ИНСТРУКЦИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

НЕДРА 1975

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов

Утверждаю
Первый заместитель министра газовой промышленности СССР
М. В. СИДОРЕНКО
Январь 1974 года

ИНСТРУКЦИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ



Москва «НЕДРА», 1975

УДК 553.981(083.133)

Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений: на та денсатность. М., «Недра», 1975. 72 с. (М-во газ. пром-сти СССР, Всесоюз. исслед. ин-т природ. газ.).

Настоящая инструкция составлена в газоконденсатной лаборатории ВНИ и предназначена для практического использования при исследовании денсатных месторождений на газоконденсатную характеристику

Табл. 6, ил. 35, прилож. 4, список лит. — 12 назв.

И $\frac{20804-075}{043\,(01)-75}$

© Всесоюзный научно-исследов. тельский институт природных газов, 1975

Предисловие

Исследования месторождений на газоконденсатность проводятся с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета запасов газа и конденсата, проектирования разработки и обустройства месторождений и переработки конденсата.

Методам получения указанных параметров посвящена настоящая инструкция.

В главе 1 изложены промысловые методы исследования месторождений на газоконденсатность, а также рассматриваются применяемое оборудование и аппаратура.

Глава 2 посвящена лабораторным методам исследования фазовых превращений пластовых газоконденсатных систем. Описана аппаратура, даны методы расчета конденсатоотдачи пласта.

В главе 3 приведена схема исследования газа и конденсата и описаны методы получения комплекса параметров их состава.

К инструкции прилагаются характеристики применяемых при исследованиях сепараторов, замерных емкостей и различные вспомогательные таблицы.

Инструкция составлена в газоконденсатной лаборатории ВНИИгаз О. Ф. Худяковым, В. В. Юшкиным и Я. Д. Саввиной.

ГЛАВА I

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1. В период разведки месторождения при подготовке исходных данных для подсчета запасов газа и конденсата применяется методика исследования продукции скважин при одноступенчатом ее разделении.

2. В период опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) месторождения при подготовке исходных данных для составления проекта разработки и обустройства месторождения применяется методика исследования продукции скважин двухступенчатой сепарацией газа.

3. В случае недонасыщенности пластовой газоконденсатной системы при рабочих устьевых давлении и температуре применяется методика трехступенчатой сепарации газа.

4. Для проведения исследований на газоконденсатную характеристику на месторождении выбирается одна высокопродуктивная скважина.

5. При наличии нефтяной оторочки промышленного значения для исследования выбираются три скважины, расположенные в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточном участке.

6. Для проведения исследований на месторождении с большим этажом газоносности (более 300 м) выбирается по одной скважине на каждые 300 м разреза.

7. Многопластовое месторождение исследуется таким числом скважин, чтобы были охвачены залежи, содержащие основные запасы конденсата.

§ 1. ТРЕБОВАНИЯ К СКВАЖИНЕ

8. Скважину необходимо эксплуатировать с минимально допустимым дебитом (МДД) газа, обеспечивающим вынос с забоя и из ствола образовавшегося конденсата в исследовательскую аппаратуру.

МДД — это дебит газа, при котором скорость последнего в башмаке фонтанных труб составляет 4 м/с и более.

9. Подачу газа следует осуществлять по фонтанным трубам, так как в этом случае меньше МДД газа и депрессия на пласт.

10. Для сохранения постоянного дебита газа давление сепарации должно быть меньше половины устьевого рабочего давления или равно ей.

11. При депрессии на пласт, не превышающей 10%, подготовительный период работы скважины не должен превышать 2 сут.

12. Подготовительный период работы скважины считается законченным, если давление и температура газа на устье скважины постоянны и не изменяются выход и состав (плотность) конденсата при его периодических размерах.

13. Опыт исследований показал, что выходы дегазированного конденсата, определенные в интервале 12 ч, могут быть воспроизведены в пределе 3—4% величины выхода при установившихся условиях истечения газа из скважины.

14. Если разведочная скважина уже подключена к газопроводу, причем в последнем колеблется давление, необходимо за сепаратором установить регулятор обратного давления.

§ 2. ТРЕБОВАНИЯ К СЕПАРАТОРУ

15. В сепараторе необходимо поддерживать строго постоянное давление и расход газа.

16. Сепаратор должен работать на нагрузку, не превышающую 50% его паспортной производительности, и обеспечивать полное отделение жидкой фазы от газа.

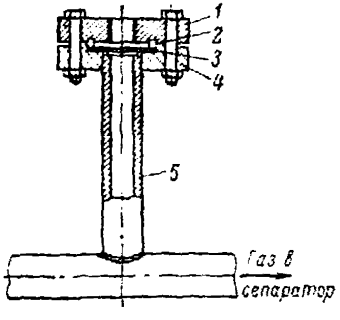

Рис. 1. Узел предохранительной мембраны.

1 — верхний фланец; *2* — уплотнительное кольцо; *3* — мембрана; *4* — нижний фланец; *5* — труба.

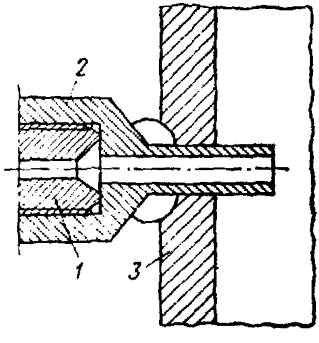

Рис. 2. Узел замерного крана.

1 — корпус замерного вентиля; *2* — бобышка; *3* — стенка сепаратора или замерной емкости.

17. Исследовательский сепаратор должен быть расположен от устья скважины на расстоянии 60 м и более.

18. Сепаратор необходимо обвязывать со скважиной фонтанными трубами (без сварки).

19. Штуцер постоянного сечения устанавливается на устье скважины, если температура и давление газа на устье позволяют поддерживать в линии, соединяющей сепаратор со скважиной, безгидратный режим. В противном случае штуцер монтируется у входа в сепаратор.

20. Предохранительная мембрана монтируется на входе в сепаратор непосредственно за штуцером. Она должна разрываться при превышении рабочего давления на 10%. Гнездо предохранительной мембраны показано на рис. 1.

21. Выход сырого конденсата в сепараторе замеряется кранами, установленными на различных уровнях по вертикали в стенке сепаратора. Замерные краны сепаратора соединены с его стенкой через специальные бобышки, предохраняющие краны от поступления в них стекающего со стенок сепаратора конденсата. Этот узел показан на рис. 2.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПРИ ОДНОСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

22. На рис. 3 приведена принципиальная схема обвязки исследовательской аппаратуры и скважины. Продукция скважины из устья *1* направляется по фонтанным трубам (соединительная линия) *2* через штуцер *4* в сепаратор *3*, где производится отделение конденсата от газа. Газ из сепаратора поступает на замерное устройство 5 (ДИКТ, ДП-430 и др.) и далее на факел или в газопровод. Конденсат замеряется либо в отдельной емкости, соединенной вентилем *8* с сепаратором, либо в самом сепараторе. При конденсатных факторах более 300 см³/м³ замеры производятся, как правило, в атмосферных резервуарах. Выход сырого конденсата в сепараторе (или емкости, соединенной с сепаратором) замеряется кранами *7*.

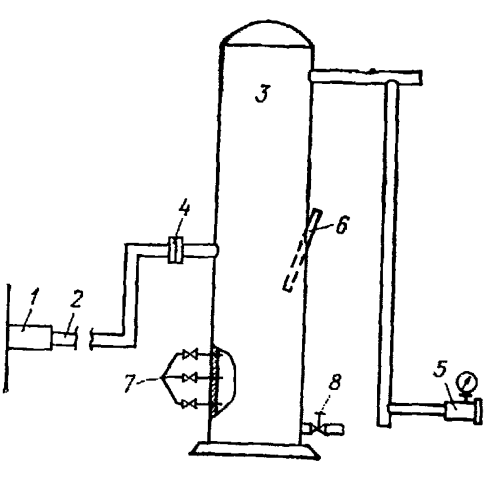

Рис. 3. Принципиальная схема обвязки сепаратора со скважиной при одноступенчатой сепарации газа.

1 — устье скважины; *2* — соединительная линия; *3* — сепаратор; *4* — штуцер; *5* — замерное устройство; *6* — карман под термометр; *7* — краны; *8* — вентиль.

23. После продувки и закрытия задвижки, обеспечивающей сброс скопившегося конденсата (в процессе налаживания режима работы установки), приоткрывается самый нижний кран и

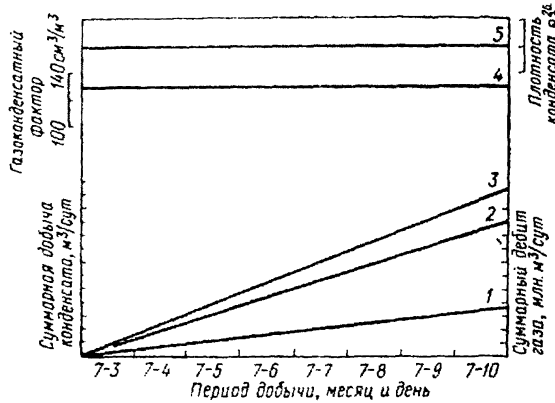

Рис. 4. Графические зависимости, получаемые при исследовании газоконденсатных залежей (одноступенчатая сепарация газа).

Суммарная добыча: *1* — воды, *2* — газа сепарации, *3* — конденсата; *4* — газоконденсатный фактор: *5* — плотность конденсата ρ_4^{20}

закрываются 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, этот кран закрывается и включается секундомер. Одновременно или спустя некоторое время приоткрывается выше расположенный краник и т. д. Зная объем емкости между нижним и верхним кранами, время накопления конденсата и количество прошедшего за этот период времени газа, можно определить выход конденсата в кубических сантиметрах на кубометр газа.

24. В атмосферном резервуаре выход дегазированного конденсата замеряется линейкой с укрепленной на ней стеклянной трубкой, позволяющей отбивать уровень раздела воды и углеводородного конденсата.

25. В первый день после пуска скважины в работу производится наблюдение за давлением, температурой и дебитом газа, характером продукции скважины. Периодически осуществляются контрольные замеры выхода конденсата и его плотности. Если воспроизводимость результатов находится в пределе 3—4%, приступают к проведению исследования. Исследования необходимо проводить с точностью 3—4% величины выхода конденсата.

26. Если рабочий объем замерной емкости конденсата и его выход таковы, что позволяют проводить минимум трехминутные замеры скапливающегося сырого конденсата, получаемые результаты надежны. В противном случае необходимо проводить дополнительные исследования по выходу конденсата, теперь уже дегазированного, в емкости-резервуаре при атмосферном давлении.

27. Для замера дегазированного конденсата при выходах 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. Этим обеспечивается достаточная точность замеров при небольшой затрате времени.

28. В результате исследований строится график зависимости (рис. 4) от времени: выхода дегазированного конденсата, суммарного накопления конденсата, суммарного накопления воды, плотности конденсата, суммарного количества отобранного газа.

29. 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.

30. На рис. 5 схематически показан процесс определения объема сырого конденсата, который при дегазации дает единицу объема дегазированного (резервуарного) конденсата.

Калиброванный стальной контейнер *8* подсоединяется к стенке нижней части сепаратора посредством стального капилляра *5*. Опыт начинается с наполнения контейнера газовой фазой из сепаратора через вентили *1* и *3*. В процессе наполнения контейнера газовой фазой нижний вентиль *4* слегка приоткрыт, что обеспечивает удаление из него воздуха. После того как давление в контейнере сравняется с давлением в сепараторе, вентили *3* и *4* закрываются и к вентилям *2* и *4* подсоединяется капилляр *6*. Когда зеркало конденсата находится выше вентиля *2*, капилляр *5* отсоединяется. Затем при полностью открытых вентилях *2* и *4* через вентиль *3* с очень малой скоростью из контейнера выпускается газовая фаза, что предохраняет от разгазирования поступающий в контейнер из сепаратора сырой конденсат. Когда через вентиль *3* начнет поступать жидкая фаза, вентили *3* и *4* закрываются. 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.

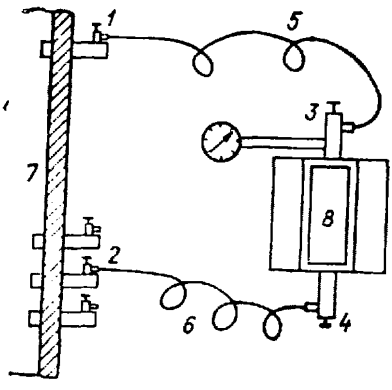

Рис. 5. Схема определения объемного коэффициента усадки сырого конденсата.

1, 2, 3, 4 — вентили, *5, 6* — стальные капилляры; *7* — сепаратор; *8* — контейнер.

31. На втором этапе опыта калиброванный контейнер 6 с только что отобранной пробой сырого конденсата снова подсоединяется посредством капилляра 5 к вентилю 1, а капилляр 6 отсоединяется. Последовательным открытием 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 пропускается через вентиль 4, чтобы осушить смоченные стенки контейнера. Колба с пробой конденсата немедленно подвешивается в резервуаре. После нескольких часов стабилизации она вынимается, записывается объем конденсата и замеряется его температура. Затем с помощью таблиц (приложение 3) рассчитывается объем при 20° С.

32. Объем пробы сырого конденсата при давлении и температуре сепарации, деленный на объем конденсата, полученный при атмосферном давлении и 20° С, дает объемный коэффициент, который используется для подсчета выхода сырого конденсата на основе замера выхода дегазированного (резервуарного) конденсата.

33. Опыты по замеру выхода дегазированного конденсата в резервуаре должны давать надежные результаты. Величины суммарной добычи конденсата и газа лучше всего определяют достоверность замеров, производимых непрерывно за определенные промежутки времени. Чтобы не прерывать течения конденсата при замерах линейкой уровня, необходимо иметь два резервуара. Периодическое переключение их для замера обеспечивает получение более точных данных. В течение суток необходимо производить несколько замеров уровня конденсата в резервуаре. Объем замеренного конденсата корректируется путем приведения его к объему при 20° С.

34. После определения выхода конденсата приступают к отбору проб газа и конденсата. Пробы сырого конденсата и отсепарированного газа должны отбираться одновременно.

35. Пробы отсепарированного газа отбираются в газовый баллон объемом 40 л, рассчитанный на рабочее давление 150 кгс/см². Могут быть использованы метановые баллоны. До отбора пробы баллон несколько раз заполняется отсепарированным газом, который выпускается каждый раз до остаточного давления 3—5 кгс/см². Такое «полоскание» баллона позволяет удалить из последнего воздух. Проба газа отбирается либо из верхней части сепаратора, либо через ниппель, вваренный в верхнюю часть трубы на выходе газа из сепаратора.

36. Отбор проб сырого конденсата производится следующим образом:

а) нижний вентиль контейнера высокого давления объемом

150—200 см³ присоединяется стальным капилляром к пробоотборному крану сборника конденсата; к верхнему вентилю через манифольд присоединяется образцовый манометр со шкалой, равной 1,5—2 кратному давлению отбора;

б) полностью открываются пробоотборный кран сборника конденсата и нижний вентиль контейнера, а вентиль манифольда — лишь на 3—5 оборотов (при шаге резьбы 1 мм);

в) контейнер держится в вертикальном положении;

г) в течение 1—2 м через контейнер пропускается конденсат под давлением, равным давлению в точке отбора; затем отбираются пробы сырого конденсата, для этого закрываются вентиль манифольда, затем верхний вентиль контейнера, а спустя минуту — нижний вентиль контейнера;

д) перекрывается пробоотборный кран емкости, контейнер отсоединяется от сборника конденсата и от манифольда;

е) после проверки контейнера на герметичность последний упаковывается для транспортировки его в лабораторию.

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПРИ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

37. На рис. 6 показана схема обвязки исследовательской сепарационной аппаратуры и промыслового оборудования технологической линии группового пункта промысла. Газ с конденсатом из

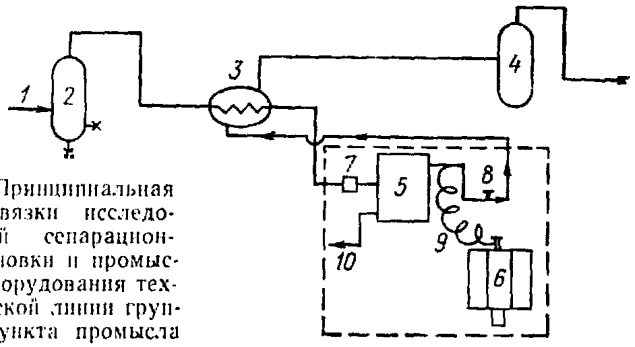

Рис. 6. Принципиальная схема обвязки исследовательской сепарационной установки и промыслового оборудования технологической линии группового пункта промысла (двухступенчатая сепарация газа).

1 — вход газа со скважины на групповой пункт; *2* — сепаратор 1 ступени технологической линии; *3* — теплообменник; *4* — сепаратор ПТС технологической линии; *5* — исследовательский сепаратор; *6* — малый термостатируемый сепаратор МТС; *7* — штуцер постоянного сечения; *8* — регулируемый штуцер; *9* — капилляр для подачи газа в МТС; *10* — сброс конденсата в промысловый резервуар.

сепаратора первой ступени *2* (сброс конденсата перекрыт) поступает в теплообменник *3* и далее через штуцер *7* в исследовательскую аппаратуру *5*, в которой конденсат отделяется от газа при заданных давлении и температуре.

38. Из исследовательской аппаратуры *5* отсепарированный газ через регулируемый штуцер *8* направляется либо через теплообменник *3* (холодильный режим), либо непосредственно (горячий режим) в промысловый сепаратор НТС *4* и далее в газосборный коллектор. Конденсат после замера его выхода сливается в резервуар *10*.

39. Исследовательская аппаратура (например, ЛПГ) состоит из большой сепарационной установки (БСУ) и малогабаритной термостатируемой установки МСУ *6*. Первый сепаратор выполняет роль первой ступени сепарации, а малогабаритный сепаратор — второй ступени сепарации.

40. Схема термостатируемой сепарационной установки показана на рис. 7. Малая термостатируемая сепарационная установка состоит из сепаратора *6*, помещенного в баню, холодильника *7*, уравнительной емкости *8* и счетчика газа *9*.

41. Малая термостатируемая установка подсоединяется к отводящей (отсепарированный газ) трубе большой сепарационной

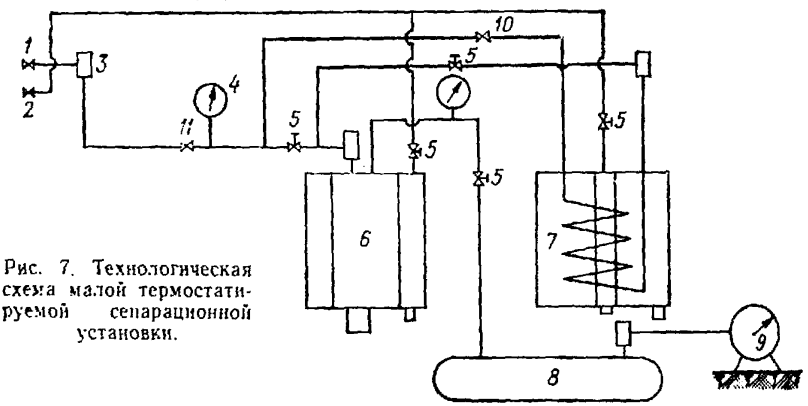

Рис. 7. Технологическая схема малой термостатируемой сепарационной установки.

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.

установки *5* с помощью регулируемого вентиля (см. рис. 6). Охлаждение бани сепаратора и теплого газа в холодильнике производится с помощью газа высокого давления, отбираемого из входной трубы большого сепаратора (до штуцера), и редуцируемого до атмосферного давления.

Газ, отбираемый из сепаратора большой сепарационной установки, через вентиль *10* и регулировочный вентиль *5* направляется в сепаратор *6*. Здесь происходит отделение от газа жидкой фазы, которая стекает в нижнюю часть сепаратора, служащую сборником конденсата. Отсепарированный газ с верха сепаратора направляется в уравнительную емкость *8* и затем на счетчик газа *9*.

Охлаждение сепаратора при помощи бани и поддержание низкой температуры на постоянном уровне осуществляется газом высокого давления *2*, редуцируемым вентилем *5* до атмосферного давления.

В случае недостаточного охлаждения при помощи бани включается холодильник *7*, через который направляется газ до поступления его в сепаратор. Выход конденсата из газа, прошедшего первую ступень сепарации, определяется следующим образом:

а) термостатируемый сепаратор подключается к вентилю, расположенному на верхней образующей трубы, отводящей газ сепарации;

б) баня сепаратора и холодильник (через тройник) подсоединяются к вентилю, расположенному до штуцера у большой сепарационной установки;

в) трубка, отводящая газ из сепаратора, соединяется через уравнительную емкость со счетчиком;

г) низкие температуры получают за счет расширения газа высокого давления;

д) после установления в сепараторе намеченной температуры и давления продувают газом сборник конденсата и приступают к опыту;

е) сырой конденсат, скапливающийся в нижней части термостатируемого сепаратора, замеряют при помощи либо кранов, либо смотрового стекла;

ж) по количеству прошедшего через счетчик газа (в кубометрах) и скопившегося в сборнике конденсата (в кубических сантиметрах) определяют количество конденсата, приходящегося на 1 м³ газа.

42. Для проведения исследования методом двухступенчатой сепарации необходимо:

а) выбрать на промысле высокопродуктивную скважину с устьевым давлением выше давления в первой ступени сепарации на групповых пунктах, которое обычно поддерживается на уровне 140—160 кгс/см²;

б) в БСУ установить давление 160 кгс/см² (расход газа определяется в соответствии с правилами § 1 главы 1) и отсепарированный газ, минуя теплообменник *4*, направить в промысловый сепаратор второй ступени *6*; при этом температура устанавливается в БСУ на режиме «горячий»;

в) одновременно из БСУ отобрать часть газа (менее 1%) в МТС, где устанавливается давление, равное давлению, поддерживаемому в сепараторе (обычно 55—60 кгс/см²), температура последовательно —10, +5 и +20° С;

г) замерить выход конденсата в БСУ и МСУ (при трех температурах);

д) сохраняя в БСУ давление, понизить температуру на 15—20° С теплообменником («холодный» режим с 50 или 100%-ным пропуском отсепарированного в БСУ газа через теплообменник);

е) в БСУ, регулируемым штуцером *8*, понизить давление на 30—40 кгс/см² и повторить серию опытов по замеру выхода конденсата в БСУ и МТС.

44. Замеры выхода конденсата осуществляются в БСУ на трех-четырех режимах по давлению, причем на каждом режиме при двух-трех значениях температур. Одновременно замеряется выход конденсата в МСУ при 55—60 кгс/см² и трех значениях температур (последовательно на каждом режиме БСУ).

45. В результате исследований составляют графические зависимости (рис. 8 и 9).

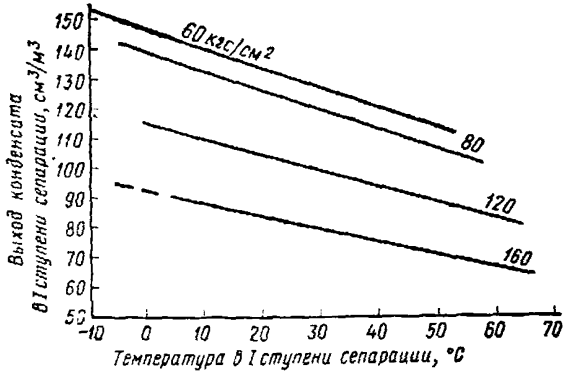

Рис. 8. Изобары конденсации стабильного конденсата (I ступень сепарации).

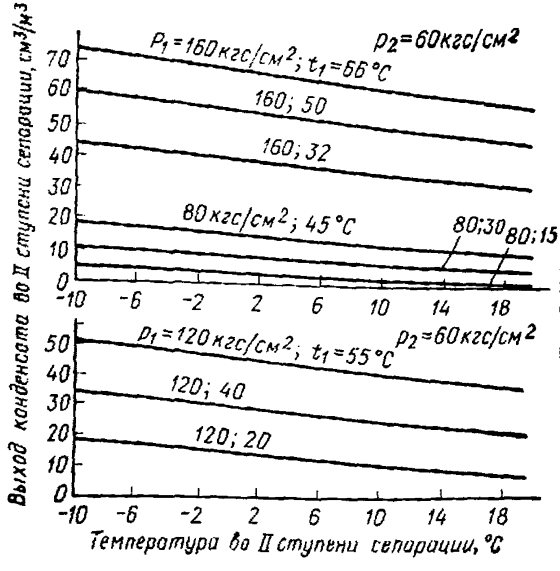

Рис. 9. Зависимость выхода стабильного конденсата во II ступени сепарации от давления и температуры газа, выходящего из I ступени сепарации.

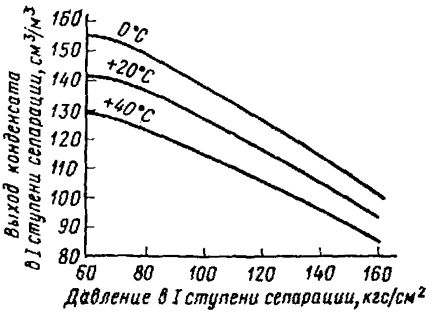

Рис. 10. Изотермы конденсации стабильного конденсата (I ступень сепарации).

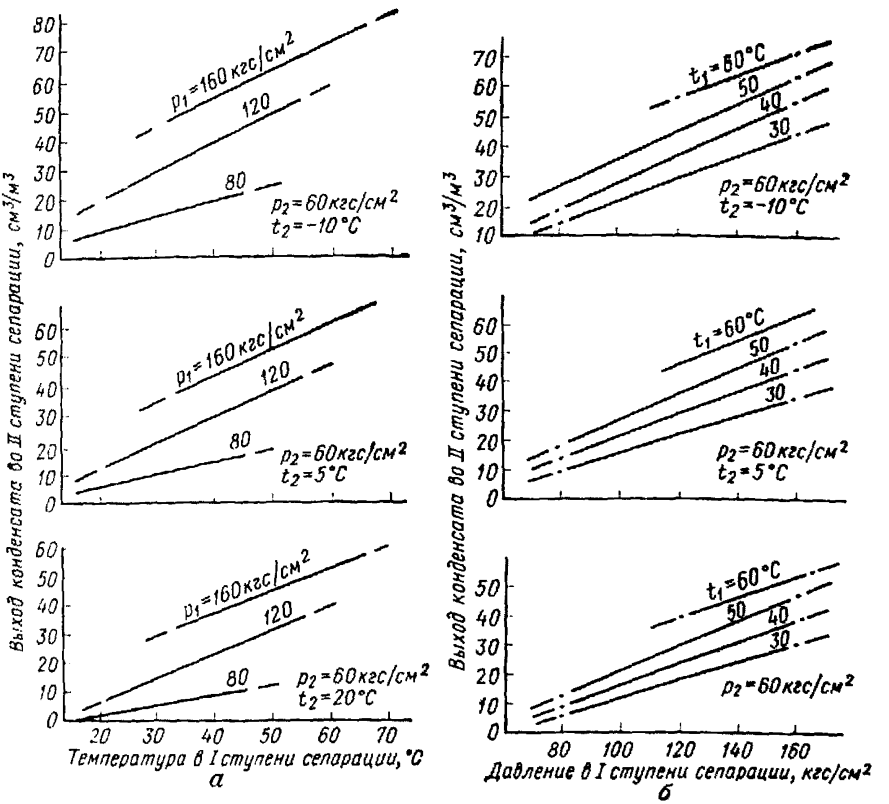

Рис. 11. Выход стабильного конденсата во II ступени сепарации при различных температурах в зависимости от *а* — температуры, *б* — давления в I ступени сепарации газа.

46. На основе графика рис. 8 составляют изотермы конденсации (рис. 10), а на основе графика рис. 9 — зависимости по выходу конденсата по II ступени сепарации от режимов давления и температуры в I ступени сепарации (рис. 11).

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ (ПРИ РАБОЧИХ УСТЬЕВЫХ ДАВЛЕНИЯХ И ТЕМПЕРАТУРЕ) ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

47. Практика исследований глубокозалегающих газоконденсатных месторождений показала, что при малом содержании углеводородов C_{5+} 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 зале-

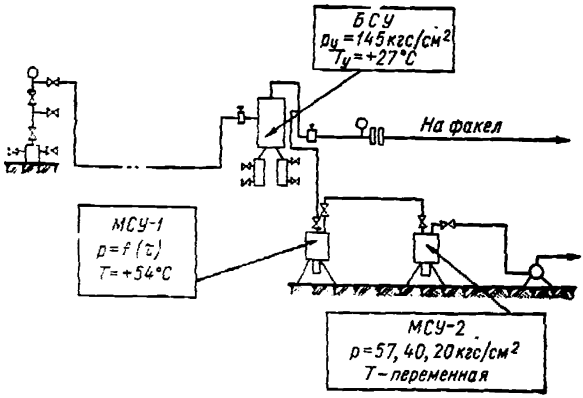

Рис. 12. Принципиальная схема обвязки исследовательской аппаратуры при исследовании недонасыщенных газоконденсатных залежей.

жей с целью определения изменения потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе и выхода конденсата при снижении пластового давления целесообразно проводить непосредственно на месторождении.

48. Схема обвязки скважины с исследовательской аппаратурой показана на рис. 12. Газ из скважины направляется в большую сепарационную установку (БСУ), например передвижной лаборатории ЛПГ, в которой поддерживаются устьевые давления и температура. Часть газа из БСУ (менее 1%) отбирают в малую термостатируемую установку (МСУ-1), в которой поддерживается температура, равная пластовой, а давление — от устьевого до предполагаемого остаточного давления в пласте в конце разработки.

Таким образом, на установке МСУ-1 имитируется конденсация в «пласте» при снижении в нем давления. Из МСУ-1 газ направляется в МСУ-2, в которой устанавливаются давление и температура сепарации.

49. Исследования проводятся в следующем порядке:

а) газ из скважины под устьевым давлением направляют в БСУ;

б) из БСУ часть газа (менее 1%) отбирают в установку МСУ-1, в которой поддерживают температуру, равную пластовой,

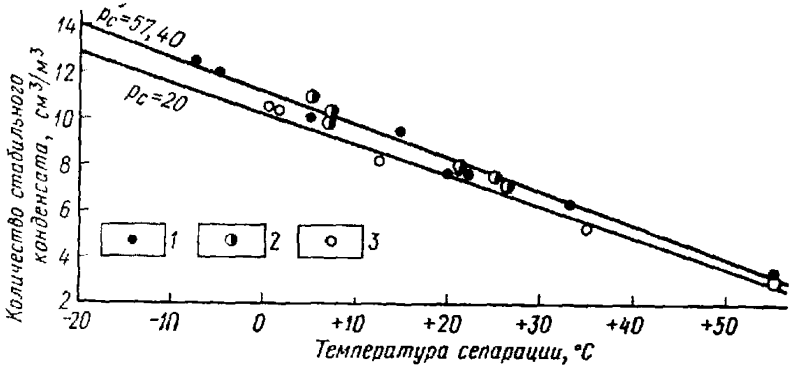

Рис. 13. Изобары конденсации пластового газа.
Значения p_c по скв. 199 в кгс/см²: *1* — 57; *2* — 40; *3* — 20.

а давление — от устьевого до конечного «пластового» с равными интервалами; из установки МСУ-1 газ направляют в установку МСУ-2, где поддерживают заданное давление в температуру сепарации;

в) в установке МСУ-1 определяют давление начала конденсации и количество выпавшего конденсата (C_{5+}) при различных пластовых давлениях;

г) в установке МСУ-2 определяют выход конденсата при заданных давлениях и температуре сепарации.

50. Изменение потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе определяют:

а) анализом проб сырого конденсата, отобранного из установок МСУ-1 и МСУ-2, и пробы отсепарированного газа, отобранного из установки МСУ-2;

б) расчетом на основе изотермы при пластовой температуре в соответствии с § 2 гл. 2 настоящей инструкции.

51. На основе полученных данных составляются следующие графические зависимости:

а) изобары конденсации пластового газа (рис. 13);

б) количество конденсата, выделившегося из пластового газа при снижении пластового давления в зависимости от температуры сепарации при давлениях сепарации p_c=20 кгс/см² (рис. 14, *а*), p_c=40 кгс/см² (рис. 14, *б*), p_c=57 кгс/см² (рис. 14, *в*);

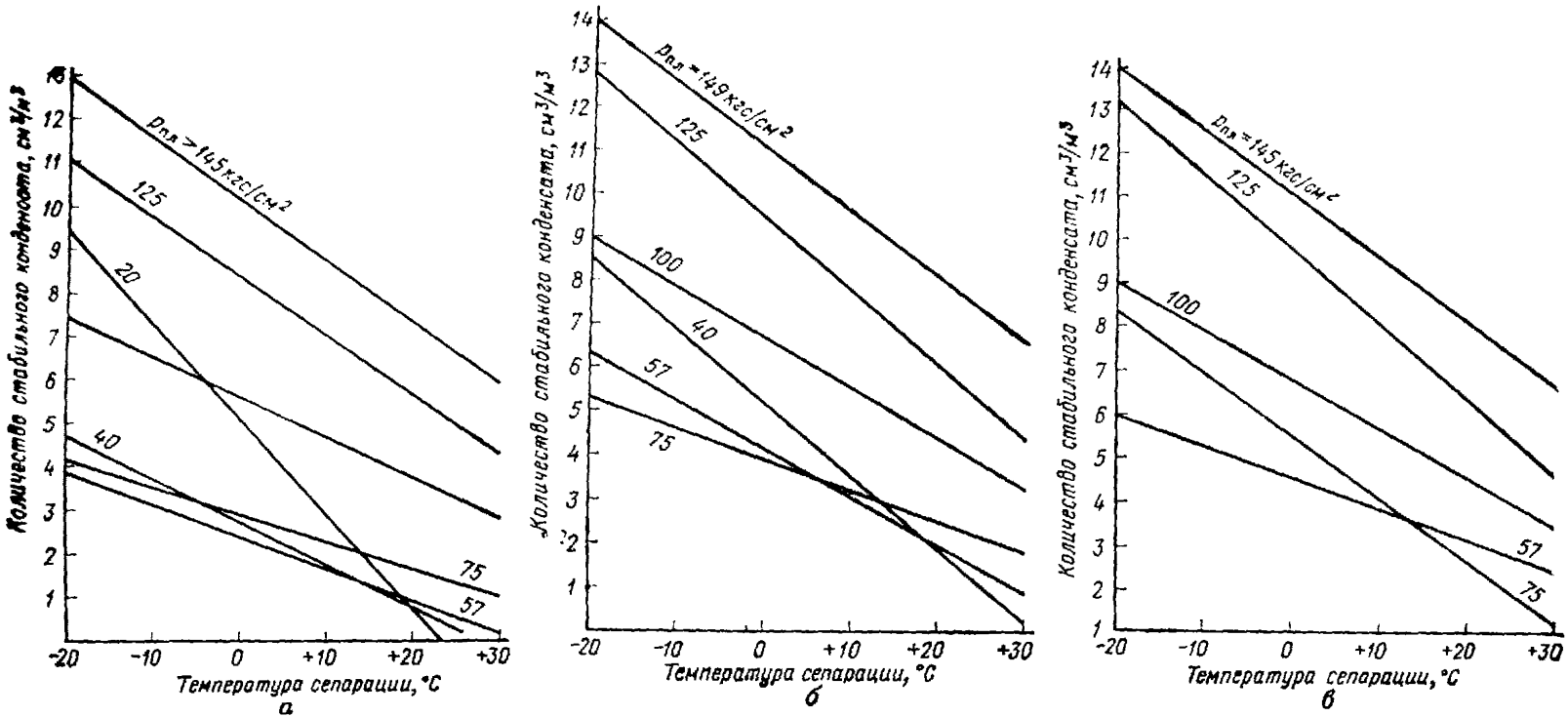

Рис. 14. Зависимость количества конденсата, выделившегося из пластового газа при снижении пластового давления, от температуры сепарации при давлении сепарации в кгс/см²:
а — 20; *б* — 40; *в* — 57.

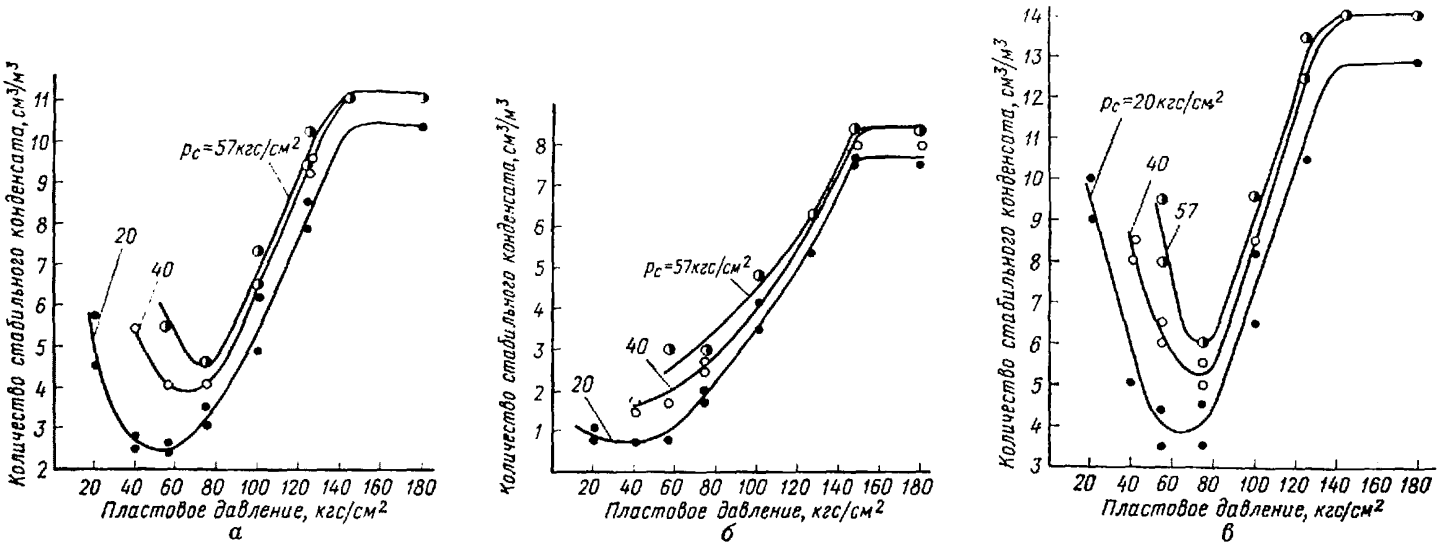

Рис. 15. Зависимость количества конденсата, выделившегося в сепараторе из пластового газа от снижения пластового давления и различных давлениях сепарации при заданной температуре (в °С):

а — 0; *б* — +20; *в* — —20°.

в) по рис. 13—14, *а*, *б*, *в* строят в зависимости от количества конденсата, выделившегося в сепараторе из пластового газа при снижении пластового давления при заданной температуре и различных давлениях сепарации (рис. 15, *а*, *б*, *в*).

§ 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА КОНДЕНСАТА, КОТОРОЕ МОЖЕТ ВЫДЕЛИТЬСЯ ИЗ ГАЗА, ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВОДУ

52. Целью исследований является определение количества конденсата, которое может выделиться из газа (прошедшего промысловую подготовку) в магистральном газопроводе.

53. При проведении исследований газ отбирается из газопровода (обычно через штуцер манометра) в малую сепарационную установку, с помощью которой определяется количество выде-

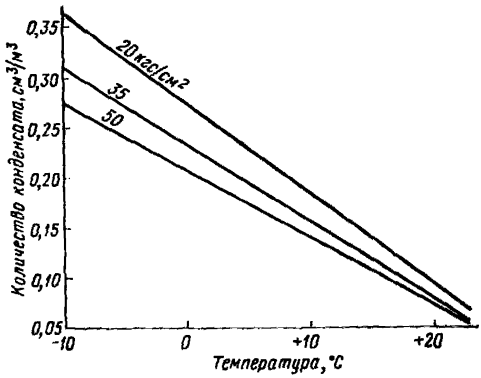

Рис. 16. Изобары конденсации газа, транспортируемого по газопроводу.

ляющегося из газа конденсата. Сепаратор МСУ охлаждается газом, дросселируемым в терморубашку сепаратора, отбираемым из того же газопровода.

54. Количество выделяющегося 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.

55. По полученным данным строятся изобары конденсации газа, транспортируемого по газопроводу (рис. 16).

56. По полученным изобарам определяют количество конденсата, которое будет выделяться в газопроводе, а по давлению и температуре начала конденсации — место его выделения в газопроводе.

ГЛАВА 2

ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НА УСТАНОВКАХ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ

§ 1. КОНСТРУКЦИИ И РАБОЧИЕ СХЕМЫ УСТАНОВОК ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ

57. В процессе разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений возникает необходимость в определении коэффициента конденсатоотдачи пласта и изменений состава газа и конденсата, добываемого на различных этапах разработки. Такие определения производятся на рекомбинированных пробах, отобранных до начала разработки месторождения, на установках фазовых равновесий 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.

58. На рис. 17 показан общий вид установки УГК-3, а на рис. 18 конструкция бомбы равновесия — основного узла установки.

Бомба равновесия состоит из цилиндра *2*, в котором помещен поршень *3* с пустотелым штоком, выведенным через крышку цилиндра. Уплотнения между поршнем и стенками цилиндра, а также штоком в месте его выхода через крышку цилиндра осуществляются при помощи манжеты и уплотнительных колец. Внутри штока размещена специальная безъемкостная мешалка *4* с составным стержнем. Верхняя часть стержня изготовлена из железа Армко, а нижняя из немагнитного материала. На конце стержня насажен перфорированный диск, который перемешивает пробу при движении вверх и вниз.

Для сообщения движения мешалке на шток насажен электромагнит *1*, который может передвигаться вдоль штока при помощи специального привода *8*. Привод состоит из электромотора червячной передачи, открытой пары зубчатых колес и двух параллельных цепных передач, соединенных с корпусом электромагнита. Таким образом, электромагнит находится в возвратно-поступательном движении; вместе с ним движется и мешалка.

Для визуального наблюдения происходящих в бомбе процессов и определения количества жидкой фазы в нижней части бомбы расположено окно *7*, герметически закрытое прочными линзами. Сквозь окно от осветителя проходит луч света.

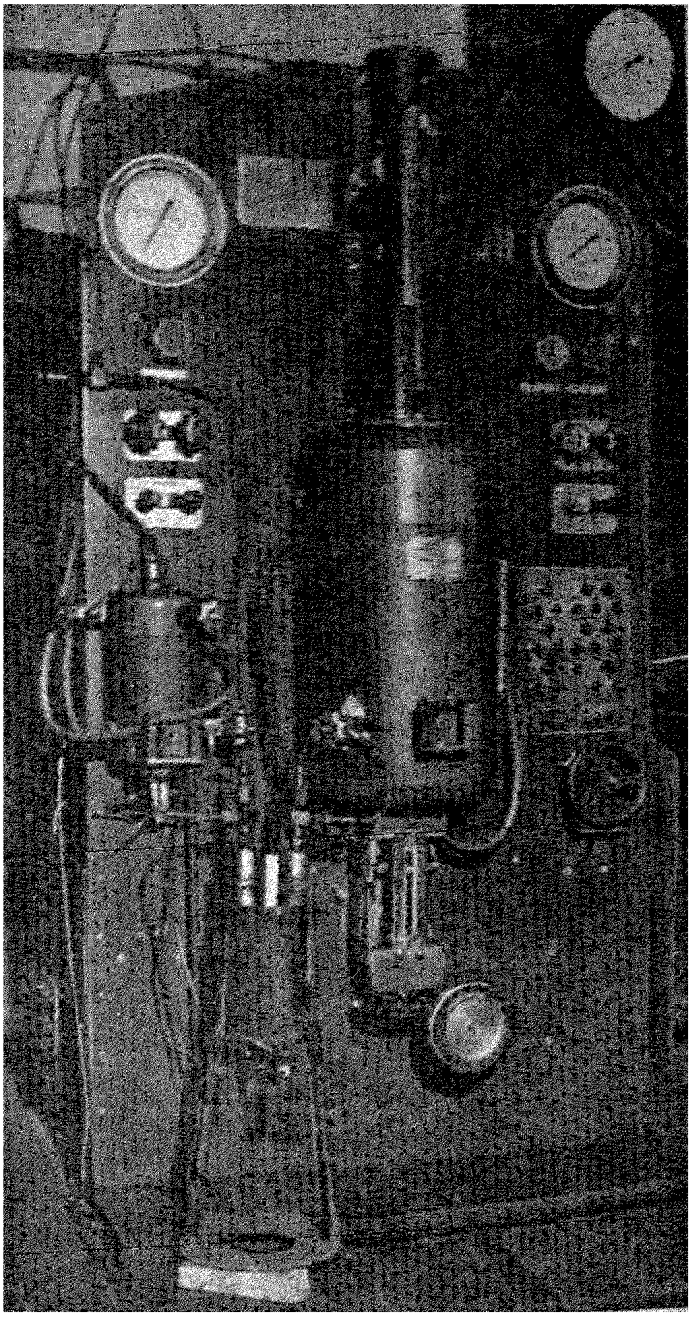

Рис. 17. Общий вид установки УГК-3.

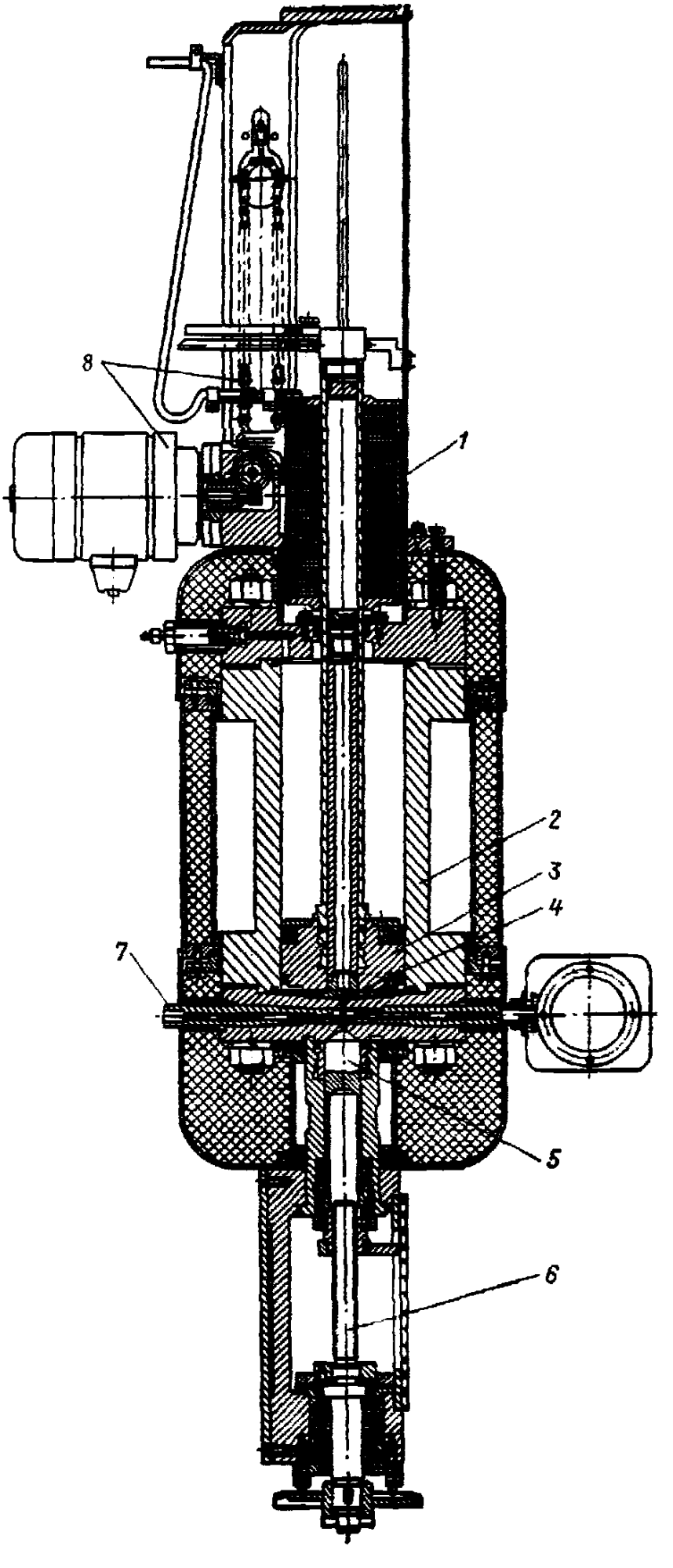

Рис. 18. Конструкция бомбы УГК-3.

1 — электромагнит; *2* — цилиндр; *3* — поршень; *4* — мешалка; *5* — измерительный поршень; *6* — ходовой винт; *7* — смотровое окно; *8* — привод.

Ниже смотрового окна помещен измерительный поршень 5 меньшего сечения, чем верхний поршень *3*, которому сообщается движение от электродвигателя через коническую пару шестерен, и ходовой винт *6*.

Верхний поршень бомбы перемещается благодаря гидравлическому давлению, создаваемому маслом. Последнее нагнетается насосом постоянной подачи в камеру бомбы, находящуюся между крышкой цилиндра и поршнем.

Штоки поршней снабжены шкалами, при помощи которых определяют положение поршня, а следовательно, и объем, занимаемый пробой.

Верхний поршень передвигается во столько раз медленнее нижнего измерительного поршня, во сколько раз его сечение больше сечения нижнего поршня. Следовательно, при одновременном передвижении обоих поршней в одну сторону объем и давление жидкой фазы в бомбе остаются неизменными. Это позволяет *без изменения давления* совместить уровень жидкой фазы с центром смотрового окна. Для поддержания определенной температуры в бомбе ее цилиндр термостатируется. Температуру контролируют ртутным термометром, расположенным в нижней крышке цилиндра.

На рис. 19 приведена конструкция термостатируемого сепаратора установки, в котором можно замерять конденсатные факторы, отбирать пробы и т. п.

Основной частью сепаратора является цилиндр *1*, в котором помещен поршень *2*, перемещающийся при помощи ходового винта *3*. Поршень уплотняют при помощи грундбукс и уплотнительных колец. Ходовой винт *3* приводится во вращение через коническую пару шестерни либо от ручного маховика, либо от мотора с червячным редуктором.

В центральной части цилиндра расположено окно *4*, с центром которого при передвижении поршня совмещается уровень жидкой фазы.

По шкале с указателем определяется положение поршня в момент совмещения уровня жидкой фазы с центром окна, а следовательно, и объем жидкой фазы.

В камере имеются три вентиля *5*, *6*, *7*. Через вентиль *6* подается рабочая смесь из бомбы равновесия в камеру; при помощи вентиля *7*, помещенного в верхней части камеры, отбирается газообразная фаза; вентиль *5*, расположенный около смотрового окна, служит для отбора жидкой фазы.

Давление в камере измеряется образцовым манометром. Для поддержания в камере определенной температуры цилиндр термостатируется. Температуру измеряют термометром *8*, помещенным в зоне жидкой фазы около смотрового окна.

Весь сепаратор собран на плите *9*, укрепленной на щите установки.

Рабочая схема установки УГК-3 показана на рис. 20.

Бомба равновесия *4* является основным узлом установки и предназначена для получения фазового равновесия исследуемой смеси при определении соотношений pVT. Конструкция бомбы

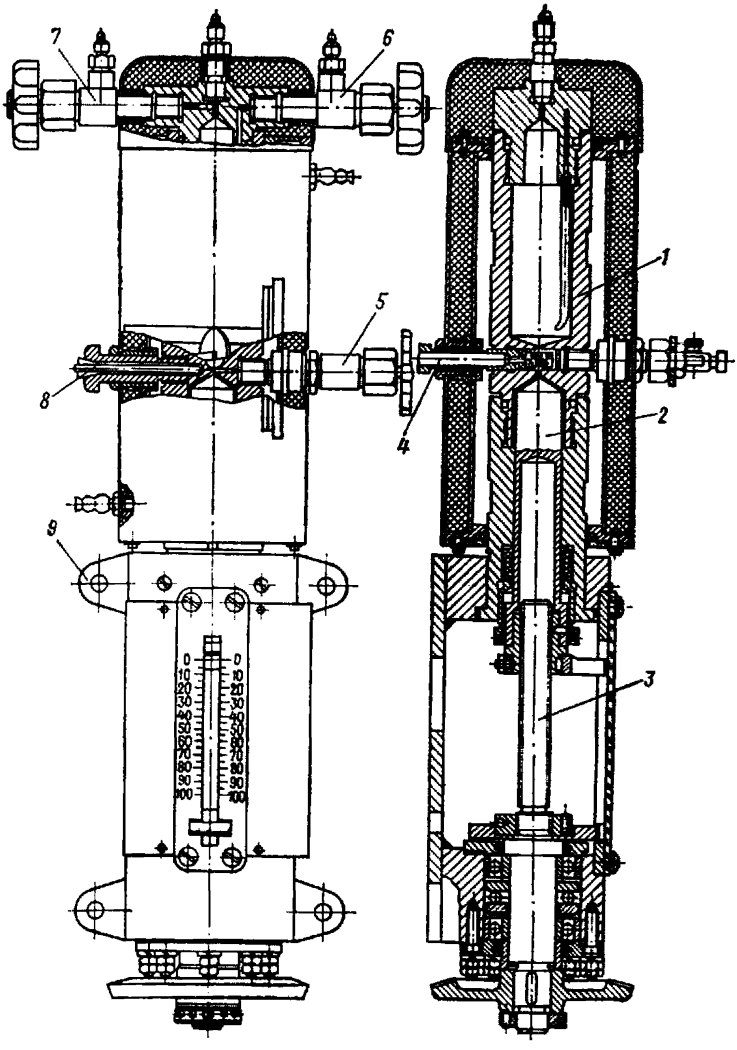

Рис. 19. Конструкция сепаратора УГК-3.

1 — цилиндр; *2* — поршень; *3* — ходовой винт; *4* — смотровое окно; *5, 6, 7* — вентили; *8* — термометр; *9* — плита.

позволяет визуально наблюдать происходящие в ней процессы. Сепаратор *6* предназначен для отделения конденсата от газа при проведении процесса дифференциальной конденсации. Он пред-

ставляет собой сосуд емкостью около 200 см³, в средней части которого имеются смотровое окно и измерительный поршень для определения количества выделившегося конденсата. Поршневой разделитель *5* служит для повышения давления газа при заполнении бомбы. Электроконтактный манометр *1* предохраняет установку от превышения максимального давления.

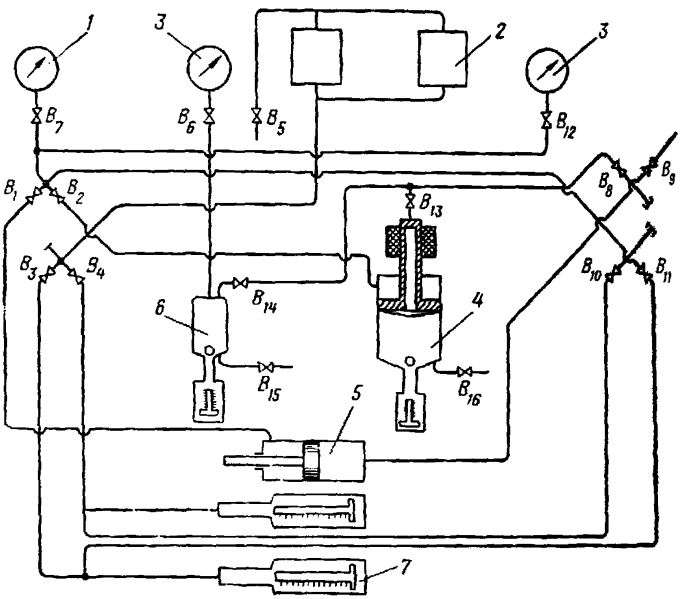

Рис. 20. Принципиальная гидравлическая схема установки УГК-3.
1, 3 — манометры; *2* — бачок; *4* — бомба равновесия; *5* — поршневой разделитель; *6* — сепаратор; *7* — насос.

Насос постоянной подачи *7*, предназначенный для перемещения верхнего поршня бомбы и поршня разделителя, состоит из двух измерительных прессов НП-6. Приводы их плунжеров соединены шестернями так, что, когда один из прессов нагнетает жидкость в установку, другой засасывает ее из бачка *2*.

После того как поршни приходят в крайнее положение, срабатывает концевой переключатель, сообщающий через реле реверс мотору, который приводит в движение оба пресса. В результате реверса всасывающий пресс превращается в нагнетательный, а нагнетательный во всасывающий. Когда поршни прессов снова приходят в крайнее положение, срабатывает концевой переключатель и цикл повторяется. Давление пробы измеряется образцо-

вым манометром, соединенным с масляной камерой бомбы. Такой гидравлический разделитель позволяет производить измерение при постоянном объеме пробы, так как изменение объема пружины манометра компенсируется изменением объема пресса.

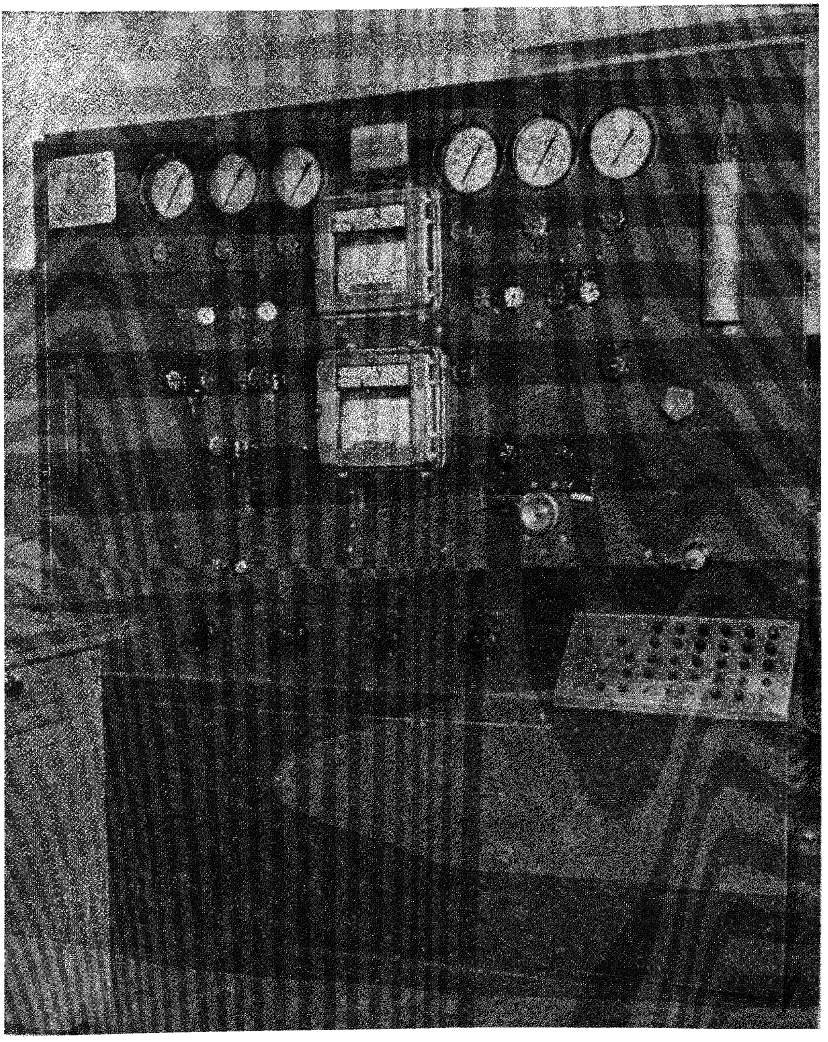

Рис. 21. Общий вид УФР-2.

59. Общий вид установки УФР-2 показан на рис. 21, а ее схема на рис. 22.

Отличительные особенности (усовершенствования) по сравнению с установкой УГК-3 заключаются в следующем:

а) запоршневые пространства цилиндров связаны обводной системой, что способствует разгружению поршней от осевых усилий и обеспечивает синхронное перемещение поршней при перемещении поршня жидкостного цилиндра;

б) объем жидкой фазы отсчитывается по счетчику указателя объема, сельсин-приемник которого дистанционно связан с сельсином датчика привода;

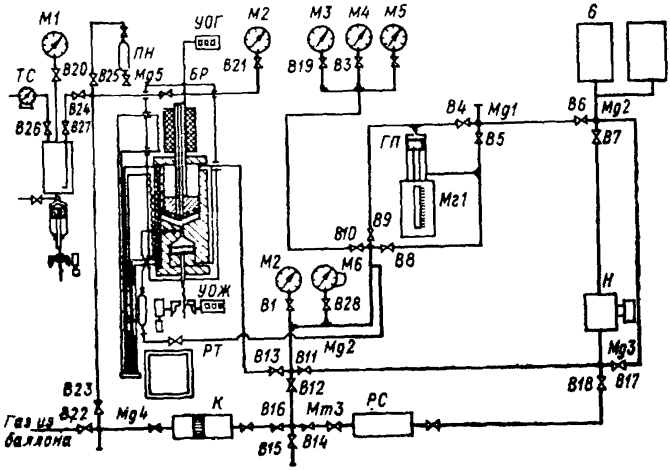

Рис. 22. Схема установки УФР-2.

в) объем газа отсчитывается по аналогичному счетчику — указателю объема;

г) термостатирование бомбы осуществляется тремя электронагревателями — встроенным, охранным и верхним; нагрев бомбы производится встроенным нагревателем, охранный нагреватель служит для стабилизации температуры исследуемой пробы; во избежание выпадения конденсата при отборе пробы газовой фазы через шток цилиндра и сохранения температуры пробы предусмотрен верхний нагреватель;

д) температура в бомбе регулируется потенциометрами с помощью трех термопар по одному пределу регулирования; термопары расположены у спиралей встроенного, охранного и верхнего нагревателей; температура исследуемой смеси контролируется с помощью термопары, введенной в перемычку между газовым и жидкостным цилиндрами бомбы.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ НА УСТАНОВКАХ УГК-3 И УФР-2

Определение коэффициента конденсатоотдачи пласта ($К_к$)

60. При содержании в 1 м³ пластового газа 30 г и более пентанов и вышекипящих углеводородов ($С_{5+}$) коэффициент конденсатоотдачи определяется экспериментальным путем на установке УГК-3 или УФР-2. Для пластовых газоконденсатных систем с меньшим содержанием $С_{5+}$ $К_к$ определяется расчетным путем.

Экспериментальное определение $К_к$ производится методом рекомбинирования проб. Рекомбинированная проба составляется в бомбе в соответствии с конденсатным фактором (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 23 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 подается дополнительно необходимое количество газа.

Порядок заполнения бомбы пробой газа с помощью поджимки следующий:

а) поджимка заполняется пробой газа до остаточного давления в баллоне;

б) перекрывается баллон и соединяется насос с поджимкой;

в) подкачкой в запоршневое пространство поджимки гликоля или глицерина в последней создается давление газа выше давления в бомбе;

г) вся проба газа передавливается в бомбу;

д) поджимка отсоединяется от бомбы и соединяется с баллоном;

е) 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:

$$V'_к = \frac{293 p_{заг} V'_г [1 - \beta (p_{заг} - p_{отб})] [1 + \alpha (t_{заг} - t_{отб})]}{1{,}033 QTZ}, \qquad (1)$$

где $V'_к$ — объем конденсата, который требуется загрузить в бомбу, при давлении загрузки и комнатной температуре, см³; $V'_г$ — объем газа, загруженного в бомбу при давлении загрузки и комнатной температуре, л; $p_{заг}$ — давление в бомбе после загрузки газовой пробы, кгс/см²; $p_{отб}$ — давление, при котором были отобраны пробы из сепаратора, кгс/см²; $t_{заг}$ — температура, при которой

производится загрузка конденсата в бомбу, °С (обычно комнатная); $t_{отб}$ — температура, при которой были отобраны пробы из сепаратора, °С; T — температура, при которой рассчитан объем газа, загруженного в бомбу, °С абс. (обычно комнатная); β — коэффициент сжимаемости конденсата 1 (кгс/см²); α — коэффициент термического расширения конденсата 1° С; Z — коэффициент сжимаемости газа; Q — газовый фактор, м³/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).

В уравнение (1) входит величина Q — газовый фактор, выраженная в м³/м³, однако при расчете загрузки конденсата в бомбу удобнее пользоваться обратной величиной (q) — выходом сырого конденсата (в см³/м³) газа.

Эта величина определяется при проведении промысловых исследований. Она может быть выражена через газовый фактор следующим образом:

$$q = \frac{10^6}{Q}, \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

При этом уравнение (1) примет следующий вид:

$$V_к' = \frac{293 q p_{заг} V_г' [1 - \beta(p_{заг} - p_{отб})][1 + \alpha(t_{заг} - t_{отб})]}{1{,}033 \cdot 10^6 TZ}. \qquad (2)$$

После загрузки пробы сырого конденсата и перевода его в газообразное состояние определяется количество пластового газа в бомбе. На это количество в дальнейшем производятся 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. С этой целью:

а) 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;

б) контейнер подсоединяют к загрузочному прессу и манифольду с образцовым манометром;

в) заполняют пресс вытесняющей жидкостью (глицерином или 50—60%-ным раствором ДЭГ);

г) создают в манифольде и подсоединительной линии (до контейнера) давление, равное давлению отбора пробы конденсата на промысле;

д) открывают вентиль контейнера, к которому подключен измерительный пресс;

е) 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 который была отобрана дублирующая проба сырого конденсата.

Чтобы убедиться, что конденсат в контейнере находится в однофазном состоянии, измерительным прессом 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 растворим в жидкости.

Подача конденсата из контейнера в бомбу в количестве, определенном из выражения (2), производится вручную измерительным прессом ИП-6. Объем загруженного конденсата определяется по шкале измерительного пресса. Загрузку бомбы следует производить при возможно малом перепаде давления (менее 1 кгс/см²).

После загрузки пробы конденсата в бомбе повышают температуру до пластовой.

Повышение давления до пластового производят 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. Величина этого давления (давление точки росы) устанавливается также снижением давления с помощью поршня бомбы. 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 поступить в работающую скважину вместе с газом, что наблюдается, однако, весьма редко.

В том случае, если смесь в бомбе находится в однофазном газовом состоянии, производят опыт по дифференциальной конденсации рекомбинированной пробы.

Выпуск пробы производят поэтапно, со скоростью 15—20% в час от объема загруженного газа. Первые 10% снижения давле-

ния осуществляют небольшими ступенями (10—15 кгс/см²), а затем этапы снижения давления в бомбе устанавливают так, чтобы получить шесть—восемь точек для составления 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 составления кривой дифференциальной конденсации C_{5+} (стабильного конденсата) проводят специальную серию опытов:

а) в соответствии с газовым фактором загружают в бомбу пробы газа и конденсата;

б) создают в бомбе пластовое давление и температуру;

в) устанавливают фазовое равновесие;

г) осуществляют дифференциальный процесс конденсации до намеченного давления;

д) скопившийся конденсат приводят в фазовое равновесие с газовой фазой перемешиванием мешалкой;

е) оставляют бомбу в покое на «стекание» до тех пор, пока количество скопившегося конденсата перестанет изменяться, замеряют количество сырого конденсата;

ж) передавливают скопившийся конденсат при помощи измерительного пресса из сепаратора в стеклянную U-образную трубку, помещенную в бане, точно замерив его количество; выпускают таким же способом, как из сепаратора;

з) 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;

и) выделяющийся из конденсата газ собирают в газовую бюретку;

к) 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 давление, и весь цикл повторяют снова. Полученные результаты можно использовать для составления кривой дифференциальной конденсации C_{5+} (стабильного конденсата) при пластовой температуре (рис. 23, кривая *1*).

61. Для определения остаточных запасов конденсата следует установить его количество, которое будет получено в составе газа, извлеченного из пласта.

62. Расчет количества конденсата, извлеченного из пласта в составе газа на различных этапах снижения давления в месторождении, производится таким образом, что весь период падения

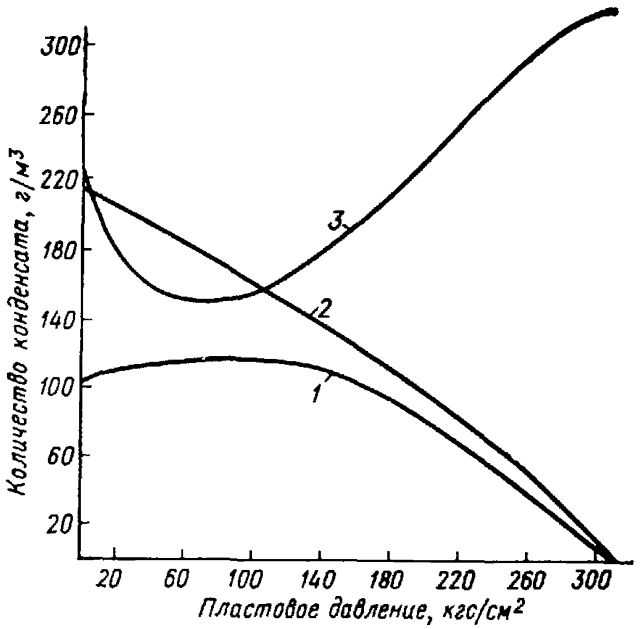

Рис. 23. Кривые дифференциальной конденсации пластовой смеси.

Кривые. *1* — дифференциальной конденсации пластовой смеси при пластовой температуре; *2* — суммарного извлечения конденсата из пласта; *3* — изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

давления от начального пластового до атмосферного условно делится на n-ное число этапов, за каждый из которых извлекается одно и то же количество газа:

$$Q = \frac{Q_0}{n}.$$

Расчет ведется по формуле:

$$q_{\text{извл}} = \frac{m}{n} q_0 - \frac{q_{ж_m}}{2n - 2m - 1} - (n - m) \sum_{i=2}^{m} \frac{4q_ж (i-1)}{[2n - (2i-3)][2n - (2i-1)]},$$

где q_0 — начальное потенциальное содержание углеводородов C_{5+} в пластовом газе, г/м³; $q_{ж_m}$ — количество C_{5+}, перешедшее в жидкую фазу в пластовых условиях давления и температуры на последнем (m-ном) этапе снижения давления, г/м³; $q_ж(i-1)$ — коли-

Таблица 1

Количество конденсата (C_{5+}) извлекаемого в составе 1 м³ запасов пластового газа на данную величину пластового давления

Показатели	Количество конденсата (C_{5+})										
$m\ (i)$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_{пл}$, кгс/см²	310	279	248	217	186	155	124	93	62	31	1
$q_{ж_m}$, г/м³	0	22,5	45,0	69	88	102	112	114	113	110	104
$2n-2m+1$	—	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1
$\frac{q_{ж_m}}{2n-2m+1}$	—	1,18	2,65	4,60	6,77	9,28	12,50	16,28	22,60	36,6	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
$\frac{q_ж\, m-1}{(2n-2i+3)(2n-2i+1)}$	—	—	0,07	0,18	0,35	0,62	1,03	1,76	3,26	7,54	36,60
$\sum \frac{q_ж\, m-1}{(2n-2i+3)(2n-2i+1)}$	—	—	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	0

Продолжение табл. 1

Показатели	Количество конденсата (C_{5+})										
$\sum \frac{q_{ж}m-1}{(2n-2i+3)(2n-2i+1)} \cdot 4(n-m)$	—	—	2,24	7,00	14,4	24,4	36,0	48,0	58,2	59,1	0
$\frac{m}{n} q_0$	—	—	65,0	96,0	128,0	160,0	192,0	224,0	256,0	288,0	320
$\sum \frac{q_{ж}m-1}{(2n-2i+3)(2n-2i+1)} \times$ $\times 4(n-m) + \frac{q_{ж_m}}{2n-2m+1}$	0	1,2	5,9	11,6	21,2	33,7	48,5	64,3	80,8	85,7	104,0
$q_{навл} = \frac{m}{n} q_0 - \sum \frac{q_{ж_m}-1}{(2n-2i+3)(2n-2i+1)} \times$ $\times 4(n-m) + \frac{q_{ж_m}}{2n-2m+1}$	0	30,8	59,1	84,4	106,8	126,3	142,5	159,7	175,2	202,3	216,0

чество C_{5+}, перешедшее в жидкую фазу в пластовых условиях p и t на $(i=1)$ этапе снижения давления; n — общее число этапов снижения давления; m — последний этап снижения давления.

Пример.

Дано: начальное пластовое давление — 310 кгс/см²; начальное потенциальное содержание C_{5+} — 320 г/м³; кривая дифференциальной конденсации углеводородов C_{5+} (см. рис. 23, кривая *1*); текущее пластовое давление — 155 кгс/см².

Определить количество извлеченного из пласта конденсата (в составе газа) при пластовом давлении 155 кгс/см².

Решение:

а) разделим весь период разработки месторождения от начального пластового давления до атмосферного на 10 этапов $(n=10)$ так, чтобы за один этап снижения давления извлекалась из пласта 0,1 часть запасов газа;

б) находим, что при текущем пластовом давлении, равном 155 кгс/см², m-ным этапом снижения давления будет пятый $(m=5)$;

в) по кривой дифференциальной конденсации углеводородов C_{5+} определяем для каждого этапа (№ 1, 2, 3, 4, 5) количество C_{5+} (конденсата), перешедшее в жидкую фазу;

г) номер этапа, величина пластового давления и количество конденсата, перешедшее в жидкую фазу, представляются в форме таблицы (табл. 1), по данным которой составляется график (рис. 23, кривая *2*);

д) в последней графе табл. 1 приведен конечный результат расчета, из которого видно, что при давлении 155 кгс/см² в составе газа из пласта извлечено 126,3 г/м³ конденсата;

е) коэффициент извлечения конденсата из пласта к этому периоду разработки месторождения составит:

$$K_{и} = \frac{126{,}3}{320} = 0{,}394.$$

Для иллюстрации динамики изменения конденсатоотдачи пласта расчет произведен и до конечного давления, равного атмосферному (этап № 10, нижняя строка табл. 1).

Определение изменения потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе при снижении пластового давления

63. Для расчета промысловых ресурсов конденсата и составления материального баланса добычи конденсата на промысле необходимо знать зависимость изменения потенциального содержания конденсата от величины пластового давления.

64. Изменение потенциального содержания в пластовом газе углеводородов C_{5+} в зависимости от величины пластового давления рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{изв}\,m} = q_0 + \sum_{i=3}^{m} \frac{4nq_{\text{ж}}\,(i-2)}{[2n-(2i-5)]\,[2n-(2i-3)]} -$$

$$- \frac{n\,[2n-(2m+1)]\,q_{\text{ж}}\,(m-1)}{[2n-(2m-3)]\,[2n-(2m-1)]} - \frac{nq_{\text{ж}\,m}}{2n-(2m-1)}.$$

Пример.

Дано: начальное пластовое давление — 310 кгс/см²; начальное потенциальное содержание C_{5+} — 320 г/м³; кривая дифференциальной конденсации углеводородов C_{5+}; текущее пластовое давление — 155 кгс/см².

Определить текущее потенциальное содержание углеводородов C_{5+} в извлекаемом из пласта газе при давлении 155 кгс/см².

Решение:

а) разделим весь период разработки месторождения от начального пластового давления до атмосферного на 10 этапов ($n=10$) так, чтобы за один этап снижения давления извлекалась из пласта 0,1 часть запасов газа;

б) по кривой дифференциальной конденсации углеводородов C_{5+} определяем для соответствующего пластового давления количество C_{5+}, перешедшее в жидкую фазу;

в) номер этапа, величина пластового давления и количество углеводородов C_{5+}, перешедшее в жидкую фазу, представляются в форме таблицы (табл. 2), на основе данных которой составляется график (рис. 23, кривая *3*);

В последней графике табл. 2 приведен конечный результат расчета потенциального содержания конденсата при различных значениях пластовых давлений: при давлении 155 кгс/см² потенциальное содержание углеводородов C_{5+} равно 183,9 г/м³.

Определение выхода конденсата при различных давлениях и температурах

Выход конденсата можно определять как в сепараторе УГК-3, так и непосредственно в бомбе равновесия.

64. Определение выхода конденсата в бомбе

В бомбу после ее вакуумирования загружают пробы отсепарированного газа и сырого конденсата (см. § 1 настоящей главы); устанавливают намеченную температуру и поршнем повышают давление до заданной величины; используя мешалку, устанавливают фазовое равновесие рекомбинированной пробы.

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

Таблица 2

Поинтервальное потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в извлекаемом из пласта газа при снижении пластового давления

Показатели	Содержание конденсата (C_{5+})										
$m\ (i)$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_{пл}$, кгс/см²	310	279	248	217	186	155	124	93	62	31	1
$q_{ж_m}$, г/м³	—	22,5	45	69	88	102	112	114	113	110	104
$2n - 2m + 1$	—	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1
$\frac{n}{2n - 2m + 1}$	—	0,526	0,587	0,666	0,768	0,909	1,11	1,428	2	3,3	10
$\frac{q_ж n}{2n - 2m + 1}$	—	11,8	26,4	46	67,6	92,6	124	163	226	366	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
$\frac{2n - 2m - 1}{2n - 2m + 3}$	—	—	0,79	0,765	0,734	0,692	0,632	0,555	0,429	0,2	—0,333
$\frac{n}{2n - 2m + 1} - \frac{2n - 2m - 1}{2n - 2m + 3}$	—	—	0,465	0,51	0,563	0,63	0,7	0,79	0,85	0,666	—33
$q_ж\ (m - 1) - \frac{n}{2n - 2m + 1} + \frac{2n - 2m - 1}{2n - 2m + 3}$	—	—	10,5	23	38,8	55,5	71,4	88,4	97,7	75,2	—366
$2n - 2i + 5$	—	—	—	19	17	15	13	11	9	7	5
$2n - 2i + 3$	—	—	—	17	15	13	11	9	7	5	3
$\frac{4n}{(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)}$	—	—	—	0,124	0,157	0,205	0,28	0,404	0,635	1,14	2,64
$\frac{q_ж\ (i - 2)\ 4n}{(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)}$	—	—	—	2,79	7,07	14,1	24,6	41,1	71	129	290
$\sum_{i=3}^{m} \frac{q_ж\ (i - 2)\ 4n}{(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)}$	—	—	—	2,79	9,86	21,96	46,5	87,6	158,6	287,6	577,6
$q_ж\ (m - 1) - \frac{n}{2n - 2m + 1} + \frac{2n - 2m - 1}{2n - 2m + 3} + \frac{q_ж n}{2n - 2m + 1}$	—	11,8	37,1	69,0	106,4	148,1	195,4	251,4	323,7	441,2	674
$q_0 + \sum_{i=3}^{m} \frac{q_ж\ (i - 2)\ 4n}{(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)}$	—	320	320	322,8	327,9	342	366,5	407,6	478,6	607,6	897,6
$q_{извл_m} = q_0 + \sum_{i=3}^{m} \frac{q_ж\ (i - 2)\ 4n}{(2n - 2i + 5)(2n - 2i + 3)} - q_ж\ (m - 1) + \frac{n}{2n + 2m + 1} - \frac{2n - 2m - 1}{2n - 2m + 3} - \frac{q_ж n}{2n - 2m + 1}$	320	308,2	282,9	253,8	221,5	193,9	171,1	156,2	154,9	166,4	223,6

стабильного конденсата (C_{5+}) от газовых углеводородов. Поддержание в бане, в которой помещена ловушка, температуры —10°С и ниже позволяет полностью улавливать углеводороды C_{5+}. Определенное, таким образом, количество стабильного конденсата пересчитывается на весь объем сырого конденсата в бомбе. После этого проба из бомбы удаляется и последняя вакуумируется.

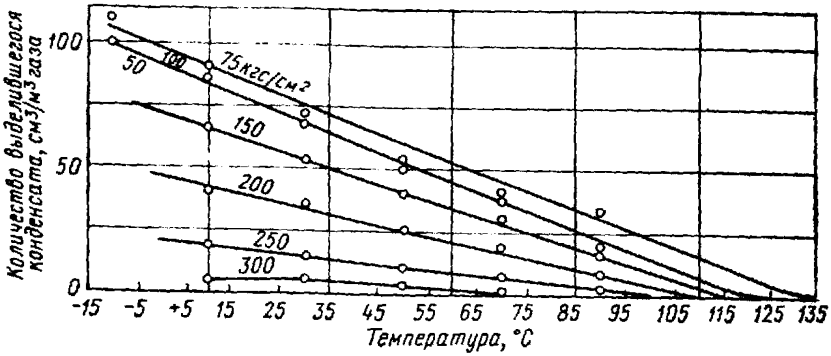

Рис. 24. Изобары конденсации, получаемые на установках УГК-3 и УФР-2.

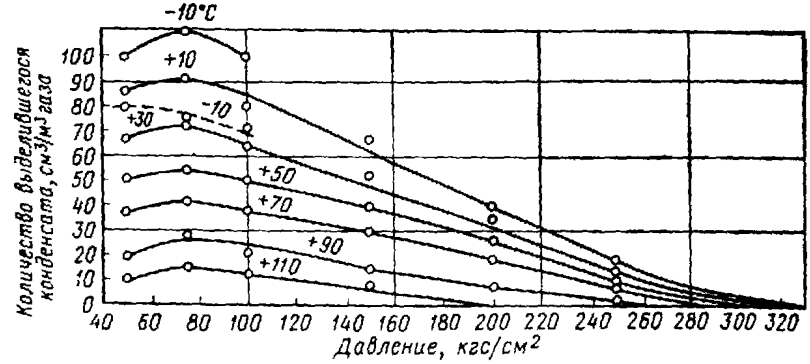

Рис. 25. Изотермы конденсации, получаемые на установках УГК-3 и УФР-2.

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. 24 и 25).

65. Определение выхода конденсата в сепараторе

Этот способ определения выхода конденсата более простой, чем описанный выше, но осуществим только при исследовании смесей относительно богатых (более 100 г/м³) высококипящими углеводородами (C_{5+}).

В соответствии с описанным выше 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, пропускают газ 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 стандартным 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 постепенно 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» (рис. 25).

В течение всех опытов перемещением верхнего поршня в бомбе

поддерживается постоянное давление. Так как одной загрузки бомбы недостаточно, то производят повторные загрузки.

Используя полученные таким образом данные по выходу конденсата, можно построить часть фазовой диаграммы (рис. 26).

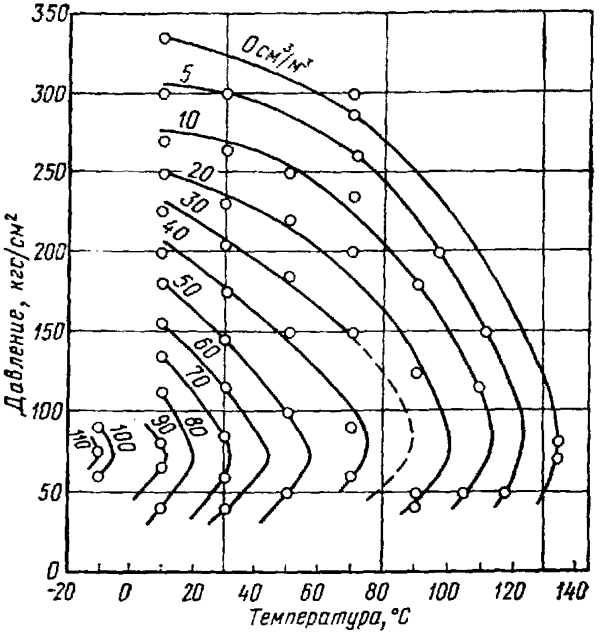

Рис. 26. Фазовая диаграмма пластовой газоконденсатной системы.

Полученные данные важны тем, что дают возможность рассчитывать количество конденсата, образующегося в стволе скважины и шлейфе. Они также дополняют данные по выходу конденсата, определенные при промысловых исследованиях (§ 2, глава 1).

ГЛАВА 3

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Исследование состава газа и конденсата проводится в лаборатории по схеме, показанной на рис. 27.

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ПЛАСТОВОГО ГАЗА И СЫРОГО КОНДЕНСАТА

66. Пробы сырого конденсата подвергаются дегазации по схеме, показанной на рис. 28.

Контейнер *3* помещается в баню *2*, температура в которой поддерживается с помощью термостата *1*. Между контейнером 3 и

газометром *8* помещаются стеклянные змеевиковые ловушки, погруженные в охлаждающую смесь льда с солью (—20° С). Эти ловушки служат для улавливания жидких углеводородов, уносимых газом из контейнера.

Для разгазирования пробы сырого конденсата открывается вентиль контейнера и со скоростью, не превышающей 5 л/ч, вы-

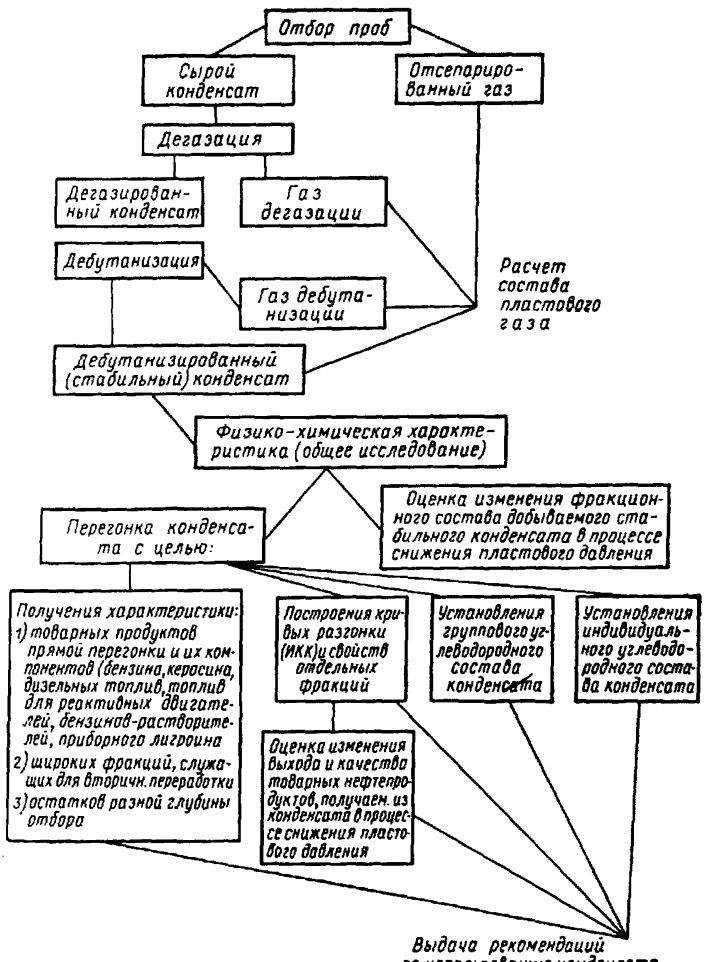

Рис. 27. Схема исследования проб газа и конденсата.

пускается газ в газометр; в бане поддерживается температура порядка 20° С. После прекращения выделения газа из контейнера (при открытом вентиле *5*) температура в нагревательной бане

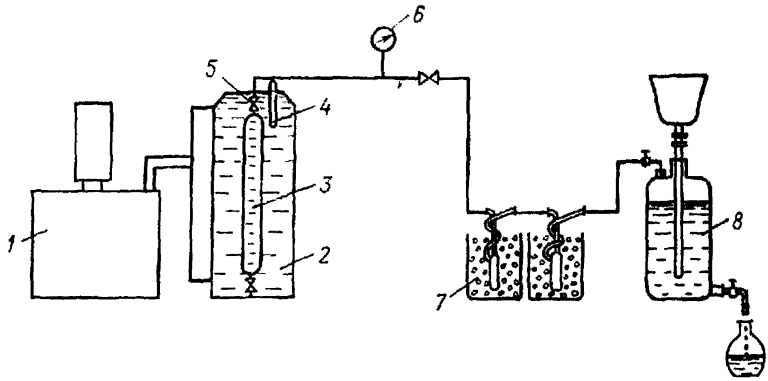

Рис. 28. Схема сборки аппаратуры для дегазации сырого конденсата.

1 — термостат; *2* — баня; *3* — контейнер; *4* — термометр; *5* — вентиль; *6* — манометр; *7* — ловушки; *8* — газометр.

доводится до 35° С. При этом из контейнера выделяется дополнительное количество газа, которое также собирается в газометр. После этого вентиль *5* закрывается. Для удаления газовых углеводородов, растворенных в жидкости, собранной в 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 с помощью лабораторной ректификационной колонки (рис. 29).

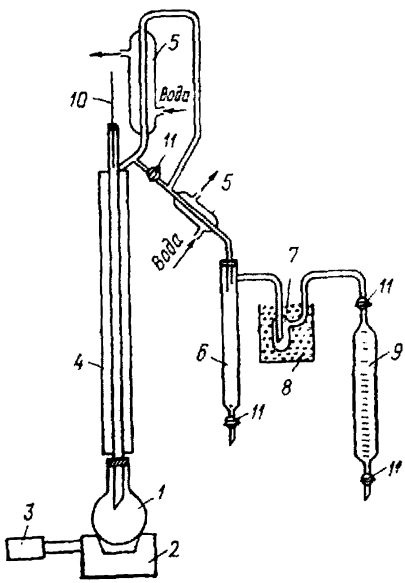

Рис. 29. Схема сборки аппаратуры для дебутанизации дегазированного конденсата.

1 — лабораторная ректификационная колонка; *2* — колбонагреватель; *4* — лабораторная ректификационная колонка; *5* — холодильник; *6* — приемник; *7* — ловушка; *8* — охлаждающая смесь льда с солью; *9* — газовая бюретка; *10* — термометр; *11* — кран.

Между приемником и газовой бюреткой помещаются змеевиковые ловушки, погруженные в охлаждающую смесь льда с солью, служащие для улавливания жидких углеводородов, уносимых газом дебутанизации.

Для дебутанизации жидкий продукт, находящийся в колбе *1*, подогревается колбонагревателем *2*. Нагрев, регулируемый ЛАТРом *3*, ведется до полного прекращения выделения газа из колбы.

Дебутанизированный конденсат (C_{5+} высшие) переливается из колбы в мерный цилиндр, туда же сливается жидкость, собранная в змеевиковых ловушках. Замеряется количество жидкого продукта и определяется пикнометром его плотность при 20° [1] и молекулярный вес [2].

В результате проведенных исследований получают следующие исходные данные для расчета состава пластового газа и сырого конденсата.

Количество выделяющегося сырого конденсата (определяется на промысле)	q, см³/м³ отсепарированного газа
Объем контейнера, в который отобран сырой конденсат	V, см³
Количество газа, выделяемого из сырого конденсата в объеме контейнера:	
при дегазации	a, л
при дебутанизации	$б$, л
Содержание жидких углеводородов (C_{5+}) в дебутанизированном конденсате в объеме контейнера	b, см³
Плотность C_{5+} при 20° С	ρ_4^{20}
Молекулярный вес C_{5+}	M
Содержание в дебутанизированном конденсате:	
i-пентана	C, % мол.
n-пентана	d, % мол.

67. При расчете состава пластового газа исходят из 1000 г-молей отсепарированного газа.

Количество газа (A), выделяющегося при дегазации сырого конденсата, определяется по формуле:

$$A = \frac{aq}{V}, \text{ г-моль.} \qquad (1)$$

Количество газа дебутанизации определяется по формуле:

$$Б = \frac{бq}{V}, \text{ г-моль.} \qquad (2)$$

Содержание в сыром конденсате пентанов и вышекипящих углеводородов (B) определяется по формуле

$$B = \frac{qb\rho_4^{20}\,24{,}04}{VM}, \text{ г-моль/1000 г молей отсепарированного газа.} \qquad (3)$$

В дебутанизированном конденсате содержится

$$\text{изопентана } (i=C_{5+}) \quad D=\frac{C}{100}, \tag{4}$$

$$n\text{-пентана } (n=C_{5+}) \quad E=B\,\frac{d}{100}, \text{ г-моль}, \tag{5}$$

гексанов и более высококипящих $(C_{6+})^*$ $F=B-(D+E)$, г-моль. (6)

Данные, полученные по этим уравнениям, используют для расчета состава сырого конденсата и пластового газа.

Пример расчета.

На промысле из сепаратора при давлении 60 кгс/см² и температуре —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 (в % 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+} — 0,55; CO_2 — 0,50.

При дебутанизации разгазированного конденсата было получено 1,5 л газа следующего состава (в % 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+} — 0,47.

Выход дебутанизированного конденсата (пентанов и вышекипящих углеводородов) составил 47 см³, плотность этих углеводородов $\rho_4^{20}=0{,}6996$ г/см³ и молекулярный вес, определенный криоскопическим методом, $M=98$.

Состав газа, отобранного на промысле после сепарации сырого конденсата, был следующим (в % 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+} — 0,19; N_2 — 5,06; CO_2 — 0,60.

Методом газожидкостной хроматографии в дебутанизированном конденсате было определено содержание изопентанов, которое составило 11,48% мол. и н-пентана — 14,06% мол.

По формулам 1—6 производим следующие вычисления:

$$A=\frac{9{,}7\cdot 162}{85}=18{,}48 \text{ г-молей};$$

$$Б=\frac{1{,}5\cdot 162}{85}=2{,}86 \text{ г-молей};$$

$$B=\frac{162\cdot 47{,}0\cdot 0{,}6986\cdot 24{,}04}{85\cdot 98}=15{,}31 \text{ г-молей};$$

---

* Как в газе (сепарации, дегазации, дебутанизации), так и в дебутанизированном конденсате методом газожидкостной хроматографии могут быть определены вышекипящие углеводороды, например, состава C_{6+} (гексан и его изомеры, метилциклопентан, циклогексан и бензол).

$$Д = \frac{11,48 \cdot 15,31}{100} = 1,76 \text{ г-молей;}$$

$$E = \frac{14,06 \cdot 15,31}{100} = 2,15 \text{ г-молей;}$$

$$F = 15,31 - (1,76 + 2,15) = 11,40 \text{ г-молей.}$$

Полученные данные сведены в табл. 3.

Исходя из общего числа грамм-молей дегазации (18,48) и газа дебутанизации (2,86) и их состава, определяется число грамм-молей отдельных компонентов (графы 5 и 7 табл. 3).

Таблица 3

Расчеты состава сырого конденсата и пластового газа газоконденсатного месторождения

Компонент	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		Пентаны и вышекипящие в дебутанизированном конденсате, г-моль	Суммарное содержание газов дегазации, дебутанизации, пентанов и вышекипящих г-моль	Состав сырого конденсата, %, мол.	Суммарное содержание газов сепарации, дегазации, дебутанизации, пентанов и вышекипящих, 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
C_1	87,18	871,8	61,23	11,32	—	—	—	11,32	30,89	883,12	85,20
C_2	4,80	48,0	18,43	3,40	0,90	0,03	—	3,43	9,36	51,43	4,96
C_3	1,41	14,1	12,76	2,36	29,08	0,83	—	3,19	8,70	17,29	1,67
$i{=}C_4$	0,21	2,1	1,99	0,37	19,12	0,54	—	0,91	2,48	3,01	0,29
$н{=}C_4$	0,34	3,4	3,15	0,58	39,54	1,13	—	1,71	4,66	5,11	0,49
$i{=}C_5$	0,11	1,1	0,80	0,15	7,61	0,22	1,76	2,13	5,81	3,23	0,31
$н{=}C_5$	0,10	1,0	0,59	0,11	3,37	0,10	2,15	2,36	6,44	3,36	0,32
C_{6+}	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	—	—	—	—	—	—	—	—	50,60	4,88
CO_2	0,60	6,0	0,50	0,09	—	—	—	0,09	0,25	6,09	0,59
Всего	100,00	1000,0	100,0	18,48	100,00	2,86	15,31	36,65	100,00	1036,65	100,00

Для определения состава сырого конденсата суммируется по компонентам число г-молей газа дегазации, дебутанизации, пентанов, гексанов и вышекипящих углеводородов и полученное число г-молей каждого компонента делится на общее их число (36,65). Состав сырого конденсата, отобранного на промысле из сепаратора при давлении 60 кгс/см² и температуре —15°, приведен в графе 10 табл. 3.

Для определения состава пластового газа суммируется 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. 3.

68. При двухступенчатом разделении фаз на промысле отбираются пробы сырого конденсата из I и II ступеней сепарации и проба отсепарированного газа после II ступени. При этом на каждой ступени сепарации замеряются конденсато-газовые факторы. В результате проведенных исследований получают исходные данные (табл. 4) для расчета состава сырого конденсата и пластового газа.

Таблица 4

Исходные данные	I ступень	II ступень
Количество выделяющегося сырого конденсата, см³ на 1 м³ отсепарированного газа	q_1	q_2
Объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см³	V_1	V_2
Количество газа, выделяемого из сырого конденсата в объеме контейнера, л:		
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+} при 20° С	ρ_1	ρ_2
молекуляряый вес C_{5+}	M_1	M_2
Количество газа, выделяющегося из сырого конденсата, г-моль на 1000 г-молей отсепарированного газа:		
при дегазации	$A_1 = \frac{a_1 q_1}{V_1}$ (7)	$A_2 = \frac{a_2 q_2}{V_2}$ (8)
при дебутанизации	$Б_1 = \frac{б_1 q_1}{V_1}$ (9)	$Б_2 = \frac{б_2 q_2}{V_2}$ (10)
Содержание C_{5+} в сыром конденсате, г-моль на 1000 г-молей отсепарированного газа	$B_1 = \frac{q_1 в_1 \rho_1 24{,}04}{V_1 M_1}$ (11)	$B_2 = \frac{q_2 в_2 \rho_2 24{,}04}{V_1 M_2}$ (12)

Пример расчета.

Газ из скважины на промысле был подвергнут двухступенчатой сепарации. Условия сепарации и выход конденсата были следующими.

	I ступень	II ступень
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, подвергли дегазации. При этом было выделено 5,3 л газа следующего состава (в % 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+} — 3,02; CO_2 — 1,48.

При дебутанизации разгазированного конденсата было получено 0,7 л газа следующего состава (в % мол.): C_2 — 0,90; C_3 — 28,04; $i=C_4$ — 18,12; $n=C_4$ — 39,43; C_5 — 13,51.

Выход дебутанизированного конденсата составил 67 см³, плотность его — 0,740 г/см³, молекулярный вес — 104.

Состав газа после II ступени сепарации был следующим (в % мол.): C_1 — 93,60; C_2 — 3,30; C_3 — 1,07; $i=0,16$; $n=C_4$ — 0,22; C_3 — 0,35; N_2 — 0,80; CO_2 — 0,50.

По формулам 8, 10, 12 производим следующие вычисления:

$$A_2 = \frac{5,3 \cdot 19}{85} = 1,18 \text{ г-молей};$$

$$Б_2 = \frac{0,7 \cdot 19}{85} = 0,16 \text{ г-молей};$$

$$B_2 = \frac{19,67 \cdot 0,740 \cdot 24,04}{85 \cdot 104} = 2,56 \text{ г-молей}.$$

Полученные данные сведены в табл. 5.

Таблица 5

Расчет состава отсепарированного газа после I ступени сепарации

Компонент	Газ сепарации после II ступени сепарации p_c=40 кгс/см²		Газ дегазации сырого конденсата из II ступени сепарации		Газ дебутанизации сырого конденсата из II ступени сепарации		Пентаны и вышекипящие в дебутанизированном конденсате (C_{5+}), г-моль	Суммарное содержание газов дегазации, дебутанизации и (C_{5+}), г-моль	Состав сырого конденсата из II ступени сепарации, % мол.	Суммарное содержание газов сепарации, дегазации, дебутанизации, C_{5+}, 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
C_1	93,87	933,7	0,78	0,78	—	—	—	0,780	20,01	939,480	93,60
C_2	3,29	32,9	17,19	0,20	0,90	0,001	—	0,201	5,15	33,101	3,30
C_3	1,06	10,6	8,28	0,10	28,04	0,045	—	0,145	3,72	10,745	1,07
$i=C_4$	0,16	1,6	1,36	0,02	18,12	0,029	—	0,049	1,26	1,649	0,16
$n=C_4$	0,22	2,2	2,75	0,03	39,43	0,063	—	0,093	2,38	2,293	0,22
C_{5+}	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	100,0	1000,0	100,0	1,18	100,0	0,16	2,56	3,90	100,0	1003,90	100,00

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 подвергался дегазации и дебутанизации. При дегазации выделено 6,1 л газа следующего состава (в % 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+} — 0,85; CO_2 — 0,60.

Таблица 6

Расчет состава пластового газа

Компонент	Газ, прошедший I ступень сепарации		Газ дегазации сырого конденсата из I ступени сепарации		Газ дебутанизации сырого конденсата из I ступени сепарации		Пентаны и вышекипящие в дебутанизированном конденсате, г-моль	Суммарное содержание газов дегазации, дебутанизации, пентанов и вышекипящих, г-моль	Состав сырого конденсата из I ступени сепарации, % мол.	Суммарное содержание газов сепарации, дегазации, дебутанизации, пентанов и вышекипящих, 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
C_1	93,60	936,0	82,90	1,351	—	—	—	1,351	30,50	937,351	93,32
C_2	3,3	33,0	11,76	0,192	1,45	0,004	—	0,196	4,42	33,196	3,30
C_3	1,07	10,7	2,79	0,045	28,62	0,074	—	0,119	2,69	10,819	1,08
изо-C_4	0,16	1,6	0,49	0,008	22,44	0,058	—	0,066	1,48	1,666	0,17
н-C_4	0,22	2,2	0,61	0,010	42,60	0,111	—	0,121	2,73	2,321	0,23
C_{5+}	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	100,00	100,00	100,00	1,63	100,00	0,26	2,54	4,43	100,00	1004,43	100,00

При дебутанизации выделен 1 л газа следующего состава (в % мол.): C_2 — 1,45; C_3 — 28,62; $i=C_4$ — 22,44; $n=C_4$ — 42,60; C_{5+} — 2,89.

Выход дебутанизированного конденсата составил 68 см³; плотность его 0,785 г/см³; молекулярный вес 135.

Состав газа, прошедшего I ступень сепарации, приведен в табл. 5.

По формулам 7, 9, 11 производим следующие вычисления:

$$A_1 = \frac{6,1 \cdot 22,7}{85} = 1,63 \text{ г-молей};$$

$$Б_1 = \frac{1{,}0 \cdot 22{,}7}{85} = 0{,}26 \text{ г-молей};$$

$$В_1 = \frac{22{,}7 \cdot 68 \cdot 0{,}785 \cdot 24{,}04}{85 \cdot 135} = 2{,}54 \text{ г-молей}.$$

Полученные данные сведены в табл. 6.

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. 6.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА (C_{5+}) В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ

69. Потенциальное содержание C_{5+} ($П$) рассчитывается на основании данных, приведенных в § 1 настоящей главы, и равняется сумме содержаний C_{5+} в сыром конденсате (K) и отсепарированном газе (L) (из расчета на 1 м³ пластового газа)

$$П = K + L, \text{ г/м}^3. \tag{13}$$

Содержание C_{5+} в сыром конденсате равно сумме содержаний этих углеводородов в газе дегазации (K_1), газе дебутанизации (K_2) и дебутанизированном конденсате (K_3):

$$K = K_1 + K_2 + K_3, \text{ г/м}^3; \tag{14}$$

$$K_1 = \frac{aq}{V} \cdot \frac{l_1}{100} \cdot \frac{M_1}{24{,}04}, \text{ г/м}^3; \tag{15}$$

$$K_2 = \frac{бq}{V} \cdot \frac{l_2}{100} \cdot \frac{M_2}{24{,}04}, \text{ г/м}^2; \tag{16}$$

$$K_3 = \frac{qb}{V} \rho_4^{20}, \text{ г/м}^3, \tag{17}$$

где l_1 и l_2 — содержание C_{5+} (в % мол.) соответственно в газе дегазации и дебутанизации; M_1 и M_2 — молекулярный вес C_{5+} содержащихся в газе дегазации дебутанизации.

Исследования составов газа дегазации и дебутанизации большого количества проб, отобранных из различных месторождений и разгазированных по приведенной на рис. 28 схеме, показали, что с приемлемой для расчетов точностью молекулярный вес C_{5+} в этих газах может быть принят равным 80. Тогда формулы (9) и (10) принимают вид:

$$K_1 = 0{,}03 \frac{aql_1}{V}, \text{ г/м}^3; \tag{18}$$

$$K_2 = 0{,}03 \frac{бql_2}{V}, \text{ г/м}^3. \tag{19}$$

Формула (8) при этом будет иметь следующий вид:

$$K = \frac{q}{V}(0{,}03al_1 + 0{,}03бl_2 + b\rho_4^{20}),\ \text{г/м}^3. \qquad (20)$$

Содержание C_{5+} в отсепарированном газе определяется по уравнению:

$$L = 10l_3\frac{M_3}{24{,}04},\ \text{г/м}^3, \qquad (21)$$

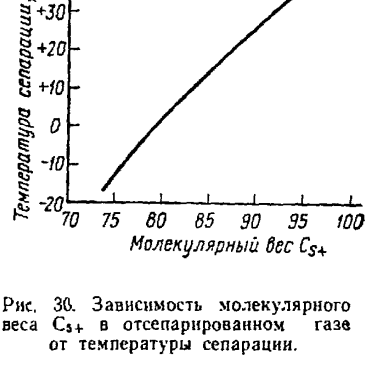

Рис. 30. Зависимость молекулярного веса C_{5+} в отсепарированном газе от температуры сепарации.

где l_3 — содержание C_{5+} в отсепарированном газе (в % мол.); M_3 — молекулярный вес C_{5+}.

Молекулярный вес C_{5+} (M_3), содержащихся в газе сепарации, может быть рассчитан, исходя из их состава, определенного газохроматографическим методом, или установлен по графику рис. 30.

Подставляя в формулу (13) значения K и L, получаем следующее уравнение для расчета потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе в случае одноступенчатого разделения в сепараторе пластовой смеси на газовую и жидкую фазы:

$$П = \frac{q}{V}(0{,}03al_1 + 0{,}03бl_2 + b\rho_4^{20}) + 10l_3\frac{M_3}{24{,}04}\ \text{г/м}^3. \qquad (22)$$

Для рассматриваемого в § 1 настоящей главы примера потенциальное содержание в газе C_{5+} составит: $П = \frac{162}{85}(0{,}03\cdot 9{,}7\cdot 1{,}94 + 0{,}03\cdot 1{,}5\cdot 11{,}45 + 47{,}0_+6996) + 10\cdot 0{,}40\cdot\frac{75}{24{,}04} = 77$ г/м^3.

70. В случае двухступенчатой сепарации газа формула для расчета потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе имеет следующий вид (индексами указана ступень сепарации):

$$П = \frac{q_1}{V'}(0{,}03a'l_1' + 0{,}03б'l_2' + b'\rho'^{20}_4) + \frac{q''}{V''}\times$$

$$\times(0{,}03a''l_1'' + 0{,}03б''l_2'' + b''\rho''^{20}_4) + 10l''\frac{M_3}{24{,}04}\text{г/м}^3. \qquad (23)$$

Для второго примера, рассматриваемого в § 1 настоящей главы, эта величина составит: $П = \frac{22{,}7}{85}(0{,}03\cdot 6{,}1\cdot 0{,}85 + 0{,}03\cdot 1{,}0\cdot 4{,}89\times$

$$\times 0{,}785) + \frac{19{,}0}{85}\,(0{,}03 \cdot 5{,}3 \cdot 3{,}02 + 0{,}03 \cdot 0{,}7 \cdot 13{,}51 + 67 \cdot 0{,}740) + 10 \times$$
$$\times 0{,}35\,\frac{77}{24{,}04} = 36{,}8 \text{ г/м}^3.$$

§ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРОГО КОНДЕНСАТА

71. Состав сырого конденсата определяется по методике, изложенной в § 1 настоящей главы.

72. Объемный коэффициент усадки сырого конденсата ($K_{ус}$) равен отношению выхода дегазированного при атмосферных условиях конденсата к сырому (из расчета на 1 м³ отсепарированного газа):

$$K_{ус} = \frac{q_{дег}}{q} \text{ см}^3/\text{м}^3. \tag{24}$$

Выход дегазированного конденсата из расчета на 1 м³ отсепарированного газа (по экспериментальным данным § 1 настоящей главы) равен:

$$q_{дег} = q\,\frac{b'}{V}, \text{ см}^3/\text{м}^3, \tag{25}$$

где b' — содержание жидких углеводородов (C_{5+}) в дегазированном конденсате в объеме контейнера, см³.

Подставляя в формулу (18) значение $q_{дег}$, получаем, что коэффициент усадки сырого конденсата равен:

$$K_{ус} = \frac{b'}{V}. \tag{26}$$

73. Плотность сырого конденсата можно рассчитать на основании его состава по методу Стэндинга и Катца [3].

§ 4. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВ ДЕГАЗАЦИИ, ДЕБУТАНИЗАЦИИ И ПРОШЕДШЕГО СЕПАРАЦИЮ

74. Состав газа определяется описанными в литературе [4] методами.

Определение H_2S и CO_2 в пробе отсепарированного газа проводится на месте выхода газа, в пробе дегазации и дебутанизации — в лаборатории.

75. Плотность газа определяется на основании его состава [4].

76. Выход газа дегазации ($V_{дег}$) из расчета на 1 м³ сырого конденсата (по экспериментальным данным § 1 главы 3) составляет:

$$V_{дег} = \frac{a}{V}\,10^3, \text{ м}^3/\text{м}^3. \tag{27}$$

Выход газа дебутанизации ($V_{деб}$) из расчета на 1 м³ сырого конденсата равен:

$$V_{деб} = \frac{б}{V} 10^3, \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (28)$$

77. Удельное содержание C_{5+} в газе сепарации рассчитывается по уравнению (21).

§ 5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАБИЛЬНОГО (ДЕБУТАНИЗИРОВАННОГО) КОНДЕНСАТА

78. Стандартными методами [1] определяются плотность (ГОСТ 3900—47), фракционный состав (ГОСТ 2177—66), вязкость (ГОСТ 33—66) при различных температурах, температура помутнения (ГОСТ 5066—56), температура застывания (ГОСТ 1583—42), содержание серы (ГОСТ 1771—48).

79. Нестандартными методами [2] определяются молекулярный вес, показатель преломления, содержание парафина с указанием температуры его плавления.

§ 6. ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ДОБЫВАЕМОГО СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА ПО МЕРЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СНИЖЕНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

80. 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 пластовом давлении), определяют фракционный состав конденсата на различных этапах снижения давления.

Пример. Зависимость количества выделяющегося в пласте стабильного конденсата от снижения пластового давления (определенное экспериментально на установке УГК) показана на рис. 31 (кривая *1*). На кривой разгонки конденсата при начальном пластовом давлении (кривая *2*) 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. 31 (кривая *1*), при давлении, например, 150 кгс/см² количество выпадающего в пласте конденсата составляет 16,3% объем его потенциального содержания. Следовательно, выход фракций конденсата, извлекаемого из недр в составе газа при указанном давлении, будет равен 100—16,3=83,7% объем. 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 определены температурные пределы выкипания конденсата при других пластовых давлениях, указанных на рис. 31.

Зная пределы выкипания конденсата при различных пластовых давлениях, строят кривую его разгонки. В качестве примера на рис. 31 (кривая *3*) показана прогнозная кривая разгонки стабильного конденсата при давлении 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*).

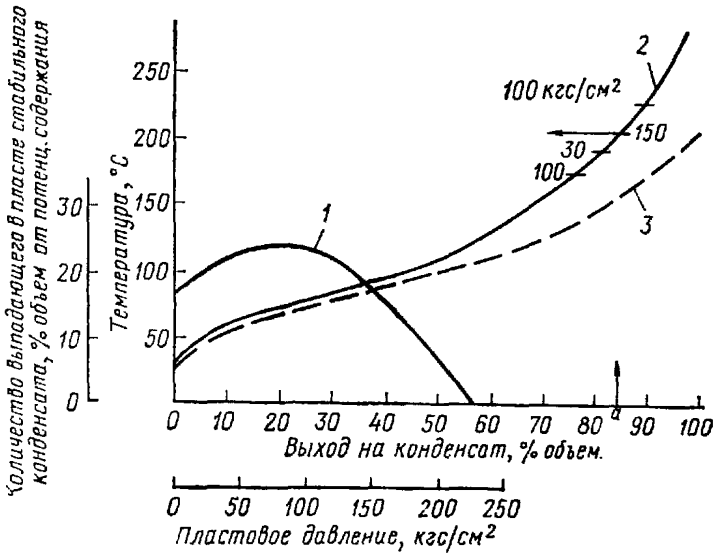

Рис. 31. Оценка изменения фракционного состава конденсата при снижении пластового давления.

1 — количество выпадающего в пласте стабильного конденсата в зависимости от снижения пластового давления; *2* — кривая разгонки стабильного конденсата, отобранного при начальном пластовом давлении; *3* — прогнозная кривая разгонки стабильного конденсата при пластовом давлении 150 кгс/см².

§ 7. ПЕРЕГОНКА КОНДЕНСАТА

81. Перегонку конденсата с целью выяснения выходов и качества товарных продуктов (или их компонентов) и широких фракций проводят на аппарате АРН-2 (ГОСТ 11011—64). Температурные пределы отбора фракций определяются задачами, поставленными перед исследователями.

82. Перегонку конденсата с целью получения фракций для определения индивидуального углеводородного и группового состава, в том числе фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга, проводят на лабораторной ректификационной колонке [5].

Фракции до 200° С отбираются при атмосферном давлении, от 200 до 320° С — при остаточном давлении 10 мм. рт. ст. и

остатки — при остаточном давлении 1 мм. рт. ст. Номограмма для приведения температур кипения в вакууме к температурам кипения при атмосферном давлении приведена в приложении 4.

§ 8. ПОСТРОЕНИЕ КРИВЫХ РАЗГОНОК

83. Конденсат разгоняется на аппарате АРН-2 на 5%-ные объемные фракции, для которых определяются плотность, молекулярный вес, кинематическая вязкость, температура вспышки, температура застывания и содержание серы. Полученные данные наносятся на график. Построение кривых разгонок и способ использования их изложены в руководстве [6].

§ 9. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТОВ ПРЯМОЙ ПЕРЕГОНКИ, ИХ КОМПОНЕНТОВ, А ТАКЖЕ ШИРОКИХ ФРАКЦИЙ, ПОЛУЧАЕМЫХ ИЗ КОНДЕНСАТА

84. Путем смешения полученных при разгонке конденсата узких фракций и анализа смесей выясняется возможность получения из них товарных светлых продуктов, удовлетворяющих требованиям ГОСТ [7], а также устанавливаются качества компонентов товарных продуктов и качество заданных широких фракций. Методика смешения фракций с целью получения товарных светлых продуктов описана в руководстве [6]. Анализ топлив производится в соответствии с требованиями ГОСТ [7].

§ 10. ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ВЫХОДА И КАЧЕСТВА ТОВАРНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПОЛУЧАЕМЫХ ИЗ КОНДЕНСАТА ПО МЕРЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СНИЖЕНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

85. Стабильный конденсат разгоняется на пятиградусные фракции на аппарате АРН-2 с целью получения кривых разгонок (см. § 8 настоящей главы), показанных на рис. 32.

На установке УГК-3 рекомбинированная проба пластового газа подвергается дифференциальной конденсации (см. главу 2), причем определяются плотность ρ_4^{20} и показатель преломления (n_D^{20}) конденсата, выделяемого из добываемого газа. По полученным данным построены кривые зависимости $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$ и $n_D^{20} = f(p_{пл})$, показанные на рис. 32. Они используются для прогнозирования изменения состава добываемого стабильного конденсата и получаемых из него продуктов в процессе снижения пластового давления.

Рассмотрим использование этих кривых на следующем примере. Начальное пластовое давление месторождения равно 350 кгс/см². Определить, как будет меняться фракционный состав

добываемого стабильного конденсата по мере снижения пластового давления.

Рассмотрим, какой фракционный состав будет иметь, например, *стабильный конденсат при снижении пластового давления* до 300 кгс/см².

По кривой $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$ находим, что при давлении 300 кгс/см² добываемый конденсат будет характеризоваться плотностью 0,753 г/см³. На кривой разгонки (ρ_4^{20}) этой плотности соответствует точка *A*. Так как при построении кривых разгонок все свойства откладываются на ординатах, соответствующих средним

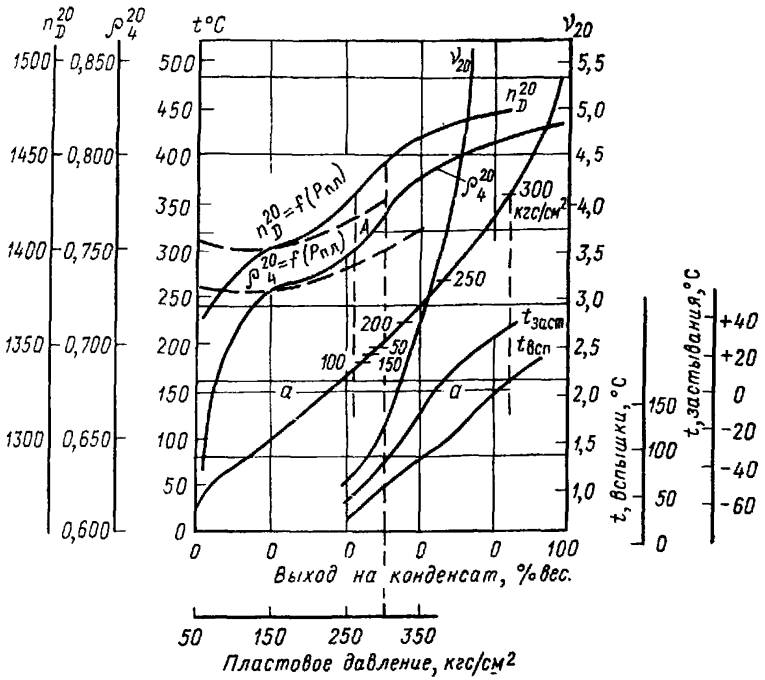

Рис. 32. Кривые разгонок конденсата (ИТК).

значениям фракций, то плотность 0,753 г/см³ будет характеризовать фракцию, выход которой составит 2 *а*, т. е. 83% конденсата. По пересечению ординаты, соответствующей этому выходу, с кривой ИТК устанавливаем, что указанный процент соответствует фракции, выкипающей до 360° С. Следовательно, при снижении давления от 350 до 300 кгс/см² в пласте будут потеряны фракции, кипящие выше 360° С, выход которых составит 100—83=17%.

Таким же образом были определены температурные пределы выкипания конденсата при снижении давления до 250, 200, 150, 100 и 50 кгс/см², указанные на кривой ИТК (рис. 32).

Как следует из этих данных, при снижении пластового давления до 50 кгс/см², т. е. фактически в последний период разработки залежи, конденсат будет лишен фракций, кипящих выше 200° С, и по фракционному составу будет соответствовать бензиновой фракции.

Во многих газоконденсатных пластовых смесях количество жидкой фазы бывает настолько мало, что на установке УГК-3 удается определить только показатель преломления, плотность же установить соответствующими методами не представляется возможным.

В этом случае могут быть использованы зависимости $n_D^{20} = f(p_{пл})$ и кривая разгонки (n_D^{20}). Определения производятся так же, как и в случае применения зависимости $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$. Поясним на примере.

По кривой $n_D^{20} = f(p_{пл})$ находим, что при давлении 300 кгс/см² показатель преломления добываемого конденсата составит 1,4300. На кривой разгонки (n_D^{20}) этому показателю преломления соответствует точка *Б*. Дальнейшее определение производится так же, как и в случае использования зависимости $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$.

Вместо плотности и показателя преломления может быть использован молекулярный вес. В этом случае на установке УГК-3 определяется молекулярный вес стабильного конденсата, выделяемого из добываемого газа при различной степени снижения давления в пласте, и строится кривая молекулярных весов. Однако этот параметр можно использовать только в случае газоконденсатных систем с большим содержанием высококипящих углеводородов (C_{5+}), когда количество жидкой фазы будет достаточным для его экспериментального определения.

Установив по кривой ИТК температурные пределы выкипания конденсатов при различных пластовых давлениях, можно построить кривые их разгонки, показанные на рис. 33.

По этим кривым определяется выход отдельных фракций конденсата при различных пластовых давлениях. В качестве примера на рис. 34 показан выход фракций, кипящих до 150° С (бензиновые фракции), в пределах 150—350° С (фракции дизельного топлива) и выше 350° С (мазут), из конденсата в зависимости от снижения пластового давления, определенный по кривым разгонок рис. 33.

Если в начале разработки месторождения содержание в конденсате фракций, кипящих выше 350° С, составляло 18%, то при снижении давления до 300 кгс/см² выход этих фракций, судя по проведенным выше данным, составит лишь 2% и при давлении 295 кгс/см² в конденсате этих фракций уже не будет, т. е. он будет

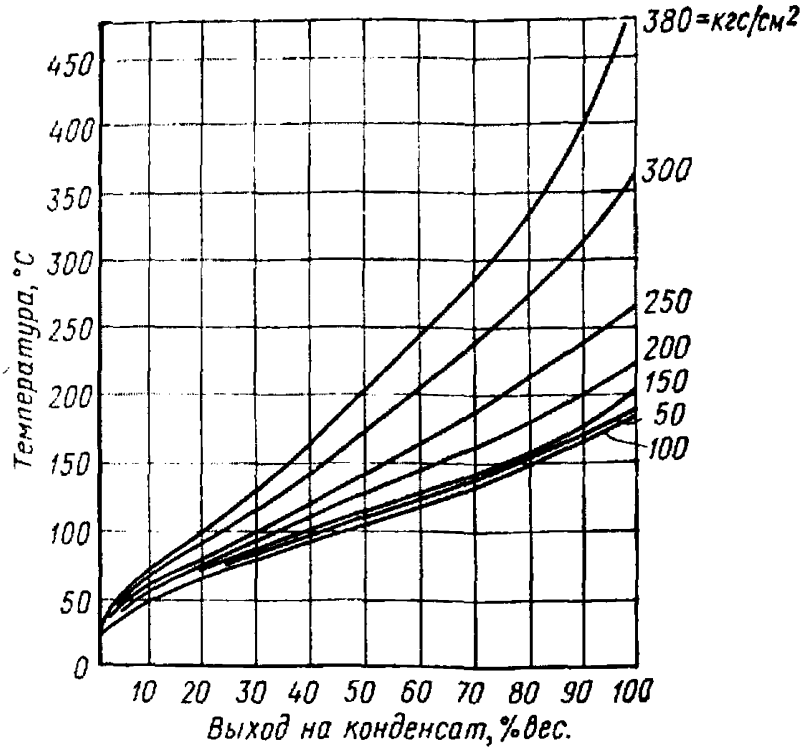

Рис. 33. Фракционный состав конденсатов, получаемых из газа при различных пластовых давлениях.

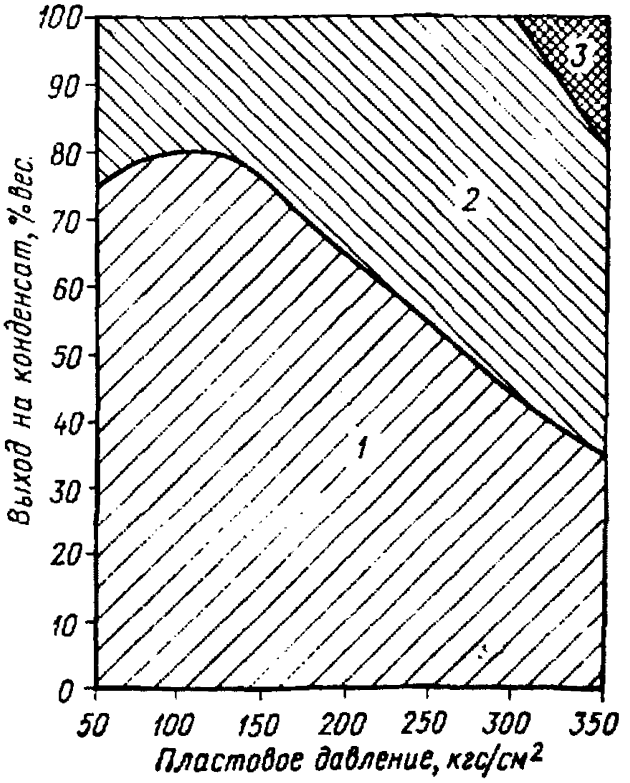

Рис. 34. Выход различных товарных нефтепродуктов при снижении пластового давления.

1 — бензиновая фракция, отобранная до 150° С; *2* — дизельная фракция, отобранная в пределе 150—350° С; *3* — остаток разгонки (мазут) выше 350° С.

представлять смесь бензиновых фракций и фракций дизельного топлива.

Приведенные на рис. 35 кривые свойств узких фракций (плотность, вязкость, температуры вспышки и застывания) позволяют также прогнозировать изменение качеств фракций, получаемых из конденсата на различных этапах разработки месторождения.

В качестве примера рассмотрим, как будет изменяться свойство фракции, кипящей выше 150° С, из конденсата в процессе

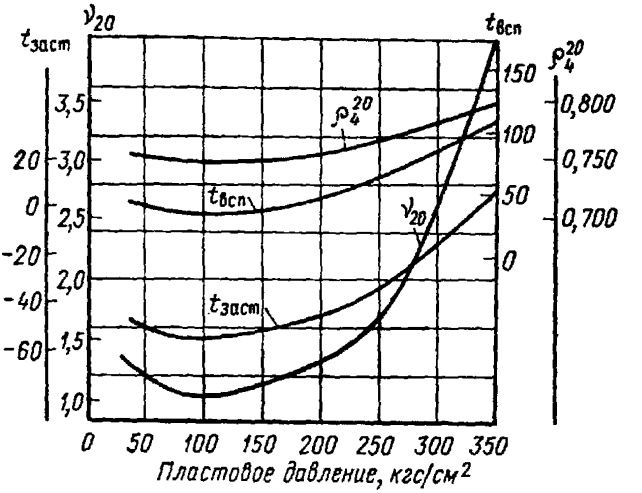

Рис. 35. Изменение качества фракции, кипящей выше 150° С из конденсата в зависимости от пластового давления.

снижения пластового давления. По кривой ИТК находим, что при начальном пластовом давлении (350 кгс/см²) выход этой фракции составляет 65% на конденсат. Абсцисса средней точки этой фракции равна $35+\frac{65}{2}=67{,}5\%$. По пересечению ординаты, проходящей через эту точку, с кривыми свойств узких фракций (ρ_4^{20}, ν_{20}, $t_{всп}$, $t_{заст}$) устанавливаем качества указанной фракции. Аналогично определяем характеристику фракции конденсата на других этапах пластового давления. Так, например, из рассмотрения кривой ИТК следует, что при снижении пластового давления до 300 кгс/см² выход фракции, кипящей выше 150° С, составляет 48% на конденсат. Абсцисса средней точки этой фракции равна $35+\frac{48\%}{2}=59\%$. По ординате, проходящей через эту точку, определяем также качество указанной фракции.

Изменение качества фракции, кипящей выше 150° С, из конденсата в зависимости от пластового давления показано на рис. 35. Как можно видеть, в процессе разработки залежи на истощение

уменьшаются плотность и вязкость этой фракции, а также снижаются ее температуры вспышки и застывания. Так, если в начальный момент разработки залежи фракция, отобранная из конденсата при температуре кипения выше 150° С, имела вязкость ν_{20}=4,1 сСт и температуру застывания 12° С, то при снижении пластового давления до 100 кгс/см² ее вязкость стала равной 1,0 сСт, а температура застывания —55° С.

§ 11. ГРУППОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ

86. Конденсат разгоняется на лабораторной ректификационной колонке на фракции, выкипающие в следующих пределах: до 60, 60—95, 95—122, 122—150, 150—200 и далее через 50° С.

Групповой углеводородный состав бензиновых фракций определяется анилиновым методом с применением серной кислоты или силикагеля для удаления ароматических углеводородов [8]. Учитывая значения анилиновых точек исходного и деароматизированного бензина и применяя соответствующие коэффициенты [8], подсчитывают содержание отдельных групп углеводородов.

Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих выше 200° С, определяется адсорбционным методом с выделением последовательно парафино-нафтеновых углеводородов, отдельных групп ароматических углеводородов и смолистых веществ [9].

§ 12. ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ

87. Определение индивидуального углеводородного состава бензиновых фракций конденсата производится методом газожидкостной хроматографии [10].

Содержание индивидуальных ароматических углеводородов состава C_6—C_8 можно определять также методом абсорбционной хроматографии по ГОСТ 10997—64 [1]. Измерения проводятся на фотоэлектрическом перегистрирующем спектрофотометре СФ-4А. Калибровка прибора и составление уравнений для расчета концентрации углеводородов производятся по описанному в литературе [11] методу.

Индивидуальный состав н-парафиновых углеводородов в конденсате определяется путем предварительного выделения их на молекулярных ситах [12] и хроматографического анализа на приборе типа ДХМ-7А. Колонка (l=6 м; d=5 мм) заполняется хромосорбом, на который наносится в количестве 8% от веса адсорбента жидкая фаза — ПМС-100. Газ-носитель — гелий.

§ 13. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ КОНДЕНСАТА

88. В результате исследования конденсата даются рекомендации по переработке его в части прямой перегонки, а также предусматривается возможность использования целиком конденсата или его широких фракций для процессов, связанных со вторичной переработкой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ. Нефтепродукты. Методы испытаний. М., Изд-во Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР, 1967, 745 с. с ил.

2. Рыбак В. М. Анализ нефти и нефтепродуктов. М., Гостоптехиздат, 1962, 887 с.

3. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М., «Недра», 1965, 676 с. с ил. Авт.: Д. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др.

4. Методическое пособие по отбору и анализу проб природных газов. М., «Недра», 1969, 158 с. с ил.

5. Определение индивидуального углеводородного состава бензинов прямой гонки комбинированным методом. М., Изд-во АН СССР, 1959, 362 с. Авт.: Г. С. Ландсберг, Б. А. Казанский, П. А. Бажулин и др.

6. Советские нефти. М., Гостоптехиздат, 1947, 700 с. с ил.

7. ГОСТ. Нефтепродукты. Топлива, битумы, парафины, растворители. М., Изд-во Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР, 1970. 290 с. с ил.

8. Платэ А. Ф. Краткое руководство к практикуму по химии Нефти. М., Изд-во Моск. гос. ун-та, 1960, 97 с. с ил.

9. Павлова С. Н., Дриацкая З. В., Гофман П. С. Методы исследования нефтей и нефтепродуктов. М., Гостоптехиздат, 1963, 350 с. с ил.

10. Оленина З. К., Петров А. А. Некоторые особенности индивидуального состава газовых конденсатов.— «Нефтехимия», т. VII, 1967, с. 323—329 с ил.

11. Зимина К. Н., Сирюк А. Г. Определение ароматических углеводородов C_6—C_8 по спектрам поглощения в ультрафиолетовой области.— В сб. работ по изучению состава и свойств нефтей и нефтепродуктов. М., Изд-во АН СССР, 1957, 340—346 с. с ил.

12. Квитковский Л. П., Грушецкая Е. В. Определение Н-парафиновых углеводородов в бензинах с помощью молекулярных сит.— «Химия и технология топлив и масел», 1962, № 3, 61—64 с. с ил.

Приложение 1

Графические зависимости производительности газосепараторов различного типа от давления и диаметра (составлено А. Ф. Турыкиным)

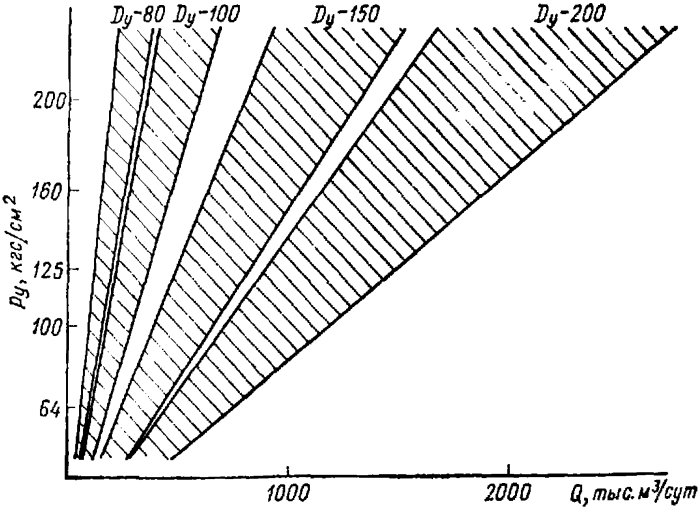

Рис. 1. Зависимость производительности циклонных сепараторов открытого типа от диаметра и давления.

Степень очистки газа 95% при содержании жидкости в газе: ЦСО — менее 10—15 см³/м³; ЦСОП — более 10—15 см³/м³.

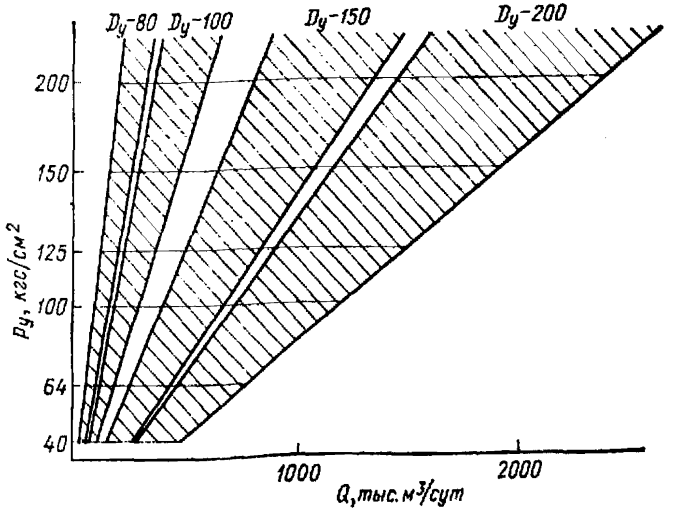

Рис. 2. Зависимость производительности циклонных сепараторов с кожухом от диаметра и давления.

Степень очистки газа 95% при содержании жидкости в газе более 10—15 см³/м³.

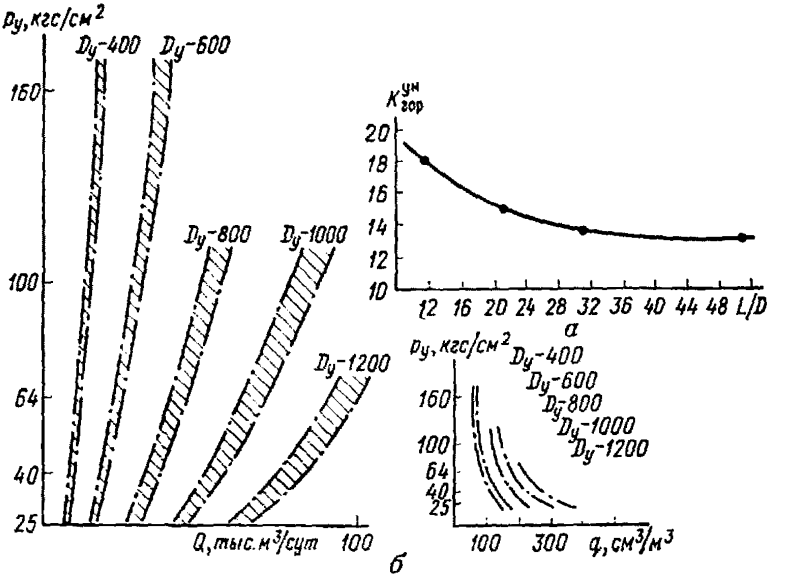

Рис. 3. Зависимость производительности горизонтальных сепараторов гравитационного типа от диаметра и давления.

а — зависимость коэффициента уноса конденсата ($K^{ун}_{гор}$) из горизонтального сепаратора гравитационного типа от отношения длины сепарационного объема к его диаметру ($L/Д$); *б* — зависимость допустимого содержания жидкости (q) в газе, поступающем в горизонтальный сепаратор, от p_y и $Д_y$.

Степень очистки газа от жидкости при скорости газа в сепараторе 0,3—0,5 м/с — 70—85%.

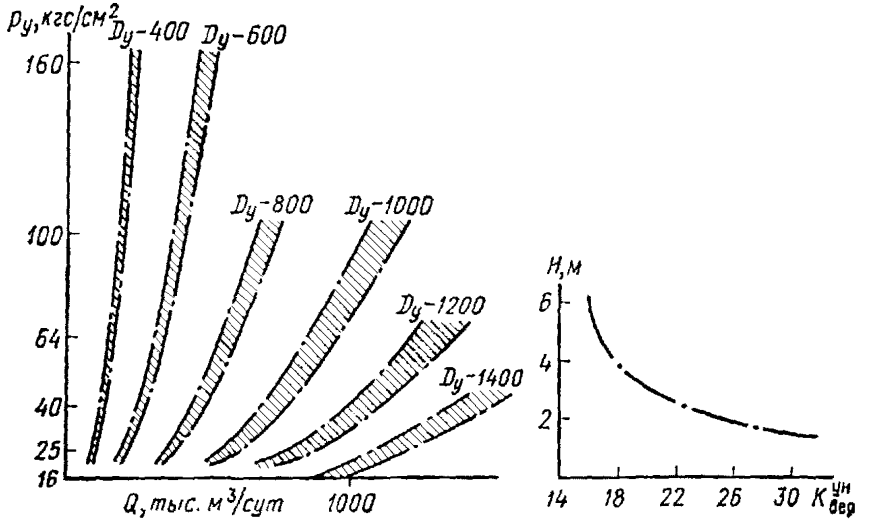

Рис. 4. Зависимость производительности вертикальных сепараторов гравитационного типа от диаметра и давления.

а — зависимость коэффициента уноса ($K^{ун}_{рон}$) конденсата из вертикального гравитационного сепаратора от высоты сепаратора объема (H).

Габариты циклонных сепараторов открытого типа без подогревателя (ЦСО) и с подогревателем (ЦСОП)

Тип сепаратора		Емкость, м³	Высота, мм	Вес, кг
ЦСО	64—80		1172	46
	100—80	0,008	1198	52
	160—80		1268	85
	200—80		1285	115
	64—100		1415	76
	100—100	0,014	1451	81
	160—100		1512	115
	200—100		1510	170
	64—150		1830	95
	100—150	0,04	1876	125
	160—150		1948	215
	200—150		1946	350
	64—200		2250	280
	100—200	0,08	2305	340
	160—200		2425	610
	200—200		2484	640
ЦСОП	64—80		1172	81
	100—80	0,008	1198	87
	160—80		1268	180
	200—80		1285	150
	64—100		1415	123
	100—100	0,014	1451	128
	160—100		1512	162
	200—100		1510	217
	64—150		1830	136
	100—150	0,04	1876	196
	160—150		1948	326
	200—150		1946	461
	64—200		2250	450
	100—200	0,08	2305	490
	160—200		2425	680
	200—200		2484	810

Габариты циклонных сепараторов с кожухом без подогревателя (ЦСК) и с подогревателем (ЦСКП)

Тип сепаратора		Емкость, м³	Высота, мм	Вес, кг
ЦСК	64—80	0,136	1695	335
	100—80	0,133	1770	410
	160—80	0,129	1830	560
	200—80	0,097	1850	635
	64—100	0,151	1835	395
	100—100	0,147	1915	485
	160—100	0,143	1980	665
	200—100	0,135	2010	755
	64—150	0,19	2165	425
	100—150	0,18	2253	540
	160—150	0,175	2315	770

Продолжение

Тип сепаратора		Емкость, м³	Высота, мм	Вес, кг
ЦСК	200—150	0,166	2345	885
	64—200	0,23	2510	430
	100—200	0,218	2605	550
	150—200	0,21	2650	790
	200—200	0,198	2700	905
ЦСКП	64—80	0,136	1695	340
	100—80	0,133	1770	415
	160—80	0,129	1830	565
	200—80	0,097	1850	640
	64—100	0,151	1835	400
	100—100	0,147	1915	490
	160—100	0,143	1980	670
	200—100	0,135	2010	760
	64—150	0,19	2165	430
	100—150	0,18	2755	545
	160—150	0,179	2315	475
	200—150	0,166	2345	890
	64—200	0,23	2510	435
	100—200	0,218	2605	555
	164—200	0,21	2650	795
	200—200	0,198	2700	510

Габариты газосепараторов горизонтальных (ГСГ)

Тип сепаратора		Длина, мм	Высота, мм	Общий вес, кг
ГСГ	25—400	2390	200	655
	40—400	2405	200	720
	64—460	2503	1250	335
	100—400	2590	1280	1245
	160—400	2630	1300	1650
	25—600	2960	1600	873
	40—600	2960	1600	1090
	64—600	3120	1670	1530
	100—600	3200	1690	2005
	160—600	3250	1710	3060
	25—800	3690	2130	1730
	40—800	3710	2130	2378
	64—800	3935	2230	3254
	100—800	4060	2280	4865
	25—1000	4180	2610	2890
	40—1000	4230	2610	3800
	64—1000	4560	2750	5520
	100—1000	4690	2780	7540
	25—1200	4960	3040	4420
	40—1200	5010	3040	5750
	64—1200	5300	3160	8230

Габариты газосепараторов вертикальных (ГСВ)

Тип сепаратора		Высота, мм	Вес, кг
ГСВ	40—400	2700	525
	64—400	2710	580
	100—400	2740	975
	160—400	2740	1330
	40—600	2845	1010
	64—600	2885	1375
	100—600	2885	2000
	160—600	2885	2790
	40—800	3995	2025
	64—800	4035	2860
	100—800	4085	4160
	40—1000	4080	2865
	54—1000	4165	3925
	100—1000	4190	5860
	40—1200	5060	4450
	54—1200	5080	6305
	40—1400	5110	5740

Допустимое содержание жидкости ($см^3/м^3$) в газе, поступающем в газосепараторы вертикальные

D \ P	25	40	64	100	160
700÷1600	80	65	50	40	35

Степень очистки газа от жидкости при скорости газа в сепараторе 0,3—0,5 м/с — 70—85%.

Замер жидкой фазы в горизонтальной цилиндрической емкости

$$v = 2L\int_{-a}^{R} \sqrt{R^2 + X^2}\, dx; \tag{1}$$

$$v = 2L\left[\frac{\pi R^2}{4} + \frac{a}{2}\sqrt{R^2 - a^2} + \frac{R}{2}\arcsin\frac{a}{R}\right]; \tag{2}$$

$$a = h - R; \tag{3}$$

б — жидкости половина емкости

$$h = \frac{a}{R};$$

в — меньше половины емкости

$$v = L \cdot \frac{\pi R^2}{2}. \tag{4}$$

$$v = 2L\int_{a}^{R} \sqrt{R^2 - x^2}\, dx; \tag{5}$$

$$v = 2L\left[\frac{\pi R^2}{4} - \frac{a}{2}\sqrt{R^2 - a^2} - \frac{R}{2}\arcsin\frac{a}{R}\right]; \quad (6)$$

$$a = R - h. \quad (7)$$

В формулах (1)—(7) рис. 5 *а — в*:

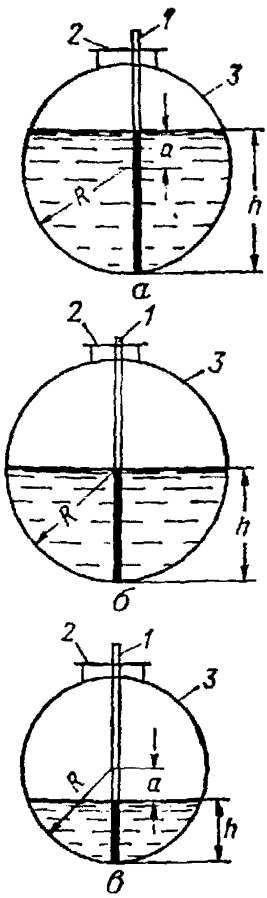

Рис. 5. Замер жидкости в горизонтальнвй цилиндрической эмкости *и*—жидкости больше половины емкости

$\sqrt{}$ — объем жидкости в емкости;

L — длина емкостн;

R — радиус днища емкости;

h — высота налива жидкости в емкости;

a — разница между высотой налива и радиусом днища.

π — 3,14

arc sin — определяется из рис. 6.

Расчет объема жидкости в емкости.

1. Для случая *а* рис. 5 объем подсчитывается по формуле:

$$V = 2L\left[\frac{\pi R^2}{4} + \frac{a}{2}\sqrt{R^2 - a^2} + \frac{R}{2}\arcsin\frac{a}{R}\right]$$

11. Для случая *б* рис. 5 объем подсчитывается по формуле:

$$V = L\frac{\pi R^2}{2}$$

12. Для случая *в* рис. 5. объем подсчитывается по формуле:

$$V = 2L\left[\frac{\pi R^2}{4} - \frac{a}{2}\sqrt{R^2 - a^2} - \frac{R}{2}\arcsin\frac{a}{R}\right].$$

Расчет объема жидкости в емкости.

1. Для случая *а* рис. 5 объем подсчитывается по формуле:

$$V = 2L\left[\frac{\pi R^2}{4} + \frac{a}{2}\sqrt{R^2 - a^2} + \frac{R}{2}\arcsin\frac{a}{R}\right]$$

11. Для случая *б* рис. 5 объем подсчитывается по формуле:

$$V = L\frac{\pi R^2}{2}.$$

12. Для случая *в* рис. 5 объем подсчитывается по формуле:

$$V = 2L\left[\frac{\pi R^2}{4} - \frac{a}{2}\sqrt{R^2 - a^2} - \frac{R}{2}\arcsin\frac{a}{R}\right].$$

Приложение 2

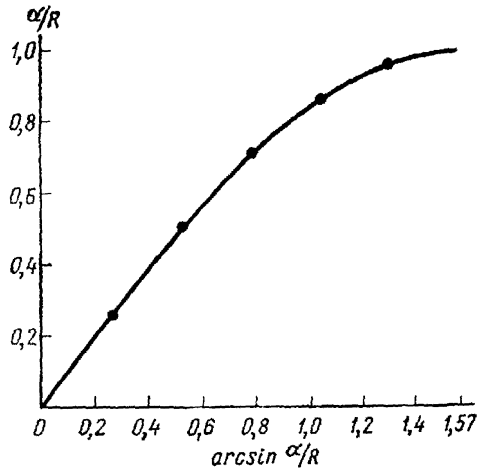

Рис. 6. Зависимость отношения a/R от отношения arc sin a/R.

Приложение 3

Таблица

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	0,00857	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—0,9600	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—0,8399	0,000725	0,9900—1,0000	0,000515
0,8400—0,8499	0,000712		

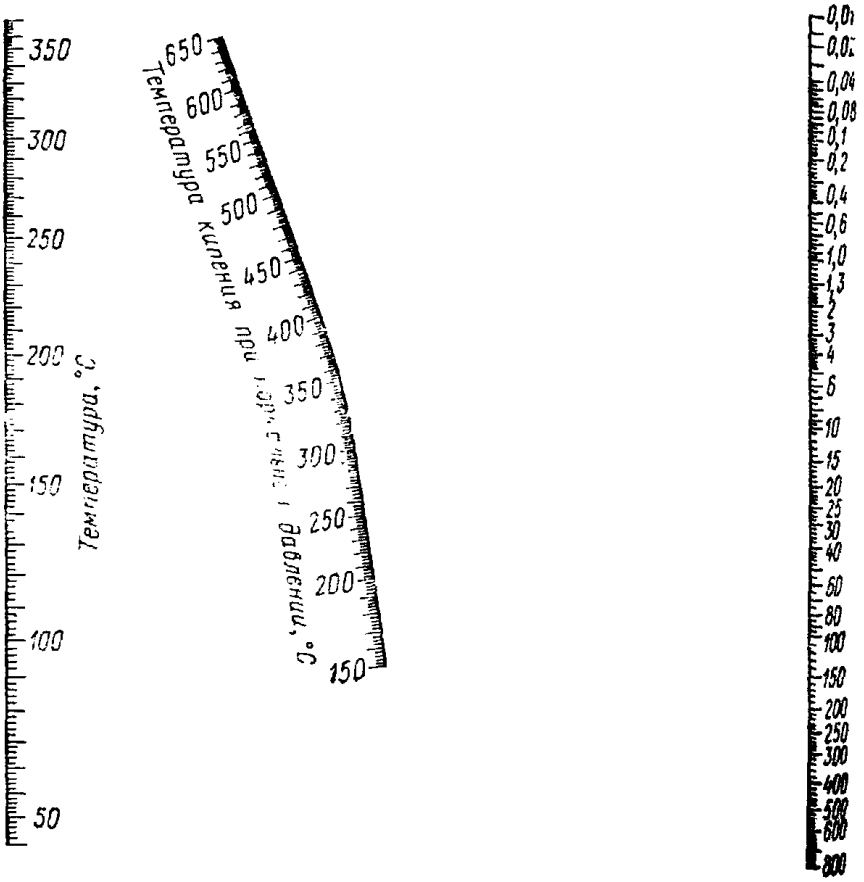

Рис. 7. Номограмма для пересчета температур кипения в вакууме к температурам кипения при нормальном давлении.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3

Глава 1. Промысловые исследования 5

§ 1. Требования к скважине 5
§ 2. Требования к сепаратору 6
§ 3. Определения, выполняемые при одноступенчатой сепарации газа 7
§ 4. Определения, выполняемые при двухступенчатой сепарации газа 11
§ 5. Определения, выполняемые при исследовании недонасыщенных *при рабочих* устьевых давлениях и температуре) газоконденсатных залежей 16
§ 6. Определение количества конденсата, которое может выделиться из газа, транспортируемого по магистральному газопроводу 20

Глава 2. Лабораторное исследование пластовых газоконденсатных систем установках фазовых равновесий 21

§ 1. Конструкции и рабочие схемы установок фазового равновесия . . 21
§ 2. Определения, выполняемые на установках УГК-3 и УФР-2 . . 29
Определения коэффициента конденсатоотдачи ($K_к$) 29
Определение изменения потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе при снижении пластового давления 36
Определение выхода конденсата при различных давлениях и температурах 37

Глава 3. *Исследование состава газа и конденсата* 42

§ 1. Определение состава пластового газа и сырого конденсата . . 42
§ 2. Определение потенциального содержания конденсата (C_{5+}) в пластовом газе 51
§ 3. Характеристика сырого конденсата 53
§ 4. Характеристика *газов дегазации*, дебутанизации и прошедшего сепарацию 53
§ 5. Физико-химические исследования стабильного (дебутанизированного) конденсата 54
§ 6. Оценка изменения фракционного состава добываемого стабильного конденсата по мере разработки месторождения снижением пластового давления 54
§ 7. Перегонка конденсата 55
§ 8. Построение кривых разгонок 56
§ 9. Характеристика продуктов прямой перегонки, их компонентов, а также широких фракций, получаемых из конденсата 56
§ 10. Оценка изменения выхода и качества товарных нефтепродуктов, получаемых из конденсата по мере разработки месторождения снижением пластового давления 56

§ 11. Групповой углеводородный состав . . . . . .
§ 12. Индивидуальный углеводородный состав . . . . . .
§ 13. Рекомендации по использованию конденсата . . . . . .
Список литературы . . . . . .
Приложение 1 . . . . . .
Приложение 2 . . . . . .
Приложение 3 . . . . . .
Приложение 4 . . . . . .

Министерство газовой промышленности СССР
Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов

ИНСТРУКЦИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

Редактор издательства Т. А. Дементьева Технический редактор Л. В. Дуз
Корректор А. С. Ляшенко

Сдано в набор 3/IX 1974 г. Подписано в печать 25/XII 1974 г. Т-21568 Формат 60X
Бумага № 2 Печ. л. 4,45 Уч.-изд. л. 4,45 Тираж 1000 экз. Заказ № 1291/11794-7 Цена 22
Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая улица, 24.

gost.e-ecolog.ru