАВА I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН 5

I.1. Основные задачи исследования скважин 5
I.2. Классификация газогидродинамических исследований 6
I.3. Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям . . . 8

ГЛАВА II. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА 11

II.1. Состав и основные параметры природных газов 11
II.2. Плотность газа и газоконденсатной смеси 16
II.3. Критические и приведенные параметры газа 19
II.4. Вязкость природного газа 22
II.5. Коэффициент сверхсжимаемости природного газа 27
II.6. Влагосодержание газа 36
II.7. Теплоемкость газа 40
II.8. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля—Томсона 48
II.9. Определение условий гидратообразования 50

ГЛАВА III. АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ 60

III.1. Определение абсолютного давления газа 60
III.2. Определение давления на забое остановленной скважины 60
III.3. Определение давления на забое работающей скважины 76
III.4. Определение забойного давления в скважинах, в продукции которых имеется жидкость 102
III.5. Определение потерь давления в забойном оборудовании 104
III.6. Определение распределения температуры по стволу скважины . . . 110

ГЛАВА IV. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА 116

IV.1. Методика проведения испытаний 116
IV.2. Методы обработки результатов исследований 118
IV.3. Влияние различных факторов на форму индикаторной линии . . . 123
IV.4. Исследование скважин в условиях очищения и скопления жидких и твердых частиц на забое и в призабойной зоне 126
IV.5. Методика обработки индикаторных линий с учетом изменения реальных свойств газа от давления 127
IV.6. Методика обработки индикаторной линии, построенной по данным эксплуатации 128
IV.7. Методика исследования скважин с выпуском газа в газопровод 129
IV.8. Методика исследования скважин в условиях образования гидратов 131
IV.9. Определение параметров пластов многопластовой залежи 132
IV.10. Методы исследования скважин с длительным периодом стабилизации забойного давления и дебита 136
IV.11. Особенности исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой 144

IV.12. Особенности исследования газовых скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) 145
IV.13. Методика обработки результатов исследования газоконденсатных скважин 147

ГЛАВА V. ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ 150

V.1. Методы снятия и обработки КВД 150
V.2. Обработка кривых стабилизации забойного давления 178

ГЛАВА VI. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН 180

VI.1. Приборы и аппаратура для измерения давления 181
VI.2. Приборы и аппаратура для измерения температуры 191
VI.3. Приборы и аппаратура для измерения дебита 193
VI.4. Дистанционные глубинные приборы и комплексы 207
VI.5. Оборудование для спуска глубинных приборов 208

ГЛАВА VII. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ 213

VII.1. Методы промысловых исследований на газоконденсатность 213
VII.2. Особенности исследования на газоконденсатность в условиях гидратообразования и коррозии 214
VII.3. Особенности исследования на газоконденсатность низкопродуктивных пластов с длительной стабилизацией давления и дебита 215
VII.4. Выбор методики промысловых исследований в зависимости от характеристики залежи 216
VII.5. Требования к скважине 216
VII.6. Требования к сепаратору 216
VII.7. Исследование при одноступенчатой сепарации газа 217
VII.8. Исследование при двухступенчатой сепарации газа 220
VII.9. Исследование недонасыщенных (при рабочих устьевых давлениях и температуре) газоконденсатных залежей 223
VII.10. Определение количества конденсата, которое может выделиться из газа, транспортируемого по магистральному газопроводу 225
VII.11. Лабораторное исследование пластовых газоконденсатных систем на установках фазового равновесия 226
VII.12. Исследование состава газа и конденсата 235
VII.13. Характеристика сырого конденсата 244
VII.14. Характеристика газов дегазации, дебутанизации и сепарации 244
VII.15. Физико-химические исследования стабильного (дебутанизированного) конденсата 244
VII.16. Оценка изменения фракционного состава добываемого стабильного конденсата в процессе истощения залежи 244

ГЛАВА VIII. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 246

VIII.1. Радиоактивный каротаж 246
VIII.2. Исследование скважин дебитомером типа «Метан» 256
VIII.3. Термометрические исследования газовых скважин 269

ГЛАВА IX. УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН 275

IX.1. Технологический режим работы газовых скважин в условиях разрушения призабойной зоны 275
IX.2. Технологический режим работы скважин при наличии песчаной пробки или столба жидкости на забое 277
IX.3. Технологический режим работы скважин при наличии подошвенной воды 281
IX.4. Технологический режим работы скважины при одновременном притоке газа и подошвенной воды 284
IX.5. Температурный технологический режим работы скважин 286
IX.6. Технологический режим работы скважин при наличии агрессивных компонентов в их продукции 287
IX.7. Технологический режим работы скважин, вскрывших многопластовые залежи 289

ГЛАВА X. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН 291

X.1. Правила безопасности при подготовке к исследованиям 291
X.2. Правила безопасности в процессе проведения исследования скважин 295
X.3. Правила безопасности при отборе проб газоконденсата и лабораторных анализах 29

МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

ИНСТРУКЦИЯ ПО КОМПЛЕКСНОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Редактор издательства Т. К. Лазарева
Переплет художника Е. П. Рожкова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Л. Г. Лаврентьева
Корректоры В. И. Ионкина и Л. В. Сметанина

Сдано в набор 15.10.79. Подписано в печать 16.05.80. Т-09148.
Формат 60×90¹/₁₆. Бумага № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая.
Усл. печ. л. 19,0. Уч.-изд. л. 23,98. Тираж 10 000 экз. Заказ 1585/8254-6. Цена 1 р. 50 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 6 Ленинградского производственного объединения «Техническая книга» Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 193144, Ленинград, С-144, ул. Моисеенко, 10.

УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!

**ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
ГОТОВИТ К ПЕЧАТИ НОВЫЕ КНИГИ**

АФАНАСЬЕВА А. В., ЗИНОВЬЕВА Л. А. Анализ разработки нефтегазовых залежей. — 17 л., 1 р. 30 к.

В книге рассмотрены основные особенности нефтегазовых залежей. Детально проанализированы процессы разработки нефтегазовых залежей без поддержания пластового давления и с поддержанием его путем закачки воды и газа. Приведены результаты исследований некоторых технологических процессов при разработке нефтегазовых залежей, направленных на преобразование этих залежей в нефтяные. Показаны также особенности разработки рассматриваемых залежей с подошвенной водой и описаны методические приемы расчетов технологических показателей их разработки. Вторая часть книги посвящена обобщению опыта разработки одно- и многопластовых нефтегазовых месторождений. Изложена методика выделения объектов эксплуатации, оптимального распределения заданных добычи нефти и газа.

Книга рассчитана на широкий круг инженерно-технических и научных работников нефтяной и газовой промышленности, а также на студентов нефтяных вузов и факультетов.

•

ГАБДУЛЛИН Т. Г. Оперативное исследование скважин. — 15 л., 1 р.

В книге описано устройство и изложены принципы действия скважинных приборов, наземной аппаратуры и оборудования станций АПЭЛ-64, АПЭЛ-66 и АИСТ. В сжатом виде даны элементы теории первичных и преобразователей скважинных приборов. Рассказано о методических и экспериментальных приемах учета факторов, искажающих результаты измерений. Уделено много внимания проведению измерений непосредственно на скважинах и первичной обработке информации. Приведены основные положения по хранению, обслуживанию и эксплуатации станций и скважинных приборов.

Книга предназначена для инженерно-технических и научных работников нефтяной и газовой промышленности, а также для студентов нефтяных вузов и факультетов.