

Соколов В.А.
Юровский Ю.М.

ТЕОРИЯ
И
ПРАКТИКА
ГАЗОВОГО
КАРОТАЖА

Березинский

В. А. СОКОЛОВ, Ю. М. ЮРОВСКИЙ

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ГАЗОВОГО КАРОТАЖА



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Москва 1961

А Н Н О Т А Ц И Я

В книге изложены основные вопросы теории и практики газового каротажа. Приведены результаты исследований состояния и распределения газа и нефти в толще горных пород, состава природных газов, физических условий залегания газа и нефти на разных глубинах, растворимости и сорбции углеводородов и их миграции. Рассмотрен механизм поступления газа и нефти из пласта в буровую жидкость, а также физико-химические изменения, которые газ и нефть претерпевают по мере движения от забоя до анализатора станции.

Приведено описание новых газокаротажных станций газоанализаторов новых типов, дегазаторов и других приборов газового каротажа, а также различных усовершенствований по методике и технике газокаротажных работ.

На основании сопоставления данных газового каротажа с данными других методов разведки и с результатами опробования скважин определены эффективность газового каротажа и применимость его в общем комплексе геологопоисковых работ.

Книга предназначена для инженерно-технического персонала газокаротажной службы, геологов и техников разведок и промыслов и для работников научно-исследовательских институтов и лабораторий.

ВВЕДЕНИЕ

Сущность газового каротажа состоит в изучении газонасыщенности проходимого буровыми скважинами разреза горных пород, что позволяет судить о наличии в них залежей нефти и газа и о возможной продуктивности пластов.

Проведение газового каротажа заключается в непрерывном или периодическом извлечении газа из бурового раствора при бурении скважин и анализе выделенного газа на специальных приборах. Определяя таким путем концентрации углеводородных газов и паров и учитывая время отстаивания бурового раствора (время, потребное на то, чтобы глинистый раствор от забоя скважины дошел до земной поверхности), можно установить наличие газонефтеносных горизонтов на определенных глубинах по разрезу скважины. Газовый каротаж проводится также и по кернам горных пород.

Газовый каротаж, являясь одним из прямых методов поисков нефтяных и газовых залежей, возник на основе работ по газовой съемке, при которой проводится изучение газонасыщенности горных пород по исследуемой площади на тех или иных уровнях геологического разреза. Известно несколько вариантов поверхностной газовой съемки с отбором проб свободного газа, воды или породы с малых глубин (2—10 м), а также методы глубинной газовой съемки. При проведении работ по профилю или по группе глубоких скважин на какой-либо площади газовый каротаж и газовая съемка сливаются в единую методику выявления газовых аномалий по разрезу и по площади исследования.

Говоря об определении газонасыщенности горных пород, мы имеем в виду в первую очередь углеводородные газы. Кроме метана, в составе природных углеводородных газов могут встречаться этан, пропан, также и более тяжелые углеводороды (C_4 — C_6 и выше), представляющие собой легкие фракции нефти. Поэтому данные газового каротажа могут характеризовать наличие не только газоносных, но и нефтегазоносных пластов.

Работы в области газового каротажа по глинистому раствору и по керну (газометрия скважин) были начаты в лаборатории В. А. Соколова по газовой съемке, организованной в Московском нефтяном институте им. И. М. Губкина в период 1930—1933 гг.

О газовом каротаже впервые в СССР было упомянуто в докладе В. А. Соколова во ВНИТО нефтяников (Баку, 1933 г.). Были высказаны предложения определять газосодержание глинистого раствора для того, чтобы установить наличие газоносных или газонефтеносных горизонтов при бурении скважин. Несколько опытов, проведенных в 1932—1933 гг., подтвердили возможность таких определений. Пробы глинистого раствора, отобранные при прохождении газоносных пластов на месторождении Кара-Чухур и исследованные в лаборатории газовой съемки, оказались значительно более насыщенными углеводородными газами, чем пробы, отобранные при прохождении негазоносных пластов.

В дальнейшем работа, выполненная начальником Грозненской газосъемочной партии М. И. Бальзамовым в районе Ачи-Су, подтвердила возможность получения газокаротажных диаграмм при бурении скважин.

В лаборатории В. А. Соколова были начаты и другие работы, касающиеся техники газового каротажа по глинистому раствору и по керну. Однако эти работы не встретили в то время большой поддержки, поскольку многим казалось, что электрокаротаж полностью решает проблему отбивки продуктивных пластов.

Развитие газового каротажа последовало лишь в работах конторы Нефтегазосъемка, организованной в 1941 г., когда от немногочисленных эпизодических измерений по скважине перешли к проведению систематических массовых определений газосодержания глинистого раствора и притом не по одной, а по ряду скважин, бурящихся в каком-либо районе. Такие работы были организованы авторами настоящей книги в 1941—1942 гг. в районах Елшанки, Кинзебулатова и Бугуруслана [33].

Во всех этих случаях проведенные работы подтвердили возможность получения ценных данных для прогнозирования продуктивных пластов. Однако техника определений была весьма несовершенна и результаты их были получены с большим запозданием. Это запаздывание было особенно велико при керновом газокаротаже.

Дальнейшие работы, выполненные Ю. М. Юровским, Г. Г. Григорьевым, Г. А. Могилевским, Б. В. Владимировым и др. (контора Нефтегазосъемка), позволили проводить непрерывный газовый каротаж с применением различных дегазаторов глинистого раствора. Полученные многочисленные газокаротажные диаграммы подтвердили возможность использования этого метода на практике.

Новая более совершенная техника газового каротажа по глинистому раствору была впервые создана в 1949 г. в виде специальных газокаротажных станций, где определялось не только газосодержание раствора, но и другие параметры, необходимые для расчетов и интерпретации получаемых результатов (определение «отставания» глинистого раствора и т. д.). Разработка

и испытание этих станций были проведены под руководством Ю. М. Юровского.

За последние годы нашей промышленностью был выпущен ряд (около 400) газокаротажных станций.

В 1950—1957 гг. газокаротажные работы во многих случаях дали положительные результаты. Часть этих результатов была описана в литературе [52].

Также проводились работы по усовершенствованию методики и техники различных видов газового каротажа, методики дегазации глинистого раствора, шлама и керна, методики анализа выделявшихся при этом газов, а также различных методик для установления других параметров. Помимо определения индивидуальных компонентов в газах, разрабатывалась методика определения битумов и следов нефти при помощи люминесцентной техники. Начаты исследования по новым видам газового каротажа, автоматизации газокаротажных станций и т. д.

Большой полученный материал по детальному составу природных газов из продуктивных скважин и газов глинистого раствора, шлама и кернов бурящихся скважин позволил уточнить представления о содержании различных компонентов и о закономерностях их распределения в горных породах. Эти данные можно положить в основу интерпретации результатов газового каротажа с учетом физико-химических условий, существующих на разных уровнях геологического разреза, влияния бурения на состав и распределение газа, извлекаемого из глинистого раствора, и ряда других факторов.

В результате накопления материалов теоретического и методического характера можно по-новому подойти к вопросам наилучшего практического применения различных видов газового каротажа как для отбивки продуктивных пластов, так и для поисковых площадных съемочных работ.

Все эти обстоятельства сделали необходимым издание настоящей книги, в которой освещено современное состояние теории и практики газового каротажа.

В книге для построения более фундаментальной теоретической базы описано развитие теоретических предпосылок газового каротажа.

Теория и методика газового каротажа, естественно, базируется на современных представлениях о составе природных и главным образом углеводородных газов, содержащихся в чисто газовых, нефтегазовых и каменноугольных месторождениях, на представлениях о состоянии и распределении этих газов в толще горных пород на различных глубинах. Большое значение имеет разработка вопросов физико-химии природных газов, находящихся в свободном, сорбированном породой и в растворенном виде (в воде и в нефти).

Точно так же весьма важной является разработка вопросов, связанных с влиянием разбуривания горных пород, выяснением

механизма поступления газов в глинистый раствор, выяснением газоотдачи керна и шлама (при проведении соответствующих видов газового каротажа). Всем этим вопросам в книге посвящены главы I и II.

В главе III описаны новые методы и приборы дегазации глинистого раствора, в главе IV — новые методы и приборы для газового анализа, в главе V — газокаротажные станции.

В главе VI изложена методика интерпретации различных видов газового каротажа для отбивки продуктивных нефтегазосодержащих пластов и для решения других нефтегазопоисковых задач.

В главе VII приведены результаты, полученные при помощи газового каротажа в различных геологических условиях.

Глава I

СОСТОЯНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗА И НЕФТИ В ТОЛЩЕ ГОРНЫХ ПОРОД

Современное состояние теории, методики и техники газового каротажа позволяет решать ряд определенных практических задач.

При помощи газового каротажа имеется возможность выявлять в процессе бурения скважин газонасыщенные горизонты, а при учете отставания бурового раствора определять глубины их залегания. По результатам хроматографического анализа при газовом каротаже во многих случаях можно давать качественную оценку залежи (газ, нефть, вода с растворенным газом). Потенциальные возможности метода выходят далеко за рамки этих задач. Дальнейшее совершенствование газового каротажа, по-видимому, позволит определять продуктивность залежи, решать вопросы подсчетов запасов газа и нефти, уточнять контуры залежи по площади и т. д.

Это совершенствование метода газового каротажа, с одной стороны, должно идти по пути развития теории метода, изучения состава и распределения газа и нефти в горных породах, изучения механизма поступления газа и нефти в буровой раствор, что поможет более правильно совершенствовать методику работ и истолкование получаемых результатов. С другой стороны, развитие газового каротажа должно идти по пути усовершенствования техники работ, конструкций различных применяемых приборов и разработки новых видов газокаротажного оборудования.

При газовом каротаже по глинистому раствору или по кернам горных пород при помощи соответствующей аппаратуры производится дегазация глинистого раствора, шлама или керна, а затем анализ полученных таким путем газов.

Ряд факторов оказывает влияние на состав и количественное содержание определяемых газов и паров легких фракций нефти. С одной стороны, здесь играют роль факторы, связанные с наличием и особенностями залежей нефти и газа и со свойствами горных пород, проходимых при бурении. С другой стороны, влияют

факторы, зависящие от воздействия глинистого раствора, применяемого при бурении, на горные породы и на содержащиеся в них нефть и газ, а также факторы, связанные с выносом газа и нефти вместе с глинистым раствором или керном на земную поверхность.

Для того чтобы понять получаемые результаты газового каротажа и правильно их истолковать, необходимо прежде всего разобратся в вопросах о состоянии и распределении газов и нефти в толще горных пород до вскрытия бурением продуктивных и непродуктивных пластов.

Прежде всего следует рассмотреть вопросы о составе природных газов и нефти, их состоянии и распределении на разных глубинах при различных давлениях и температурах. Это даст возможность более правильно подойти в дальнейшем (глава II) к вопросам механизма поступления газа и нефти в буровой раствор.

СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные газы имеют различный состав в зависимости от условий и места их образования, а также от последующей истории их существования, поскольку при длительном нахождении в контакте с горными породами и водами первоначально образовавшийся природный газ может подвергнуться различным изменениям. Может произойти изменение его состава под действием химических или биохимических факторов, в результате неодинакового растворения в воде различных компонентов, а также вследствие неодинаковых скоростей миграции компонентов, входящих в его состав.

К природным газам относится атмосферный воздух, состоящий из азота и кислорода с небольшой примесью других газов. В условиях земной поверхности в почве и неглубоко залегающих подпочвенных отложениях образуются различные природные газы преимущественно биохимического происхождения: метан (CH_4) (при недостаточном доступе воздуха), углекислый газ CO_2 (при доступе воздуха) закись азота (N_2O) и некоторые другие газы. Эти газы почвенного происхождения вследствие хорошего газообмена с атмосферой довольно быстро в ней рассеиваются.

Для целей газового каротажа основной интерес представляют природные газы, которые образуются и сохраняются в виде скоплений в толще осадочных горных пород на более или менее значительных глубинах. В этих газах встречаются как главные компоненты углеводороды, углекислый газ и азот. В метаморфических и изверженных породах также имеются природные газы, в составе которых встречаются углекислый газ, азот и другие компоненты, а иногда и углеводороды.

Многообразие газопроявлений в горных породах и различный состав этих природных газов заставляли многих исследователей классифицировать природные газы по различным признакам: химическому составу, факторам и условиям их образования, условиям местонахождения и т. п.

Первоначальная классификация природных газов была дана еще В. И. Вернадским по формам накопления природных газов в земной коре (свободные газы, газы в порах горных пород, газовые струи и испарения, растворы газов) и их химического состава [3].

В. В. Белоусовым [2] была сделана попытка классифицировать природные газы по факторам, обусловившим их образование. Были выделены газы биохимического, воздушного, химического и радиоактивного происхождения. Однако подобное подразделение имеет условный характер, поскольку зависит от воззрений исследователя на происхождение газов; эта проблема остается еще не решенной, а кроме того, следует учесть, что одни и те же компоненты могут образоваться под действием различных факторов.

Некоторые исследователи [21] относят, например, все природные глубинные предельные углеводородные газы к газам биохимического происхождения. Не входя в детали подобного неправильного подхода к генезису углеводородов, можно отметить следующее. Поскольку тяжелые углеводородные газы и летучие фракции жидкой нефти в сколько-нибудь значительных масштабах в действительности не образуются бактериями, следует сказать, что все эти углеводороды могут образоваться чисто химическим путем, в частности и в изверженных породах. Если все предельные углеводородные газы просто отнести к газам биохимического происхождения, то они оказываются таким образом в одной генетической группе и, следовательно, вообще не классифицируются. А для практических и научных целей нужна именно классификация углеводородных газов.

С этой точки зрения более удачной является классификация природных газов, данная И. В. Высоцким, где учитываются основной генетический тип газа, характер газообразующих процессов, форма нахождения или проявления в природе, химический состав и предполагаемый исходный материал [7].

Говоря о построении классификации природных газов, В. И. Вернадский совершенно правильно указывал, что «научная классификация есть эмпирическое построение, имеющее своей задачей разместить изучаемые тела или явления в определенную систему сколь возможно менее субъективно» [4].

Поэтому классификацию природных газов лучше всего строить на основе наиболее надежных фактов, чтобы исключить возможную

Классификация природных газов

Тип газа по условиям его нахождения	Главные компоненты, постоянно присутствующие в газах	Другие компоненты, встречающиеся в газах
Атмосферный воздух	N_2, O_2, Ar, CO_2	Малые концентрации редких газов и некоторые другие компоненты
Газы земной поверхности: а) газы почвы	$CO_2 (N_2, O_2, Ar) *$	В почве образуются в небольших количествах CH_4, N_2O и другие газы
б) болотные, торфяные и другие газы поверхностных неглубоко залегающих отложений	CH_4, N_2, CO_2	Значительная примесь O_2 (из атмосферы) и небольшие примеси H_2, N_2O
Газы осадочных пород: а) газы нефтяных месторождений	CH_4 , тяжелые углеводородные газы	Значительные примеси N_2, CO_2 , иногда H_2S
б) газы газовых месторождений	CH_4	Значительные примеси N_2, CO_2 , иногда H_2S, He , также тяжелых углеводородов
в) газы угольных месторождений	CH_4	Примеси N_2, CO_2 , иногда H_2S, H_2 ; тяжелые углеводороды или отсутствуют, или иногда встречаются в очень небольших концентрациях
г) газы, растворенные в водах осадочной толщи	CO_2, CH_4	H_2S , примесь тяжелых углеводородов
д) газы соленосных отложений	N_2, H_2, CO_2, CH_4	Примесь H_2S и тяжелых углеводородов
е) рассеянные газы	N_2, CH_4, CO_2	H_2, H_2S , тяжелые углеводороды
Газы метаморфических и изверженных пород	N_2, CO_2, CH_4	H_2, H_2S , тяжелые углеводороды и другие газы

* N_2, O_2, Ar и другие редкие газы, содержащиеся в почве и подпочве, попадают из атмосферы.

субъективность воззрений на генетические и другие обстоятельства, еще недостаточно хорошо изученные.

Такими надежными фактами являются прежде всего условия нахождения природного газа и его химический состав.

Именно классификации такого рода, основанные на фактическом материале, и могут помочь разрешить генетические вопросы.

Как показало обобщение имеющихся данных, между химическим составом газа и условиями его нахождения существует определенная закономерная связь. Для тех или иных условий обнаружения природных газов характерным является наличие больших концентраций определенных главных компонентов [34]. В некоторых случаях может быть также характерным присутствие в газах различных примесей, т. е. компонентов, встречающихся в небольших концентрациях.

В табл. 1 дана классификация природных газов, основанных на условиях нахождения и их химическом составе.

Основной интерес для рассматриваемых в настоящей книге вопросов представляют газы осадочных пород, в некоторых случаях имеют значение также газы, встречающиеся в самых верхних слоях осадочных отложений (болотные и другие газы преимущественно биохимического происхождения), а также газы изверженных пород.

Некоторые из типов газов, упомянутых в табл. 1, именно газы соленосных отложений и газы метаморфических и изверженных пород, изучены еще недостаточно. Поэтому их химическая характеристика имеет предварительный характер. Выделение в отдельный тип газов соленосных отложений (газы, содержащиеся в калийных и других солях) обусловлено своеобразием их состава, хотя для этого имеется сравнительно немного материалов.

Основные типы углеводородных газов и их отличия

Рассматривая углеводородные газы, мы видим, что они встречаются в нефтяных, газовых и каменноугольных месторождениях, в болотных, торфяных и других газах поверхностных отложений, в изверженных и метаморфических породах. Именно на этих углеводородных газах следует более детально остановиться.

Необходимо установить, чем отличаются газы нефтяных месторождений от газов чисто газовых или каменноугольных месторождений, а также от других газов, содержащих метан и иные углеводороды.

Поскольку метан и другие углеводороды образуются в разных условиях, то отличие одного типа газов (нефтяных, каменноугольных и др.) от другого приходится искать главным образом в количественном содержании тех или иных углеводородных компонентов в сочетании с примесью неуглеводородных газов.

Для газов нефтяных месторождений характерно присутствие значительных концентраций тяжелых углеводородов. К последним следует отнести не только газообразные углеводороды, как этан, пропан, бутан и изобутан, а также углеводороды, являющиеся легкой фракцией нефти, а именно углеводороды $C_5 - C_6$ и выше. При комнатной температуре эти углеводороды, являясь жидкими, обладают в то же время значительным давлением и

Состав газов из газовых залежей

Месторождение	Продуктивный горизонт и возраст пород	Состав газа в % по объему							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ и выше	CO ₂	H ₂ S	N ₂ + редкие газы
Северный Кавказ:									
Северо-Ставропольское	Хадум	98,8	0,36	0,18	0,08	—	0,1	—	0,5
Пелагиадинское	»	98,9	0,38	0,06	0,02	—	0,1	—	0,05
Кугультинское	»	98,4	0,3	0,08	0,03	—	0,2	Следы	1,0
Распаватское	»	98,5	0,4	0,16	0,06	—	0,1	—	0,8
Сенгилеевское	»	98,4	0,5	0,13	0,07	—	0,6	—	0,3
Западная Украина:									
Дашава	Тортон	98,3	0,3	0,12	0,15	—	0,1	—	1,0
Учерское	»	98,3	0,45	0,45	0,3	—	0,1	—	0,6
Опары	»	98,8	0,15	0,05	0,1	—	0,07	—	0,8
Косов	»	98,5	0,18	0,10	0,12	—	0,1	—	1,0
Кадобно	»	96,7	0,16	0,04	0,03	—	0,1	—	3,0
Рудки	»	98,5	0,16	0,10	0,05	—	0,1	—	1,1
Восточная Украина:									
Рафенковская	Триас	87,7	0,1	0,05	0,05	—	0,1	—	12,0
Михайловское	Карбон	97,3	0,3	0,1	0,05	0,04	0,2	—	2,0
Сагайдакское	Триас	97,2	0,1	0,05	0,05	—	0,1	—	2,5
Солоховское	Юра	89,2	0,1	0,05	0,05	—	0,05	—	10,5
Астраханская область:									
Промысловое	Нижне-меловой	95,5	0,2	0,12	0,05	—	2,6	—	1,6
Краснодарский край:									
Анастасиевское	Понт	97,4	1,6	0,16	—	—	0,3	Следы	0,1
Ново-Дмитриевское	Майкоп	90,4	2,0	1,7	1,7	2,5	0,3	»	1,4
Украинское	Абазинская свита	94,6	2,0	1,4	0,5	1,2	0,2	—	0,1
Саратовская область:									
Елшанка	Верей	94,0	1,8	0,4	0,1	0,05	0,1	—	3,5
»	Башкирский	92,2	2,5	1,0	0,3	0,1	0,1	0,02	3,8
Песчаный Умет	То же	93,1	2,2	1,2	0,4	0,03	0,1	0,01	3,0
Сталинградская область:									
Арчединское	Верей	98,2	0,6	0,1	—	0,02	0,1	—	1,0
Ухтинский район:									
Седь-Иоль	Девон	85,8	2,3	1,0	0,3	0,05	0,05	—	10,5
Нибель	»	83,7	4,3	1,8	0,7	0,1	0,1	—	10,3
Верхняя Омра	»	85,0	3,5	1,0	0,6	0,1	0,06	—	9,7
Вой-Вож	»	88,6	1,0	0,2	0,06	0,03	0,06	—	10,0

в виде паров присутствуют в газе, находящемся в контакте с нефтью. Как это видно из табл. 2—6 [7, 12, 14, 17, 18, 33, 34], содержание тяжелых углеводородов в так называемых попутных газах, т. е. газах, выделяющихся из нефти при ее добыче, составляет обычно от 2 до 5—10% и выше, достигая в некоторых случаях 50% и более. Тяжелые углеводороды C₂—C₄ иногда являются главными доминирующими компонентами. Ни в каких других месторождениях горючих ископаемых не встречаются подобные высокие концентрации тяжелых углеводородных газов.

Известны лишь малочисленные исключения, когда концентрация тяжелых углеводородов в нефтяном природном газе составляет величины менее 1% (около десятых долей процента).

В газах чисто газовых месторождений, как правило, содержание тяжелых углеводородов обычно невелико — до 1%. Сравнительно редко концентрация тяжелых углеводородов превышает 1—2% и составляет величины более 3—6%. Все такие случаи большей частью относятся к газовым залежам в нефтегазовых месторождениях.

Следует учесть, что в ряде случаев в газоносных пластах мы можем встретить газ, появившийся в результате миграции из нефтегазовых залежей. Более высоким, как и следовало ожидать, является содержание тяжелых углеводородов в газах газоконденсатных залежей.

Газовые скопления на небольших глубинах, в образовании которых основную роль играли биохимические процессы, характеризуются отсутствием тяжелых газообразных углеводородов (табл. 5).

Для каменноугольных газов (табл. 6) характерно очень невысокое содержание тяжелых углеводородов (от 0,1 до 1% преимущественно в сорбированном виде) или они практически отсутствуют (10⁻²—10⁻³% и ниже). Состав каменноугольных газов имеет значение не только для более широкого описания природных газов вообще, но и для правильного истолкования результатов газового каротажа, применяемого на месторождениях угля.

По содержанию тяжелых углеводородов (в %) указанные основные типы газов (имея в виду свободные газы) можно расположить в такой последовательности.

Газы нефтяных месторождений	1—60 и более
» конденсатных	3—18
» газовых	0—3 (иногда более)
» каменноугольных	0—1

Между этими типами газов имеется некоторое перекрытие. Поэтому для того, чтобы отличить эти типы газов, необходимо пользоваться также и другими признаками.

Следует учесть, что могут встретиться как исключение случаи, когда газ, сопровождающий нефть, состоит преимущественно из азота, когда в скоплении газа значительная его доля

Состав газов из газоконденсатных залежей

Месторождение	Возраст пород	Состав газа в % по объему							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ и выше	CO ₂	H ₂ S	N ₂ + редкие газы
Восточная Украина:									
Шебелинка	Пермь	93,0	4,5	0,8	0,6	0,5	0,1	—	0,5
Зачепиловское	Карбон	87,0	6,0	2,1	1,2	3,2	0,1	—	0,4
Саратовская область:									
Стелновское	Девон	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	—	0,5
Северный Кавказ:									
Ширванское	Мел	75,6	7,1	6,0	2,8	2,6	0,4	—	5,5
Ленинградское	»	90,12	5,6	1,46	0,36	1,25	0,7	—	0,93
Каневское	»	88,50	5,02	1,26	0,39	1,33	0,5	Следы	3,0
Челбасское	»	89,45	4,95	1,49	0,53	1,28	1,1	»	1,2

Состав попутных нефтяных газов

Месторождение	Продуктивный горизонт и возраст пород	Состав газа в % по объему								N ₂ + редкие газы
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ и выше	CO ₂	H ₂ S		
Туьмазинское	Девон	39,5	22,4	17,4	6,7	3,4	0,1	—	10,6	
Серафимовское	»	32,2	18,2	22,6	9,1	4,8	0,1	—	13,1	
Шкапово	»	39,0	12,5	17,0	7,3	3,5	0,1	—	18,0	
Ромашкинское	»	40,0	19,5	18,0	17,5	4,9	0,1	—	10,0	
Шугуровское	Намюр	11,9	20,0	8,0	4,4	2,9	3,0	2,8	47,0	
Бондюжское	Девон	27,9	14,5	18,7	7,5	4,2	0,9	—	26,3	
Полазенское	Верей	22,0	7,5	8,5	5,0	3,8	1,4	—	52,1	
Куединское	Угленосная свита	38,0	16,0	18,0	5,5	4,1	0,7	—	17,7	
Азек-Суат	Мел	49,2	15,0	13,0	6,0	5,5	10,0	—	0,3	
Гудермес	Чокрак	69,9	7,5	8,0	10,0	7,5	2,0	—	0,1	
Ахтыро-Булундырское	Свита Горячего Ключа	85,0	5,8	3,5	1,5	2,5	1,6	—	0,1	
Небит-Даг	Красноцветная толща	92,0	2,4	1,7	1,0	2,2	0,7	—	—	
Месторождения Апшеронского полуострова	Продуктивная толща	90—94	0,1—3,0	0,4—0,8	0,2—1,4	0,3—2,0	1—8	—	—	
Коробковское	Верей	94,1	1,2	0,5	0,8	1,2	0,5	—	1,7	
Жырноковское	Башкирский	93,0	4,0	1,5	0,5	0,1	0,4	Следы	0,5	
Серноводское	Угленосная свита	9,2	8,0	5,0	1,5	1,5	1,8	3,0	70	
Мухановское	То же	31,4	19,0	22,0	9,5	5,0	4,0	0,1	9,0	
Анастасьевское	Мэотис	94,9	0,8	0,6	0,3	2,3	1,0	Следы	0,1	
Ново-Дмитровское	Майкоп	71,8	9,0	11,0	4,5	3,0	0,6	—	0,1	
Ключевское	»	78,0	7,5	7,0	3,5	3,5	0,3	—	0,2	

Состав болотных и других газов, образующихся в поверхностных отложениях

Территория	Число проанализированных образцов	Углеродородный состав газа в % по объему		
		СН ₄ (средние значения)	Тяжелые углеводороды + NO ₂	Сумма индивидуальных углеводородов C ₂ —C ₄
Московская область	50	~50	0,01 и ниже	—
Калининская »	3	—	—	Менее 0,003
Смоленская »	2	—	—	» 0,003
Тульская »	23	—	—	» 0,004
Краснодарский край	134	~64	0,01 и ниже	—
То же	84	—	0,05—0,08	—
»	13	~67	0,01 и ниже	—
Грузинская ССР	14	~75	0,01 и ниже	—
То же	1	—	—	Менее 0,001
» (газ из погребного торфа)	1	—	0,002	—
Башкирская АССР	164	—	0,01 и ниже	—
То же	12	—	0,02—0,4	—
»	2	—	0,1—0,3	—
Оз. Палестам	6	~42	—	Менее 0,002

Состав свободно выделившихся газов из углей и вмещающих пород Донбасса

Шахта	Пласт, толща	Горизонт, глубина	Марка угля	Состав газа в %								
				СО ₂	СН ₄	С ₂ H ₆	С ₃ H ₈	С ₄ H ₁₀	С ₆ H ₁₂ и выше	N ₂ + редкие газы	O ₂	
Лисичанский район												
Кременная		400	—	—	88,5	—	0,2	—	—	—	11,0	0,3
Им. Мельникова		300	—	0,4	97,8	0,47	0,017	—	0,005	—	1,9	—
То же	Песчаноглинистая	20 м	—	0,7	96,7	—	0,006	—	—	—	2,71	—
Томашовка северная	Песчаник	88 м	Га	0,5	96,2	—	0,3	—	—	—	2,7	0,3
Томашовка южная	»	184 м	»	1,1	85,5	—	Следы	—	—	—	11,7	1,7
Красноармейский район												
Родинская	К ₆	200	Г	2,3	51,5	—	0,007	—	—	—	33,3	12,9
Доброполье		340	Г — кокс	1,5	85,1	0,006	0,002	—	—	—	12,1	1,2
Первомайский район												
№ 1		540	ПЖ	1,0	84,1	—	0,006	—	—	—	9,76	5,1
№ 1		540	»	0,3	92,8	0,03	0,01	—	—	—	3,98	2,9
Суфляр из Первомайского карьера	Песчаник		»	0,4	89,0	Следы	Нет	—	—	—	10,6	—
Первомайская	Песчаноглинистая	200	»	0,3	91,2	—	0,007	—	—	—	8,47	—
Горловский район												
Им. Калинина и др. (18 образцов)	То же	390—750	ПЖ	От 0,2 до 13,9	От 47,6 до 98,7	От 0,01 до 0,75	—	—	—	—	От 0,6 до 38,4	—
Им. Дзержинского	»	700	»	0,5	96,7	—	—	—	—	—	2,3	0,5
То же	»	700	»	0,51	99,05	—	—	—	—	—	0,43	—
»	»	700	»	0,4	94,9	—	0,1	0,2	—	—	4,4	—

Шахта	Пласт, толща	Горизонт, глубина	Марка угля	Состав газа в %						
				CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ и выше	N ₂ + редкие газы
Енакиевский район										
Им. Карла Маркса и др. (17 образцов)	Песчано-глинистая	476—596	ПЖ и К	От 0,2 до 5,0	От 42,4 до 99,2	От 0,02 до 0,9	От 0,003 до 0,02		От 0,2 до 52,5	—
				Макеевский район						
Калиновская и др. (8 образцов)	То же	219—400	ПЖ и ПС	От 0,2 до 1,1	От 83 до 73	От 0,01 до 2,1	От 0,004 до 0,1		От 2,2 до 15	От нуля до 3,3
				Кадиевский район						
Им. Ильича То же	»	540 540	ПЖ »	0,2 0,2	94,3 93,7	— 0,054	0,005 0,01		24,1 12,19 2,1	2,8 —
				Чистяковский район						
Им. XVII партсъезда То же К ₂	К ₂ » »	—	» » »	0,7 0,8 1,0	75,4 87,00 96,9	— — —	— — —		24,1 12,19 2,1	2,8 —
				Луганский район						
№ 1 № 12	—	—	—	0,6 —	90,14 92,1	0,3 —	0,2 —		—	0,6

(20—40%) состоит из сероводорода. Известны также многочисленные источники углекислого газа и азота, связанные с выходами подземных вод.

Различия в приведенных выше нефтяных, каменноугольных и других газов имеют общий характер. Между тем в неодинаковых геологических условиях существуют свои местные характерные особенности состава природных газов, которые могут помочь при отнесении газа к тому или иному типу. Эти особенности связаны главным образом с различным соотношением в природных газах индивидуальных углеводородных компонентов.

Следует учесть, что в попутном газе редко встречаются концентрации тяжелых углеводородов такие, как 0,3—1%. Газы конденсатных месторождений, как и следует ожидать, всегда содержат повышенные концентрации тяжелых углеводородов. В газах, образовавшихся в четвертичных отложениях, концентрация тяжелых углеводородов практически равна нулю. В чисто газовых залежах, образовавшихся из газов глубинного происхождения, всегда имеется некоторая примесь тяжелых углеводородов. В газах каменноугольных месторождений крайне редко встречаются тяжелые углеводороды с концентрациями в несколько десятых долей процента или несколько выше 1%. Когда в газах каменноугольных месторождений присутствуют тяжелые углеводороды, характерно (табл. 6), что в их составе доминирует этан. Остальные тяжелые углеводороды (C₃ и выше) содержатся в ничтожном количестве.

Рассматривая фактические материалы по составу природных газов нефтяных, газовых и каменноугольных месторождений, следует учитывать, что этот состав в значительной степени зависит от условий, в которых находится залежь газа (свободный, растворенный в воде или нефти газ, давление в залежи), от условий эксплуатации и отбора проб для анализа.

В пробах, отбираемых в разное время из чисто газовых скважин, состав газа, содержащего главным образом метан, остается практически одинаковым.

Иное положение наблюдается для попутных газов, которые отбираются обычно из трапов, где может быть различным давление. Особое влияние изменение давления оказывает на содержание в газе тяжелых углеводородов, что связано с хорошей растворимостью тяжелых углеводородов в нефти. Устройство трапа, режим и дебит скважины, качество нефти, газовый фактор также оказывают влияние на содержание тяжелых углеводородов в выходящем из трапа попутном газе. В зависимости от всех этих условий, как показали проводившиеся исследования, концентрация тяжелых углеводородов в попутном газе может изменяться иногда в 1,5—2 раза и даже больше. Поэтому приводимые в литературе данные о составе попутных газов, так же как и материалы табл. 4, являются в известной степени условными. Значения концентраций тяжелых углеводородов находятся в зависимости

от упомянутых условий и являются приближенными величинами.

В табл. 2—6 даны главным образом результаты анализов, выполненных в последнее время, не являющиеся какой-либо сводкой всех известных в этой области материалов.

Приведенные примеры иллюстрируют особенности углеводородного состава газов чисто газовых, нефтяных и каменноугольных месторождений.

Как показали исследования В. П. Козлова [23], имеется основание предполагать о существовании особых газоматеринских формаций, которые дают начало чисто газовым залежам. Эти же исследования осветили вопросы генетической взаимосвязи газов нефтяных и каменноугольных месторождений с газами чисто газовых месторождений.

Несомненно, что в природных условиях можно наблюдать такое положение, когда на разных уровнях геологического разреза и на территории, где расположены отложения разного возраста, будут встречаться газы различного происхождения, обуславливая, таким образом, переходы от одних типов газа к другим.

Особенности состава растворенных и сорбированных газов

В приведенных табл. 2—6 и тексте рассматривались свободные, главным образом углеводородные, газы (газы, поступающие из газовых скважин, выделяющиеся из нефти при ее добыче, из естественных выходов и т. п.).

Состав этих газов характеризует содержание различных компонентов в газовых залежах, в газовых шапках нефтяных залежей и отчасти газ, растворенный в нефти.

Помимо этих газов, появляющихся на земной поверхности в свободном виде, существуют газы, растворенные в подземных водах и сорбированные горными породами. Поскольку растворимость разных компонентов природного газа (сероводород, углекислый газ, углеводороды, азот и др.) неодинакова, то состав растворенных и сорбированных газов может значительно отличаться от состава свободного газа, находящегося в контакте с водой, породой и нефтью. Растворенный в воде углеводородный газ по своему составу близок к свободному газу, находящемуся в контакте с водой, поскольку растворимости индивидуальных углеводородных газов ($C_1—C_4$) в воде мало различаются между собой. Что же касается нефти, то тяжелые углеводородные газы гораздо лучше растворяются в ней, чем метан. Хотя попутный газ выделяется из нефти, однако его состав лишь частично отражает состав того растворенного в нефти газа, который присутствует в самой залежи нефти. При добыче нефти выделяется в трапах газ, который и отбирается для анализа, но при этом не происходит полной дегазации нефти. В зависимости от свойств нефти и газового фактора состав попутного газа лишь приближенно

характеризует состав газа, содержащегося в нефти в пластовых условиях. Более точное представление об этом составе может дать исследование нефти, отбираемой при помощи глубинных проботорников без потери газа.

Различная растворимость компонентов природных газов приводит к тому, что из одного и того же пласта в зависимости от условий выделения растворенных газов их состав не может быть одинаковым.

Все эти обстоятельства, связанные с растворением и сорбцией газов, имеют большое значение для газового каротажа, так как здесь приходится иметь дело с газами, которые в условиях пласта попадают в глинистый раствор (или иную буровую жидкость), или же с газами, которые остались в свободном, растворенном или сорбированном виде в керне после его выноса на поверхность. Поэтому, помимо рассмотрения вопросов растворения газов водами и нефтью, сорбции газов горными породами, необходимо также учесть и растворение газов глинистым раствором.

Процессы растворения и сорбции газа и, в частности, растворения в нефти являются весьма сложными в случае, когда имеется многокомпонентная смесь. Об этом мы скажем после того, как изложим представления о физическом состоянии газа и нефти на разных глубинах.

В данном же случае мы ограничимся лишь общими выводами об особенностях состава растворенных и сорбированных газов. Состав растворенного газа отличается от состава свободного, находящегося с ним в равновесии газа, поскольку растворимости отдельных компонентов неодинаковы. Растворенный газ всегда обогащен теми компонентами, которые хорошо растворимы в данной жидкости. Поэтому подземные воды, с которыми соприкасаются свободные природные газы, обогащены такими хорошо растворимыми компонентами, как углекислый газ и сероводород (если эти компоненты присутствуют в свободном газе). Аналогичным образом газ, растворенный в нефти, обогащен тяжелыми углеводородами.

Такое же положение и с сорбированными газами. В составе сорбированного газа будут преобладать компоненты, обладающие наибольшими коэффициентами сорбции. Если говорить об углеводородах природного газа и легких фракций нефти, то чем больше молекулярный вес углеводорода, тем больше и коэффициент его сорбции.

Состав нефти

Состав нефти имеет большое значение для широких исследований и определений жидкой нефти в глинистом растворе, а также различных битуминозных веществ в горных породах.

При газовом каротаже нас интересует главным образом легкая часть состава нефти.

Не останавливаясь детально на составе нефти (об этом имеется большая специальная литература [13, 30]), изложим имеющиеся общие представления для понимания тех особенностей состояния и распределения газов и нефти, с которыми приходится сталкиваться при проведении газокаротажных работ и истолковании получаемых газокаротажных диаграмм.

В жидкой нефти присутствуют многочисленные газообразные, жидкие и твердые предельные углеводороды. Сюда относятся газообразные углеводороды $C_1 - C_4$, находящиеся в нефти в растворенном состоянии. Далее в нефти присутствуют легкие, жидкие при нормальных условиях углеводороды $C_5 - C_8$, которые в соприкасающемся с нефтью газе находятся в виде паров. Именно эти углеводороды — пентаны, гексаны, гептаны и октаны — составляют главную часть паров нефти (кроме газов $C_1 - C_4$), присутствующих в газовой фазе при нормальных условиях.

Нормальный бутан имеет один изомер — изобутан, *n*-пентан — два изомера; у более тяжелых углеводородов изомеров еще больше: у *n*-гексана их четыре, у гептана — восемь, у октана — семнадцать.

При хроматографических анализах, выполняемых в процессе газового каротажа, определяются пары углеводородов $C_5 - C_6$, а в некоторых случаях и более тяжелые $C_7 - C_8$. Следует иметь в виду, что при этих анализах не выявляются все упомянутые многочисленные изомеры. Сравнительно легко могут быть получены отдельно бутан и изобутан, а при соответствующей постановке анализа — и изомеры углеводородов $C_5 - C_6$. Для определения изомеров углеводородов $C_7 - C_8$ нужно еще разработать необходимую методику и аппаратуру.

Говоря об углеводородах $C_5 - C_8$, необходимо отметить, что, кроме предельных углеводородов парафинового ряда, в нефти присутствуют также жидкие нафтеновые углеводороды — циклопентан C_5H_{10} , циклогексан C_6H_{12} и их производные, а также ароматические углеводороды — бензол C_6H_6 , толуол C_7H_8 и др.

Кроме углеводородов, входящих в легкую бензиновую фракцию, в нефти присутствуют жидкие парафиновые углеводороды $C_9 - C_{15}$, входящие в состав более тяжелых фракций (лигроин, керосин, масла). Углеводороды C_{16} и выше являются при нормальных условиях уже твердыми и присутствуют в нефти в растворенном виде.

Помимо углеводородов, в составе нефти встречаются многочисленные сернистые, кислородные и азотистые производные их. Большая часть этих соединений, являющихся производными высокомолекулярных углеводородов, входит в состав смолистых веществ нефти.

ФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И СОСТОЯНИЕ ГАЗА И НЕФТИ НА РАЗНЫХ ГЛУБИНАХ

Физическое состояние газа и нефти, находящихся в горных породах, имеет большое значение, так как по мере увеличения глубины физические условия сильно изменяются. Повышаются температура и особенно давление. Эти изменения оказывают большое влияние на состояние и распределение газов и нефти в горных породах, а также на состав газов, находящихся на разных глубинах. На глубинах 2—4 км мы встречаемся с температурами, достигающими до $100^\circ C$ и выше, и с давлениями в несколько сот атмосфер. Благодаря наличию газа и явлениям обратного испарения большая часть нефти в этих условиях переходит в газовую фазу.

В горных породах природный газ может находиться в свободном, растворенном и сорбированном состояниях в виде скоплений. Кроме того, в рассеянном состоянии (в очень небольших концентрациях) он встречается почти во всякой горной породе, в то время как жидкая нефть встречается лишь в свободном состоянии в виде скоплений. На больших глубинах главным образом легкие фракции нефти в присутствии достаточного количества газа могут под большим давлением переходить в газовый раствор, образуя газоконденсатные залежи. В рассеянном состоянии (следы жидких углеводородов) и в виде продуктов их изменения (битумы) нефть встречается в различных горных породах.

Нефть и газ в виде больших и малых скоплений присутствуют в осадочных породах различного возраста.

Палеозойские отложения как источник нефти и газа приобрели у нас особенно большое значение в связи с открытием богатейших залежей нефти и газа на Русской платформе. Известны также случаи, когда скопления нефти и газа находили в изверженных породах.

Скопления нефти и газа встречаются главным образом в пластах песков и песчаников, а также в карбонатных породах. Однако известны скопления нефти и газа среди песчано-глинистых и карбонатно-глинистых отложений. Встречаются скопления нефти и газа в трещинах горных пород, там, где в больших объемах горных пород широко развита трещиноватость. Известны скопления газа в гранитном аллювии и в сланцеватых глинах (преимущественно в сорбированном состоянии).

В складчатых зонах скопления нефти и газа встречаются обычно в ряде пластов соответствующих структур. В некоторых случаях наблюдается очень большая насыщенность нефтью и газом всего разреза. Известны случаи, когда в структуре имеются десятки пластов с залежами нефти и газа (например, на Апшеронском полуострове). В платформенных областях число пластов или зон, содержащих нефть или газ, обычно бывает невелико,

хотя общие запасы нефти и газа благодаря большой площади залежей могут быть здесь гораздо значительнее, чем в складчатых структурах.

Концентрация газа и нефти в горных породах

Скопления газа и нефти имеют большее или меньшее промышленное и хозяйственное значение в зависимости от их величины. Рассеянный же газ обуславливает наличие некоторого газового фона, повсеместно имеющегося в горных породах, величина которого может быть различной и ее нужно учитывать при интерпретации результатов газового каротажа для получения более правильных прогнозов.

Следует в то же время учесть, что общее количество рассеянных газов в осадочных породах во много раз превышает их количество в различных промышленных скоплениях.

Что касается скоплений углеводородного газа, то их можно подразделить на скопления свободного газа, скопления газа, растворенного в нефти, и скопления газа, растворенного в воде. Говоря о скоплениях свободного газа, следует учитывать как скопления только одного газа в виде чисто газовых залежей, так и скопление свободного газа в виде газовой шапки в нефтегазовой залежи. Концентрация газа (т. е. его количество в единице объема породы) может быть очень большой, составляя в залежах с высоким давлением десятки кубометров газа (приведенного к нормальным условиям) на 1 м^3 породы.

В то же время промышленное значение имеют также и залежи газа, расположенные на небольших глубинах, где давление составляет несколько атмосфер (при условии, что общие запасы газа достаточно велики).

Концентрация газа в таких залежах может составлять, например, $1-2 \text{ м}^3$ (приведенного к нормальным условиям) или даже менее на 1 м^3 породы.

Таким образом, скоплениям свободного газа, имеющим промышленное значение, отвечают концентрации газа в довольно широком диапазоне.

Природные газы в большом количестве растворяются в подземных водах и в нефти, образуя таким образом скопления растворенного газа.

В воде углеводородные газы растворяются плохо, в то время как в нефти очень хорошо.

Коэффициент растворимости углеводородных газов $C_1 - C_4$ в воде составляет (по объему) $0,03-0,04$. Иначе говоря, в условиях равновесия растворенного и свободного газа концентрация свободного газа (на единицу объема породы) в $25-30$ раз выше, чем концентрация растворенного в воде углеводородного газа. Это соотношение с внесением поправок необходимо учитывать при проведении газокаротажных работ. Однако общий

запас растворенного углеводородного газа в воде (какого-либо горизонта) может быть гораздо большим, чем здесь же в свободной газовой фазе. Такое скопление растворенного газа характеризуется относительно невысокими концентрациями. В относительно высоких концентрациях в воде могут присутствовать хорошо растворимые углеводородные газы — сероводород и углекислый газ.

Очень хорошая растворимость углеводородных газов (особенно $C_3 - C_4$) в нефти приводит к тому, что некоторые нефтяные залежи содержат очень большие скопления углеводородного газа.

Нефть в виде промышленных скоплений встречается лишь в жидком виде или в газоконденсатных месторождениях, где относительно легкая часть нефти (бензин, керосин, масла) находится в виде газового раствора.

Концентрация нефти в горной породе зависит от пористости породы и коэффициента нефтенасыщения, поскольку часть порового пространства бывает занята водой. При большой пористости концентрация нефти в породе может составлять до $0,3-0,4 \text{ м}^3$ на 1 м^3 породы. Концентрация нефти лишь в малой степени (по сравнению с газом) зависит от давления.

При давлениях $100-200 \text{ ат}$ в нефтях различного состава может содержаться до $200-300 \text{ м}^3$ газа (приведенного к нормальным условиям) на 1 м^3 нефти.

Основные свойства углеводородных газов при больших давлениях

Природные углеводородные и иные газы встречаются в виде скоплений на различных глубинах в широком интервале давлений (от нескольких атмосфер до сотен атмосфер) и температур: от невысоких или даже нулевых (в северных районах) до $100-150^\circ$. По мере увеличения глубины скважин будут, по-видимому, встречаться газы, давление и температура которых будут еще выше.

При углублении в толщу горных пород температура повышается и вследствие этого жидкие, наиболее легко кипящие компоненты будут стремиться переходить в газообразное состояние. В то же время повышение давления при углублении в толщу горных пород будет препятствовать переходу жидких углеводородов в газообразное состояние. Повышение давления может даже переводить отдельные газы в жидкое состояние, если их температура останется ниже критической.

В каком состоянии находится газовая залежь и в каком состоянии находятся газ вместе с нефтью в пласте, имеет большое значение для газового каротажа, так как от этого зависит количество газа, попадающего в глинистый раствор при бурении скважин или находящегося в отобранном керне.

Коэффициенты a и b для уравнения Ван-дер-Ваальса

Газ	Коэффициенты		Газ	Коэффициенты	
	$a, \frac{\text{ата л}^2}{\text{моль}^2}$	$b, \frac{\text{см}^3}{\text{моль}}$		$a, \frac{\text{ата л}^2}{\text{моль}^2}$	$b, \frac{\text{см}^3}{\text{моль}}$
Метан	2,253	42,78	<i>n</i> -Гептан	31,510	265,40
Этан	5,489	63,60	Азот	1,390	39,13
Пропан	8,664	84,45	Углекислый газ	3,592	42,67
Изобутан	12,870	114,20	Сероводород	4,43100	42,87
Бутан	14,470	122,60	Гелий	0,03412	23,70
Изопентан	18,050	141,70	Вода	5,46400	30,49
<i>n</i> -Пентан	19,010	146,00	Водород	0,24440	26,61
<i>n</i> -Гексан	24,390	173,50			

При рассмотрении состояния газа и нефти в пластовых условиях встречается ряд сложных явлений, обусловленных различными физическими и физико-химическими свойствами компонентов газа и нефти, значительными изменениями давления и температуры по мере углубления, отклонениями от законов газового состояния на больших глубинах, сложными условиями растворения газов в воде и нефти и т. д.

Детальное рассмотрение всех этих вопросов для сложных многокомпонентных смесей является затруднительным из-за отсутствия необходимых данных. Тем не менее некоторые закономерности общего характера, имеющие значение для газового каротажа, могут быть установлены.

Прежде всего интересно знать, при каких условиях тот или иной компонент природного газа и нефти может находиться в газообразном или в жидком состоянии, поскольку от этого зависит количественное содержание компонентов в проходимых буровой скважиной пластах.

Для изучения газообразного состояния вещества, как известно, было введено понятие об «идеальном газе», свойства которого точно описываются законами идеального газа. Для реальных газов эти законы более или менее точно соблюдаются при низких давлениях, при достаточном разрежении газа. В природных условиях в толще горных пород, где имеются большие давления, законы идеальных газов оказываются неточными и приходится пользоваться различными поправками.

Вместо характеризующего идеальные газы уравнения Клайперона $PV = RT$, где P — давление, V — объем газа, R — газовая постоянная и T — абсолютная температура, для реальных газов применяется уравнение Ван-дер-Ваальса

$$\left(P + \frac{a}{V^2}\right)(V - b) = nRT,$$

где $\frac{a}{V^2}$ — поправка, учитывающая взаимное притяжение молекул (a — постоянная для данного газа величина), и b — поправка, учитывающая собственный объем молекул и взаимное отталкивание между ними при малых расстояниях; n — число молей вещества.

В табл. 7 приведены значения коэффициентов a и b для различных газов.

Ряд других уравнений был предложен для того, чтобы еще точнее описать состояние реальных газов при повышенных давлениях. Сюда относятся уравнения Битти-Бриджмена, Бенедикта-Уебба-Рубина и др. [9, 66]. Последнее из этих уравнений (Бенедикта-Уебба-Рубина), использующее ряд цифровых констант для чистых компонентов и функций, зависящих от состава смесей, дает возможность получать наиболее точные данные, характеризующие состояние смеси.

Кроме уравнения состояния, при расчетах, касающихся реальных газов, часто используется отношение $\frac{PV}{RT} = C$. Величина C получила название коэффициента сжимаемости и характеризует степень отклонения от закона идеальных газов. Для идеальных газов значения PV и RT равны между собой и, следовательно, $C = 1$. Для реальных газов величина C непосредственно выражает отклонение газа от идеальности.

Наиболее простые значения величины C при их сопоставлении для различных газов можно получить, если их относить к так называемым соответственным состояниям газов.

Из уравнения Ван-дер-Ваальса можно получить следующее уравнение:

$$\left(\frac{P}{P_K} + 3 \frac{V_K^2}{V^2}\right) \left(3 \frac{V}{V_K} - 1\right) = 8 \frac{T}{T_K},$$

где P_K , V_K и T_K — критические давление, объем и температура.

Обозначая отношения

$$\frac{T}{T_K} = \tau, \quad \frac{P}{P_K} = \pi, \quad \frac{V}{V_K} = \varphi,$$

можно написать

$$\left(\pi + \frac{3}{\varphi^2}\right) (3\varphi - 1) = 8\tau.$$

Величину τ называют приведенной температурой, π — приведенным давлением, φ — приведенным объемом.

Из последнего уравнения следует, что при одинаковых приведенных температурах и одинаковых приведенных давлениях вещества должны обладать и одинаковым приведенным объемом.

Если какие-либо вещества A и B находятся в состояниях, при которых они обладают попарно одинаковыми значениями τ ,

π и Φ , т. е. $\tau_A = \tau_B$, $\pi_A = \pi_B$, $\Phi_A = \Phi_B$, то такие состояния называются соответственными.

Закон соответственных состояний заключается в том, что при одинаковости значений двух из указанных параметров третий тоже будет обладать одинаковым для обоих веществ значением.

Поэтому если коэффициенты сжимаемости газов отнести к их соответственным состояниям, то не только зависимость от

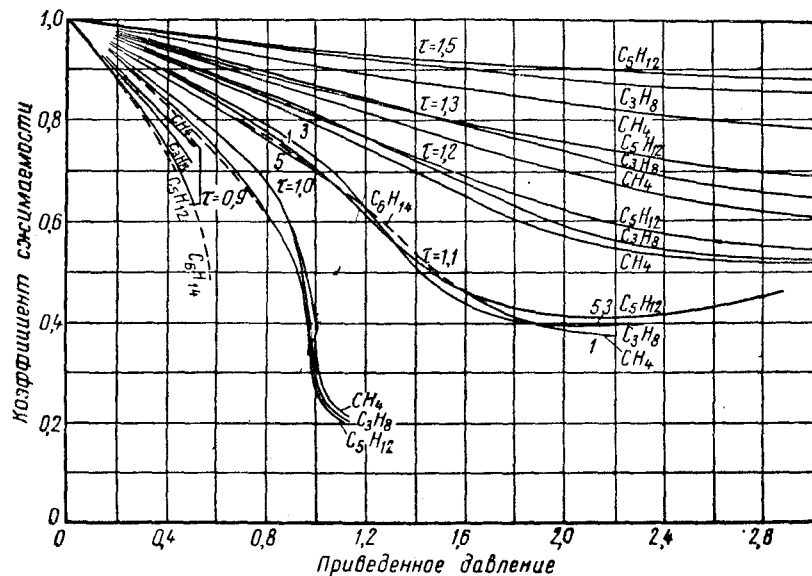


Рис. 1. Коэффициенты сжимаемости для некоторых углеводородов.
1 — CH_4 ; 3 — C_3H_8 ; 5 — C_5H_{12} .

внешних условий, но и величины C для разных газов не очень сильно различаются между собой. На рис. 1 показаны значения величин C для метана, пропана, пентана и гексана в зависимости от приведенного давления (для невысоких его значений) при нескольких различных приведенных температурах. На рис. 2 и 3 представлены графики коэффициентов сжимаемости для природных газов, состоящих преимущественно из метана [66].

Значения коэффициента сжимаемости могут быть найдены для различных газовых смесей экспериментальным путем. Однако для большинства практических задач можно привести расчеты, пользуясь так называемыми «псевдокритическими» константами, которые представляют собой средневзвешенные, исходя из состава смеси, критические константы отдельных компонентов. Например, если содержание этана в газе составляет 100%, а его критическое давление 49,2 ат, то средневзвешенное значение

для этана будет 4,92. Таким путем на основе данных для отдельных компонентов получают средневзвешенное критическое давление для всей смеси.

Приведенное давление находят путем деления полученной средневзвешенной величины на критическое давление. Аналогичным способом получают и приведенную температуру.

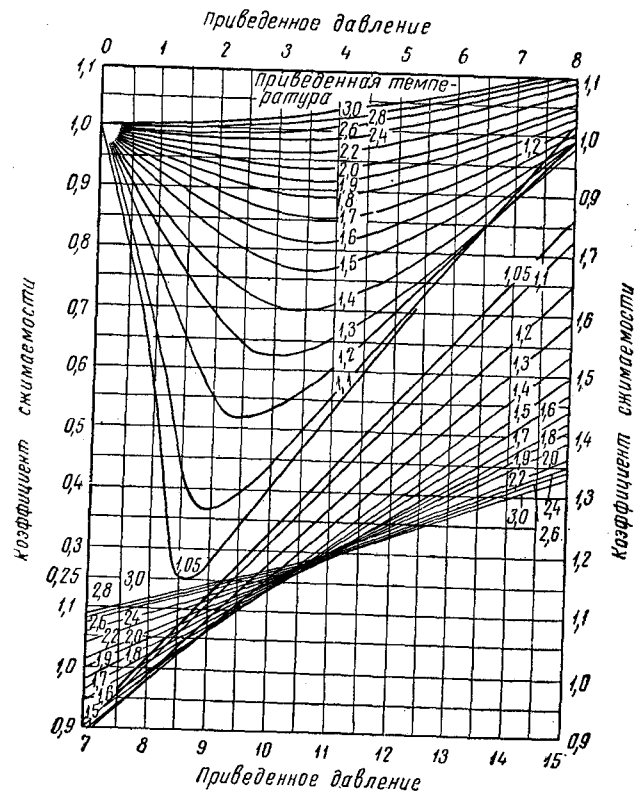


Рис. 2. Коэффициенты сжимаемости природного углеводородного газа.

Если состав смеси неизвестен, то эти псевдокритические константы могут быть найдены по эмпирической зависимости их от плотности газа (рис. 4).

Определив по графикам (рис. 1—3) величину C , можно ввести необходимые поправки в расчеты для определения истинных объемов газов при высоких давлениях в толще горных пород.

Поправки эти довольно значительны. Так, для метана, содержащего 12% тяжелых углеводородов при 50 ат и 30° С, эта поправка составляет около 15%.

При всех этих расчетах необходимо знать критические константы газов (табл. 8).

Таблица 8

Критические константы углеводородных и других газов

Компонент	Критическая температура, °C	Критическое давление, ата	Компонент	Критическая температура, °C	Критическое давление, ата
Метан	-82,5	46,75	n-Гептан	267	27,5
Этан	32,2	49,2	n-Октан	259,8	25,7
Пропан	96,8	42,8	Гелий	-267,8	2,26
Изобутан	134	37,6	Азот	-147,1	33,5
n-Бутан	153,1	36,7	Углекислый газ	31,1	73
Изопентан	187,7	33,5	Сероводород . . .	100,4	88,9
n-Пентан	197,2	33,6	Вода	374	217,7
n-Гексан	234,7	30,1			

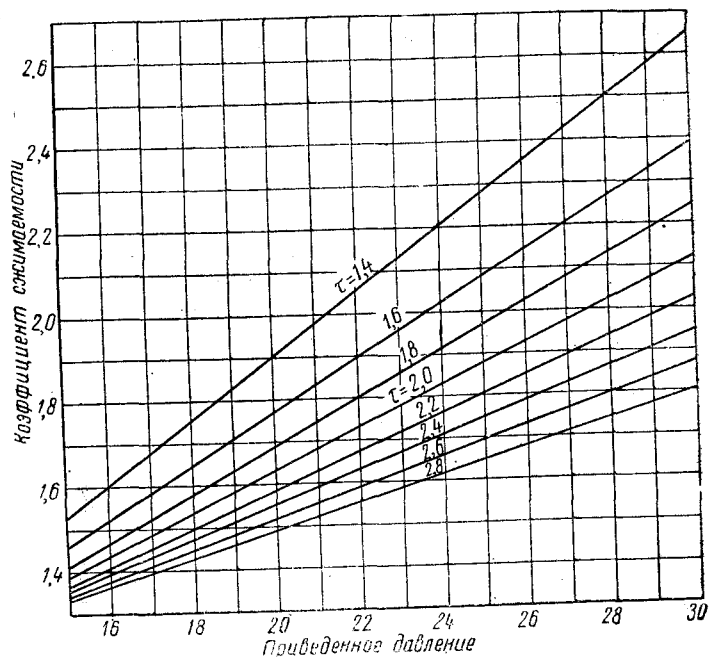


Рис. 3. Коэффициенты сжимаемости природного газа при давлениях от 680 до 1360 ат.

Состояние газа и нефти на разных глубинах

По значениям критических температур и давлений для разных газов уже можно составить представление о состоянии газа в пласте. Если газ состоит из одного компонента, например из метана с очень небольшой примесью других газов, то, исходя из низкой критической температуры метана, мы можем сделать заключение, что, начиная с поверхностных слоев и до тех глубин, которых достигают сейчас самые глубокие скважины, свободный метан, если он не растворится в воде или нефти, везде будет находиться в газообразном состоянии.

Иное положение имеется уже у следующего за метаном углеводорода — этана. Его критическая температура +32,2° C. Если в пласте температура меньше чем 32,2° C, то этан при соответствующем давлении может перейти в жидкое состояние. Возможность перехода этана в жидкое состояние определяется, следовательно, давлением паров этана в пластовых условиях. При нормальном геотермическом градиенте, т. е. при увеличении температуры примерно на 30° C с углублением на 1 км, можно считать (исходя из средней температуры 0° на земной поверхности), что глубже 1 км этан ни при каких давлениях не перейдет в жидкое состояние. Этан может перейти в жидкое состояние на глубинах меньше 1 км при условии, что давление в пласте превысит упругость паров этана при имеющейся в пласте температуре. На глубинах свыше 300 м, полагая, что давление здесь соответствует гидростатическому, можно ожидать, что этан уже может переходить в жидкое состояние. Все это относится к тем

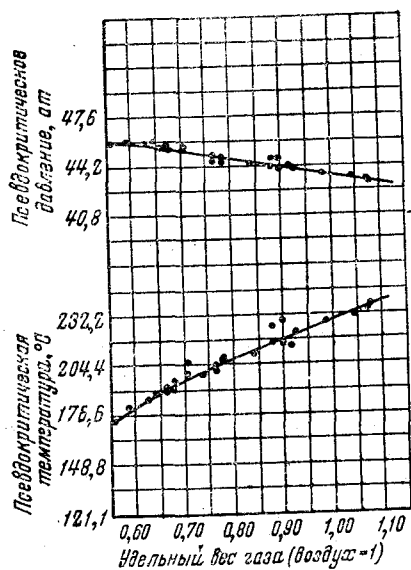


Рис. 4. Изменение псевдокритических констант в зависимости от удельного веса газа.

случаям, когда газ состоит из чистого этана. Так как в природных газах этан является лишь составной частью, то при расчетах для простых смесей (метан — этан, метан — этан — азот и т. п.) можно исходить из парциальных давлений для этих компонентов. Поскольку содержание этана в природных сухих газах редко превышает 20%, то давления для таких случаев (20% этана) должны быть повышены еще в 5 раз, чтобы произошло выпадение конденсата этана. На глубинах меньше 1 км при нормальном геотермическом градиенте и нормальном гидростатическом давлении (100 ат на глубине 1 км) давление, приходящееся на долю этана, составит 20 ат и менее. Этих давлений будет недостаточно, чтобы перевести этан в жидкое состояние. Тем более этан не будет переходить в жидкую фазу, если его концентрации в природном газе будут еще ниже. Однако при ином геотермическом градиенте, например в некоторых северных платформенных районах, где на глубинах 1 км температура составляет лишь 15°, возможно и выпадение этанового конденсата при содержании этана 35% или выше. В случае более низких температур выпадение конденсата этана произойдет при меньшей его концентрации.

Для более тяжелых углеводородов критические температуры +96,8° (для пропана), +134° (для изобутана) и т. д. Следовательно, в широком интервале глубин имеющиеся температуры в пластах будут ниже критических. Изобутан переходит в жидкое состояние при атмосферном давлении и температуре -12°, бутан при -0,5° и т. д. (табл. 9).

Таблица 9

Температуры кипения углеводородных и некоторых других газов (при $P = 1 \text{ ат}$)

Компонент	Температура кипения, °С	Температура плавления, °С
Метан	-184	-161,5
Этан	-182,8	-88,3
Пропан	-189	-42,2
Изобутан	-145	-10,2
n-Бутан	-135	-0,5
Неопентан (2,2-диметилпропан)	-20	9,5
Изопентан (2-метилбутан)	-160,5	28
n-Пентан	-131,5	36
n-Гексан	-95,5	68,7
Водород	-259	-252,8
Азот	-209,8	-195,8
Углекислый газ	-56,6	-78,5
Сероводород	-82,9	-61,8

(при 5,2 ат) (возгоняется)

На рис. 5 представлена зависимость давлений паров различных нормальных углеводородов и их изомеров от температуры [66]. На горизонтальной оси нанесены величины $1/T$ (T — абсолютная температура), но с обозначением соответствующих °С. На вертикальной оси нанесены давления в логарифмическом масштабе. При таком построении диаграммы зависимость между

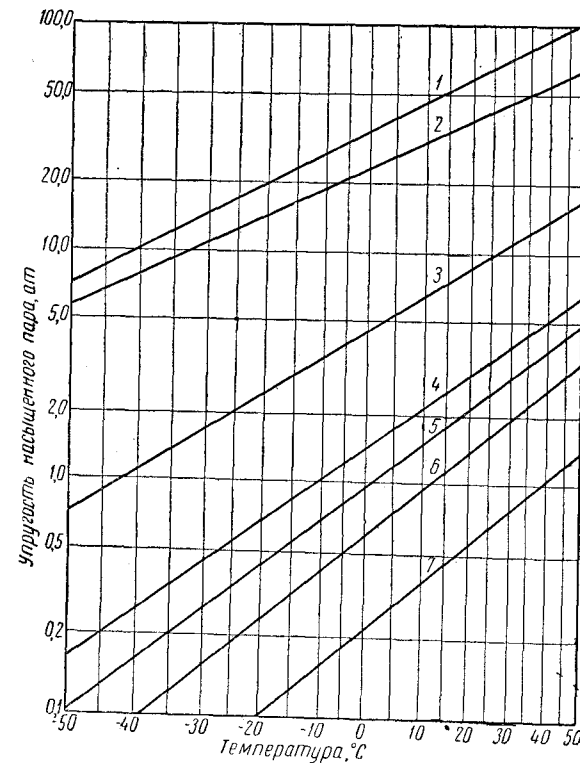


Рис. 5. Давления легких углеводородов при различных температурах.

1 — углекислота; 2 — этан; 3 — пропан; 4 — изобутан; 5 — n-бутан; 6 — n-пентан; 7 — неопентан.

давлениями паров предельных углеводородов и температурой будет выражаться прямыми линиями. Пользуясь критическими константами и графиками, данными на рис. 5, можно вычислить, на каких глубинах тот или иной углеводород будет конденсироваться при имеющихся на этих глубинах давлениях.

На рис. 6 и 7 показаны изменения давлений паров углеводородов на разных глубинах. По этим графикам, исходя из существующих давлений на тех или иных глубинах, можно приблизительно определить, где начинается конденсация наименее летучих компонентов при определенном их содержании в газовой смеси.

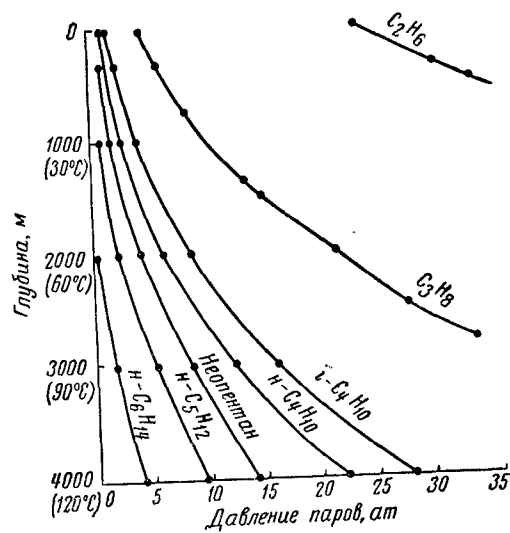


Рис. 6. Давления паров предельных углеводородов на разных глубинах при геотермическом градиенте 30° С на 1000 м.

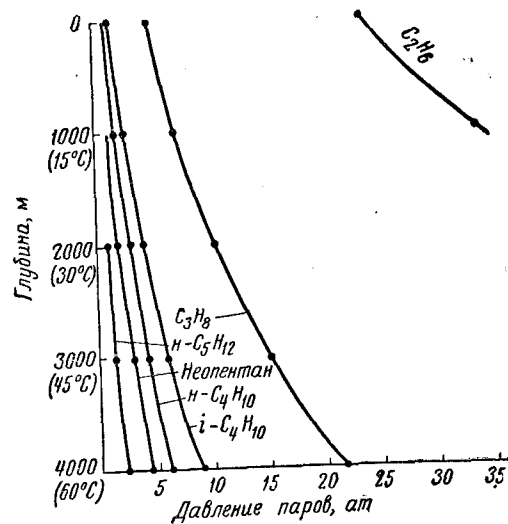


Рис. 7. Давления паров предельных углеводородов на разных глубинах при геотермическом градиенте 15° С на 1000 м.

На рис. 8, а приведены кривые, показывающие, на каких глубинах при том или ином содержании компонента (C₂—C₄) в смеси будет происходить его конденсация, полагая, что давление на этих глубинах соответствует гидростатическому. (Влево от кривой для каждого компонента находится область, где он остается в газообразном состоянии.) При построении кривых принято, что температура на поверхности составляет 0° С и возрастает на 30° С при углублении на 1000 м. Следует иметь в виду, что температура земной поверхности различна зимой и летом, а кроме того, зависит от климатических условий. Однако уже на небольшой глубине становятся незаметными те колебания температуры, которые наблюдаются на поверхности. Так, например, наблюдения, проведенные в Оксфорде (Англия), показали, что на глубине 3 м разница температур в зимнее и летнее время составила всего около 5° С. Примерно на глубине 10—15 м температура остается уже постоянной и соответствует средней годовой температуре для данной местности.

В СССР годовая изотерма 0° С идет от Кольского полуострова через Архангельск, истоки Печоры, Томск, оз. Байкал и далее на о. Сахалин.

Севернее этой изотермы находится зона, где средняя годовая температура ниже 0° С. Сюда относятся большая часть Сибири, район Печоры, часть Архангельской области. Почти одна треть Сибири (в северной ее части) имеет среднюю годовую температуру -10° С и ниже. Годовая изотерма +4° С проходит недалеко от Ленинграда и Москвы, далее через Татарию и Куйбышевскую область, Оренбург идет несколько севернее Аральского моря и оз. Балхаш.

Годовая изотерма +10° идет через Крым и Северный Кавказ к устью Волги и далее через Мангышлак к южной части Аральского моря.

При тех условиях, которые взяты для построения графика на рис. 8, этан может переходить в жидкое состояние при его концентрациях, лежащих в интервале от 50 до 100%, на глубинах от 300 до 1000 м. Глубже 1000—1100 м этан будет находиться в газообразном состоянии, поскольку температура здесь выше критической. На глубинах же менее 300 м (приблизительно) этан будет всегда газообразным, так как недостаточно имеющегося давления, чтобы перевести его в жидкое состояние. Пропан может конденсироваться, начиная с глубин около 50 м (при 100%-ном его содержании). На глубине 1000 м пропан будет конденсироваться, если его содержание достигает 10% и выше. При содержании менее 10% он не будет конденсироваться на глубине 1000 м и также на глубине 1500 м, поскольку рост давления паров вследствие повышения температуры примерно соответствует увеличению гидростатического давления.

Бутан и изобутан могут конденсироваться на еще меньших глубинах, чем пропан, т. е. менее 50 м. Бутан конденсируется

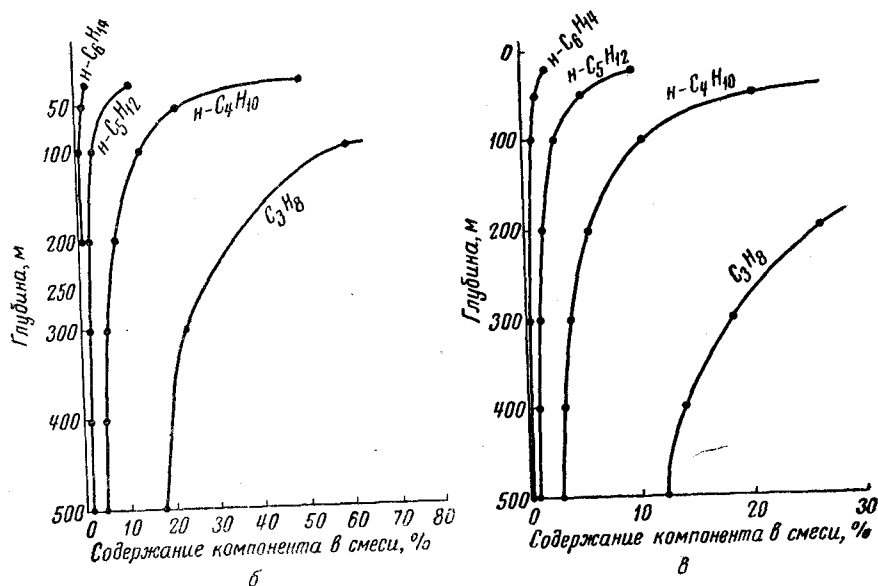
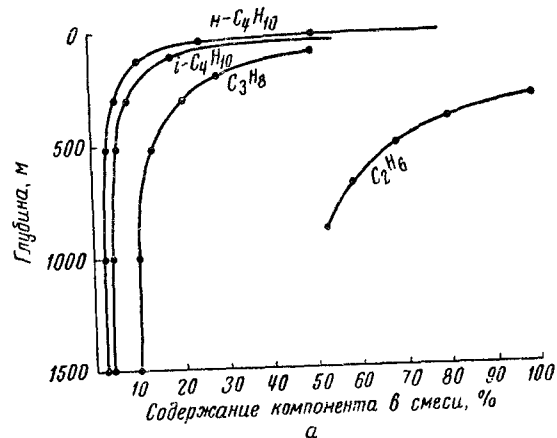


Рис. 8. Кривые начала конденсации предельных углеводородов C_2 — C_4 в зависимости от глубины залегания и содержания компонентов в смеси.
 а — температура: на поверхности $0^\circ C$, на глубине 1000 м $+30^\circ C$; б — температура: на поверхности $+5^\circ C$, на глубине 500 м $+20^\circ C$; в — температура: на поверхности $0^\circ C$, на глубине 500 м $+7,5^\circ C$.

на глубинах 1000—1500 м, если его концентрация в газе более 2,5%.

На рис. 8, б показаны кривые, характеризующие условия конденсации пропана, *n*-бутана, *n*-пентана и *n*-гексана на глубинах до 500 м и при условии, что на поверхности температура равна $+5^\circ C$, а на глубине 500 м $+20^\circ C$. Пропан при этих условиях должен иметь на глубине 500 м концентрацию более 17%, чтобы началась его конденсация, *n*-бутан более 4%, *n*-пентан около 1% и выше, *n*-гексан около 0,5% и выше. Как видно из рис. 8, б, *n*-бутан при концентрации около 20% будет конденсироваться на глубине 55—60 м, *n*-пентан на глубине 50 м при концентрации 6% и выше и *n*-гексан на глубине 50 м при концентрации 1,5% и выше.

Когда температура с углублением поднимается медленно, то конденсация происходит при еще меньших концентрациях углеводородов. На рис. 8, в показаны кривые конденсации для таких случаев, когда на поверхности (или на небольшой глубине 10—15 м) сохраняется температура $0^\circ C$, а при углублении температура возрастает на $15^\circ C$ на 1000 м. На глубине 180 м *n*-бутан в этих условиях переходит в жидкое состояние при концентрации около 10%, *n*-пентан около 2,5%, *n*-гексан около 0,6%.

Особо благоприятные условия для конденсации углеводородов создаются в северных районах Сибири, где температура менее $0^\circ C$ сохраняется до глубин 100—200 м, а иногда и более.

В табл. 10 приведены температуры, при которых давления паров углеводородов равны соответственно 1, 10, 40, 100, 400 и 760 мм рт. ст., а в табл. 11 — 1, 2, 5, 10, 20 и 40 ат. Эти таблицы дают возможность построить графики, аналогичные

Таблица 10

Давление паров углеводородов и соответствующая им температура (давления ниже 1 ат)

Углеводород	Давление, мм рт. ст.					
	1	10	40	100	400	760
Этан	-159,5	-142,9	-128,9	-119,3	-99,7	-88,6
Пропан	-128,9	-108,5	-92,4	-79,6	-55,6	-42,1
Изобутан	-109,2	-86,4	-68,4	-54,1	-27,1	-11,7
<i>n</i> -Бутан	-101,5	-77,8	-59,1	-44,2	-16,3	-0,5
2,2-диметилпропан (неопентан)	-102	-76,7	-56,1	-39,1	-7,1	+9,5
2-метилбутан (изопентан)	-82,9	-57,0	-36,5	-20,2	+10,5	+27,8
<i>n</i> -Пентан	-76,6	-50,1	-29,2	-12,6	+18,5	+36,1
Циклопентан	-68,0	-40,4	-18,6	-1,3	+31,0	+49,3
<i>n</i> -Гексан	-53,9	-25,0	-2,3	+15,8	+49,0	+60,3
Циклогексан	-45,3	-15,9	+6,7	+25,5	+60,8	+80,7
<i>n</i> -Гептан	-34,0	-2,1	+22,3	+41,8	+78,0	+98,4

приведенным на рис. 8, но для иных условий в отношении геотермического градиента и давлений на разных глубинах.

Таблица 11

Давление паров углеводородов и соответствующая им температура (давления выше 1 ат)

Углеводороды	Давление, ат					
	1	2	5	10	20	40
Этан	-88,6	-75,0	-52,8	-32,0	-6,4	+23,6
Пропан	-42,1	-25,6	+1,4	+26,9	+58,1	+94,8
Изобутан	-11,7	+7,5	+39,0	+66,8	+99,5	—
n-Бутан	-0,5	+18,8	+50,0	+79,5	+116,0	—
Неопентан	+9,5	+29,5	+61,1	+90,7	+127,6	—
Изопентан	+27,8	+48,8	+82,8	+114,5	+154,0	—
n-Пентан	+36,1	+58,0	+92,4	+124,7	+164,3	—
n-Гексан	+68,7	+93,0	+131,7	+166,6	+209,4	—
n-Гептан	+98,4	+124,8	+165,7	+202,8	+247,5	—

Приведенные графики к таблицы позволяют с некоторым приближением судить о состоянии (жидком или газообразном) тех углеводородов, которые определяются при газовом каротаже, где, на каких глубинах может образоваться конденсат углеводородов C_2 и выше и на каких глубинах этот конденсат, поднимаясь вместе с глинистым раствором, будет переходить в газообразное состояние. Изложенное выше имеет значение при изучении распределения углеводородов в толще горных пород и выработке методики интерпретации результатов газового каротажа.

Толщу горных пород с точки зрения состояния углеводородов $C_1 - C_6$ можно разделить на три зоны.

В верхней зоне горных пород, находящихся вблизи от земной поверхности на небольшой глубине от нее, углеводороды $C_1 - C_4$ будут находиться в газообразном состоянии. Температурные условия могут быть здесь благоприятны для конденсации бутана, но давление здесь недостаточное. Например, для чистого бутана при $+10^\circ C$ необходимо давление около 1,5 ат, чтобы произошла его конденсация. Однако бутан обычно присутствует в природном газе в относительно небольших концентрациях и, следовательно, соответственно должно быть большим и давление для его конденсации. Если содержание бутана 5%, то нужно для его конденсации 30 ат (без поправок).

Иначе говоря, при таких условиях до глубин около 300 м не приходится ожидать образования конденсата бутана.

Для пропана при $+10^\circ C$ нужно около 6 ат для его конденсации, а для этана — около 30 ат. Поскольку эти газы встречаются лишь как составная часть, содержание которой в свободных газах, как правило, невелико по сравнению с метаном, то

до глубин в несколько сот метров и для этих газов не приходится ожидать конденсации. При высоком содержании углеводородов $C_2 - C_4$ конденсация начнется на меньших глубинах. Углеводороды $C_5 - C_6$ конденсируются значительно легче и, следовательно, на еще меньших глубинах.

Ниже следует зона, где давление начинает оказывать все большее и большее влияние. Повышение температуры с углублением, особенно в платформенных областях, происходит не столь быстро по сравнению с давлением (в отношении влияния на состояние газа).

Повышение давления может уже здесь привести к конденсации бутана, затем изобутана и пропана. При температуре $30^\circ C$ необходимо для конденсации бутана около 3 ат, для изобутана около 4 ат, для пропана около 10 ат. Для этана требуется уже около 45 ат. При среднем геотермическом градиенте температуре около $30^\circ C$ будет соответствовать глубина около 1 км, где давление, если оно равно гидростатическому, будет составлять около 100 ат.

Таким образом, для конденсации этана нужно, чтобы его концентрация была около 50% и выше. Поскольку содержание этана в свободных газах обычно не достигает 50 и даже 40%, то конденсация этана в этой зоне происходить не будет, а еще глубже температура для этана станет выше критической и тем более не приходится здесь ожидать его перехода в жидкое состояние.

При указанных условиях пропан на глубине 1 км будет переходить в жидкое состояние, если его концентрация в свободном газе более 10%. Изобутан при этих условиях будет конденсироваться при содержании выше 4%, бутан — при содержании в газе выше 3%. Для нормального пентана конденсация в этих условиях возможна при его концентрации в газе около 1% и выше.

Следует отметить, что приведенные расчеты и графики дают лишь приближенные результаты. Эти результаты будут примерно соответствовать действительности, если тот или иной компонент находится в смеси с азотом или инертным газом или же в крайнем случае в смеси с метаном. Если же мы имеем дело со смесью углеводородов $C_1 - C_6$ и выше, то эти результаты будут неточными, поскольку растворение этих компонентов в конденсате сильно изменит соотношение их газовой фазы. Растворение будет приводить к обеднению газовой смеси тяжелыми углеводородами. Точные данные о состоянии такой газовой смеси могут быть получены путем более сложных расчетов, основанных на законах растворения и фазовых соотношений.

Говоря об ориентировочных расчетах и графиках на рис. 8, необходимо также заметить, что при ином геотермическом градиенте, так же как и при иных пластовых давлениях (не соответ-

ствующих гидростатическому), значения концентраций, при которых происходит конденсация компонентов, будут другими.

В платформенных областях геотермическая ступень составляет иногда 80—90 м и даже больше. Известны районы, где на глубине 1 км температура около 15°. В северных областях Союза на значительной территории средняя годовая температура ниже 0°. В этих районах встречается вечная мерзлота, мощность которой в некоторых случаях достигает 400 м. Площадь, где имеются подобные условия (годовая температура ниже 0° С), исчисляется миллионами квадратных километров. Аналогичное положение имеется и в северных районах Северной Америки. В этих северных районах создаются более благоприятные условия для конденсации углеводородных газов.

Следует учесть еще одно обстоятельство даже и в тех случаях, когда проводятся более точные расчеты. Говоря о конденсации углеводородов, необходимо иметь в виду, что все это происходит в горных породах, т. е. в пористой среде (во влажных глинистых или иных насыщенных водой породах мы имеем дело с сорбированным газом, о чем будет сказано ниже). Такая среда, несомненно, будет оказывать влияние на ход процесса конденсации. Вернее всего, эта пористая среда будет ускорять процесс конденсации и способствовать более раннему началу процесса благодаря явлениям капиллярной конденсации и сорбции на поверхностях частиц. В то же время присутствие воды (капиллярной, пленочной) в горных породах, по-видимому, будет снижать это влияние горных пород на конденсацию углеводородов. Отсутствие экспериментальных данных не позволяет точно оценить это влияние. Но, вероятно, оно способствует конденсации. Неслучайно установлено наличие такого влияния на явления обратного испарения.

По мере дальнейшего углубления мы переходим в следующую, третью зону, где все большее и большее значение приобретают явления обратного испарения. Конденсата по мере углубления будет становиться все меньше и меньше и, наконец, он полностью исчезнет. Газовая залежь будет состоять из тех же компонентов, о которых говорилось вначале, но только под большим давлением.

В однокомпонентной системе ее физическое состояние определяется давлением и температурой. При определенной температуре и давлении однокомпонентная жидкость полностью переходит в парообразное состояние. Если мы имеем двухфазную систему (жидкость и пар) однокомпонентного вещества, например какого-либо индивидуального углеводорода, то при температуре выше критической все вещество будет находиться в однофазном газовом состоянии.

Когда вещество состоит не из одного, а из двух или нескольких компонентов, то суждение о его физическом состоянии осложняется. Обычные представления о том, что при сжатии такой смеси газообразных компонентов произойдет их конденсация, оправдываются лишь в определенных границах температур и

давлений. Выше этих температур и давлений начинают играть роль явления обратного испарения. Смесь газообразных углеводородов $C_2 - C_4$ по мере увеличения давления (при температуре ниже критической) будет переходить частично в жидкое состояние. Будет выпадать конденсат, содержащий первоначально углеводороды C_4 , затем по мере увеличения давления будет выпадать также C_3 , количество конденсата будет увеличиваться, а затем при еще большем давлении количество конденсата начнет уменьшаться. Жидкий конденсат начнет как бы все больше и больше растворяться в газе. При определенном давлении жидкая фаза исчезнет и вся смесь углеводородов будет находиться в однофазном газообразном состоянии.

В связи с этим на больших глубинах в толще горных пород вследствие не только повышенной температуры, но и большого давления создаются условия для перехода жидких углеводородов в газообразное состояние.

В таких пластах вследствие большого давления, повышенной температуры и описанных явлений обратного испарения жидкие углеводороды находятся в газообразном состоянии. В газовой фазе могут находиться не только углеводороды $C_5 - C_8$, входящие в состав бензинов, но и более тяжелые компоненты, относящиеся к фракциям лигроина, керосина и масел [57].

Известно также, что при высоких давлениях газа подвергается обратному испарению и вода. В связи с этим содержание воды в природных газах, получающихся из скважин под большим давлением, имеет гораздо большую величину, чем это следовало бы ожидать, исходя из упругости паров воды.

Таким образом, состояние и поведение смеси углеводородов в условиях больших давлений и в присутствии неуглеводородных газов, а также воды приобретает очень сложный характер, тем более что на все эти явления обратного испарения оказывают влияние и сами горные породы. Исследования, проведенные в этой области [16], показали, что в присутствии некоторых горных пород критическое давление в системе нефть — газ снижалось. Примесь азота и воды повышала критическое давление. Таким образом, в самой верхней зоне все компоненты углеводородной смеси $C_1 - C_4$ находятся в газообразном состоянии.

Ниже, во второй зоне, на тех или иных глубинах в зависимости от условий выпадает конденсат, состоящий из более тяжелых углеводородов (C_2 и выше). Наконец, при еще большем углублении, в третьей зоне, та же смесь становится опять целиком газообразной вследствие явлений обратного испарения.

Границы этих зон зависят от конкретных условий — температур и давлений, а также от состава газовой смеси.

Присутствие в разрезе нефтяной залежи вносит изменение в описанное состояние и распределение газов.

Высокая растворимость углеводородных газов $C_3 - C_4$, а тем более паров более тяжелых углеводородов в нефти приводит

к тому, что эти компоненты концентрируются в нефти. Это происходит не только на средних глубинах, где давление становится уже значительным, но и на небольших глубинах, где давление может составлять, например, 20—30 ат. Таким образом, наличие нефтяного горизонта окажет большое влияние на состояние и распределение газов в той первой зоне, о которой шла речь выше и где из газовой смеси не выпадает конденсат. Наличие в этой зоне нефтяной залежи приводит к аккумуляции тяжелых углеводородов в нефти аналогично тому, как если бы произошла их конденсация. Благодаря нефти содержащий ее пласт (или часть пласта по разрезу) обогащен углеводородами $C_2 - C_4$ и выше в соответствии с законами растворимости и фазовыми состояниями входящих в смесь компонентов.

В наиболее глубоко расположенной третьей зоне наличие нефтяных залежей также вносит своеобразное изменение в состояние и распределение газов.

Первоначально в этой зоне на относительно меньших глубинах нефтяные залежи являются местом концентрирования тяжелых углеводородных газов и паров углеводородов C_5 и выше. На больших глубинах явления обратного растворения переводят в газовую фазу все летучие в имеющихся условиях углеводороды до масел включительно. Концентрация всех этих углеводородов в пористой породе определяется давлением.

Таким образом, намечаются некоторые закономерности состояния природного газа и нефти для разных глубин. Эти закономерности отнюдь не имеют характер точных характеристик состояния газа и нефти в любом пласте. Задача заключается в том, чтобы наметить путь, идя которым, можно было бы для какого-либо исследуемого района определить это состояние газа и нефти на разных глубинах, определить те зоны (по глубине), где можно ожидать выпадения конденсата, и зоны, где могут существовать указанные явления обратного испарения и где могут образоваться газоконденсатные залежи. Для более детального рассмотрения вопросов состояния и распределения газов следует учитывать явления растворения и сорбции газов.

При рассмотрении состояния нефти и газа в пласте следует учитывать, что не все поровое пространство занято нефтью и газом. Часть этого пространства занята связанной водой. Н. Р. Линдтропом и В. И. Николаевым было установлено, что в образцах песчаников (Шубаны, Грозный) имеется связанная вода, содержание которой составляет 10—18% при пористости пород 28—37%. По исследованиям Дисинтера в районе Лос-Анжелос (Калифорния) среднее содержание связанной воды составляет около 40% при пористости 29,7% [15].

В процессе эксплуатации скважины давали здесь тем не менее безводную нефть, поскольку вода прочно удерживалась в субкапиллярных порах пласта и на поверхностях частиц. Очень малое количество связанной воды наблюдалось на месторождении

Оклахома-Сити (США), что было объяснено гидрофобностью частиц породы коллектора.

Чем меньше проницаемость пористой среды и, следовательно, чем меньше ширина поровых каналов и чем больше этих каналов, тем обычно бывает и выше содержание связанной воды.

Под коэффициентом нефтенасыщения или газонасыщения β понимают отношение объема нефти или газа, содержащихся в порах пласта, V_n к объему всех пор пласта V_{II}

$$\beta = \frac{V_n}{V_{II}}$$

Коэффициент водонасыщенности — это отношение объема связанной воды к объему порового пространства γ . Отсюда следует, что

$$\beta = 1 - \gamma.$$

В большинстве случаев коэффициент нефтегазонасыщенности лежит в пределах 0,6—0,8.

Гидраты углеводородов

Говоря о состоянии газов в горных породах и о влиянии этого состояния на показания газового каротажа, следует также обратить внимание на возможность образования при определенных температурах и давлениях гидратов углеводородов, представляющих собой твердые вещества.

Установлено, что гидраты образуют метан, этан, пропан, изобутан и бутан. Углеводороды C_5 и выше гидратов не образуют.

Гидрат какого-либо углеводорода $C_1 - C_4$ по составу представляет собой молекулу углеводорода, к которой присоединено несколько молекул воды. Гидраты могут существовать только при избытке влаги в газе, т. е. когда парциальное давление водяных паров в газе больше упругости паров гидрата как твердого раствора.

На рис. 9 дана диаграмма, показывающая условия образования гидратов. Существуют критические температуры образования гидратов углеводородов. Так для бутана и изобутана эти критические температуры близки к $+1^\circ C$, для пропана около $+5,5^\circ C$, для этана около $+15^\circ C$ и для метана около $+22^\circ C$ [66].

Выше этих температур гидраты не образуются. При температурах, более низких, чем критические, гидраты образуются в зависимости от давления. Например, при $+10^\circ C$ для образования гидрата метана требуется давление около 70 ат, а при $+1^\circ C$ — около 30 ат.

Для образования гидрата этана при +1° С требуется давление около 5 ат. Для гидрата пропана при этой же температуре требуется около 2 ат и т. д.

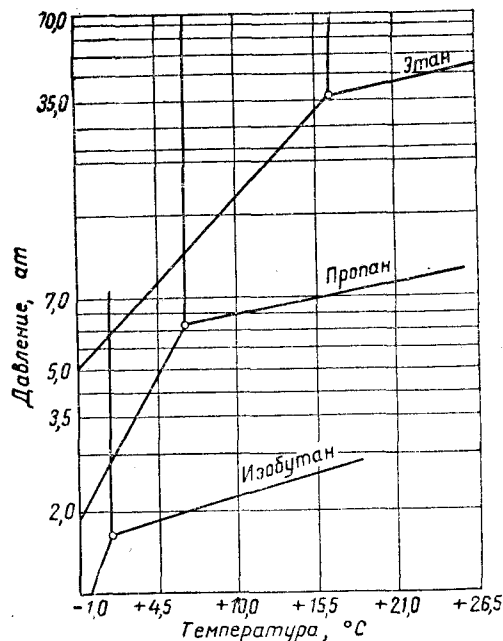


Рис. 9. Условия образования гидратов этана, пропана и изобутана (диаграмма $P-t$).

породы). Это повышение концентраций углеводородов ($C_1 - C_4$) будет сказываться главным образом на небольших глубинах, поскольку там, где температура для гидратов выше критической, они уже образоваться не смогут. Кроме того, на больших глубинах вследствие большого давления газа его концентрация в горной породе будет достаточно велика.

РАСТВОРЕНИЕ И СОРБЦИЯ ГАЗОВ

Растворение газов в условиях невысоких давлений и температур

В первом приближении растворение газов подчиняется закону Генри, согласно которому при постоянной атмосфере количество растворенного индивидуального газа в данной жидкости прямо пропорционально давлению этого газа над жидкостью и соответствующему коэффициенту растворимости данного газа:

$$Q = K \alpha P,$$

где Q — количество растворенного газа при равновесном состоянии; α — коэффициент растворимости; P — давление газа; K — коэффициент пропорциональности, зависящий от выбора системы единиц.

Это уравнение, характеризующее прямолинейную зависимость между количеством растворенного газа и давлением, сравнительно точно соблюдается при малых давлениях. По мере увеличения давления эта пропорциональность нарушается.

С повышением температуры растворимость газов обычно уменьшается. Однако для водорода растворимость в воде при высоких давлениях с повышением температуры увеличивается. При малых давлениях растворимость водорода в интервале 40—100° С остается почти постоянной.

Коэффициент растворимости газа α представляет собой отношение количества растворившегося газа к количеству растворителя. Для газов чаще всего пользуются объемными соотношениями, т. е. α представляет собой объемы растворившегося газа (приведенные к нормальным условиям) в единице объема растворителя. Коэффициенты растворимости различных природных газов в воде значительно различаются между собой, как это видно из табл. 12, где, кроме компонентов, обычно встречающихся в природных газах, приведены для сравнения и коэффициенты растворимости некоторых других газов.

Таблица 12

Коэффициенты растворимости газов в воде при давлении $P = 1$ ат и различных температурах

Газ	Температура, °С				
	0	20	40	60	80
N_2	0,0235	0,0154	0,0118	0,0102	0,0096
O_2	0,0489	0,0310	0,0231	0,0195	0,0176
CO_2	1,7130	0,8780	0,5300	0,3590	—
H_2	0,0215	0,0182	0,0164	0,0160	0,0160
H_2S	2,6700	2,5800	1,6600	1,1900	0,9200
CH_4	0,0556	0,0331	0,0237	0,0195	0,0177
C_2H_6	0,0987	0,0472	0,0292	0,0218	0,0183
C_3H_8	—	0,0360	—	—	—
$n-C_4H_{10}$	0,0315	0,0206	—	—	—
C_2H_4	0,2260	0,1220	—	—	—
CO	0,0354	0,0232	0,0177	0,0149	0,0143
N_2O	1,3050	0,670	—	—	—
SO_2	79,790	39,370	18,760	—	—
CO_2	1,3300	0,5610	—	—	—
NH_3	1299	711	—	—	—
He	0,0099	0,00927	0,00885	—	—
Ar	0,0509	0,03510	0,0241	—	—

Для углеводородных газов коэффициенты их растворимости в воде невелики. Такие газы, как азот, водород, гелий и углеводороды $C_1 - C_4$, относятся к наименее растворимым. В то же время углекислый газ и сероводород обладают большой по сравнению с углеводородами растворимостью в воде. В связи с этим в подземных водах состав растворенного газа может сильно отличаться от состава свободного газа, соприкасающегося с водой.

Поскольку при растворении смеси газов в воде (или ином растворителе) каждый компонент смеси растворяется пропорционально его парциальному давлению в смеси и коэффициенту растворимости, то имеется возможность вычислить состав растворенного газа, находящегося в равновесии со свободным газом. В табл. 13 в качестве примера показано, сколь сильно при различном составе свободного газа может отличаться от него по составу растворенный в воде газ.

Таблица 13

Состав свободного и растворенного в воде газов
(температура $20^\circ C$ и общее давление свободного газа 1 ат)

Компоненты смеси	Состав газа, %					
	I		II		III	
	свободный газ	растворенный газ	свободный газ	растворенный газ	свободный газ	растворенный газ
Углекислый газ	1	22,0	6	63,6	—	—
Азот	9	3,4	1	0,2	20	3,6
Метан	90	74,6	94	36,2	88	34,7
Сероводород	—	—	—	—	2	61,7

В табл. 13 приведены три примера. В примерах I и II газовая смесь состоит из углекислого газа, азота и метана. В примере III в газе присутствуют азот, метан и сероводород. Как видно из табл. 13, состав свободного и растворенного в воде газов резко различен. Причиной этому является присутствие в газе хорошо растворимых компонентов — углекислого газа или сероводорода.

Даже при наличии в свободном газе 1% CO_2 в растворенном газе (в условии равновесия) содержится уже около 22% CO_2 и соответственно снижается доля других компонентов. В свободном газе содержится 90% CH_4 и 6% CO_2 , в растворе — до 74,6% CH_4 (значения даны приблизительно), где углекислый газ является уже главным компонентом газовой смеси (более 60%).

Особенно резкие изменения в составе свободного и растворенного газов связаны с присутствием сероводорода как газа, обладающего большой растворимостью. В свободном газе содержится 2% H_2S , в растворенном газе уже более 60%. Таким образом, в присутствии хорошо растворенных газов (CO_2 и H_2S) составы

свободного и растворенного газов будут резко различны. Это обстоятельство следует учитывать не только в отношении истинного состава газов в пластовых условиях, но и при различных операциях дегазаций жидкостей, при анализе и изучении выделенного из жидкости газа.

Рассматривая возможность растворимости природных газов в подземных пластовых водах, следует учитывать соленость этих вод. Наличие в воде растворенных солей $NaCl$, Na_2SO_4 , Na_2CO_3 , $CaCl_2$ и др. снижает растворимость газов. Так, например, растворимость кислорода, азота и углеводородов в 20%-ном растворе

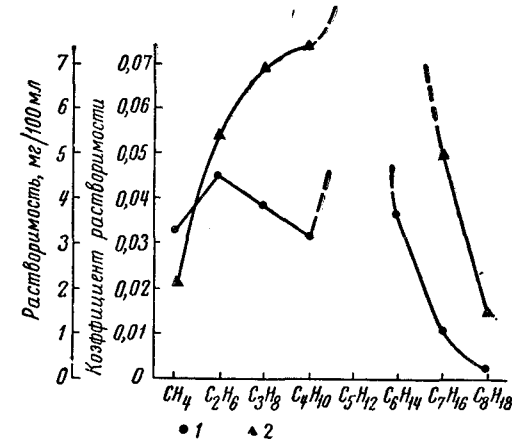


Рис. 10. Растворимость углеводородов в воде.
1 — объемный коэффициент растворимости в воде при $18^\circ C$; 2 — растворимость в мг/100 мл воды.

Na_2SO_4 примерно в 3 раза ниже, чем в чистой дистиллированной воде. Значительное снижение растворимости происходит и в концентрированных растворах $NaCl$. Хотя общее количество растворенного газа в этих солевых растворах и меньше, чем в чистой воде, но соотношение компонентов газа в растворе и в свободном газе имеет тот же характер, как это указано в табл. 13.

Выше были рассмотрены вопросы о растворимости газов и, в частности, углеводородов $C_1 - C_4$ в воде при нормальном или во всяком случае невысоком давлении. При газовом каротаже необходимо учитывать также и растворимость в воде более тяжелых углеводородов (C_5 и выше), являющихся при нормальных условиях жидкостями.

На рис. 10 приведены растворимости в воде жидких нормальных предельных углеводородов от C_5 до C_8 . Величины растворимостей даны в миллиграммах на 100 мл воды при нормальном давлении и температуре $20^\circ C$. В этих же величинах (мг/100 мл) для сравнения приведены и растворимости предельных углеводородов $C_1 - C_4$.

Как видно из рис. 10, растворимость углеводородов по мере увеличения их молекулярного веса первоначально постепенно растет, затем следует резкое возрастание для C_5 и C_6 , после чего происходит резкое снижение растворимости. Для октана растворимость в весовых единицах уже меньше, чем для метана (при нормальном давлении). Для углеводородов, более тяжелых, чем C_8 , точных данных найти не удалось, но, по-видимому, их растворимость еще меньше, чем у октана.

Растворение в воде углеводородных газов в пластовых условиях

В природных условиях (в толще горных пород) наблюдаются высокие давления и относительно повышенные температуры.

При рассмотрении растворимостей углеводородных и других газов, а также жидких углеводородов в пластовых условиях мы

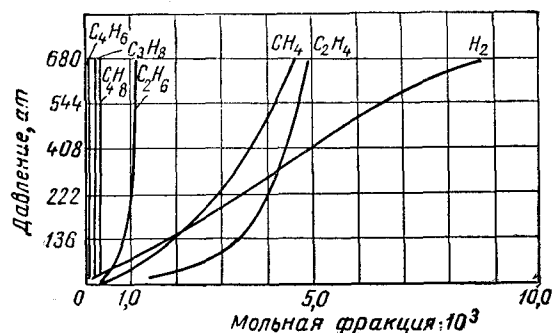


Рис. 11. Растворимость углеводородных газов в воде при температуре $+38^\circ\text{C}$.

должны иметь в виду давления до нескольких сот атмосфер и температуры до $+100-150^\circ\text{C}$. Эти величины могут быть еще выше для сверхглубоких скважин (5—7 км).

На рис. 11—12 приведены значения растворимостей углеводородов C_2-C_4 в воде в мольных долях при различных давлениях до 600—700 ат и при температуре 38°C (рис. 11) и 138°C (рис. 12). Кроме углеводородов предельного ряда приводятся также значения растворимости для этилена, а из неуглеводородных газов — для водорода [67].

Как видно из рис. 11—12, растворимость легких углеводородов: метана, этана, этилена, а также водорода с повышением давления увеличивается. Однако для углеводородов здесь не наблюдается прямолинейной зависимости по закону Генри между количеством растворенного газа и давлением. По мере увеличения давления прирост количества растворенного газа становится

все меньше и меньше и кривая все более круто поднимается. Для этана этот крутой подъем кривой более резко выражен, чем для метана. Для пропана идущая вверх ветвь кривой становится почти прямой линией. Для бутана эта ветвь кривой становится почти вертикальной линией (при $+38^\circ\text{C}$). Иначе говоря, увеличение давления (при больших значениях P) уже почти не оказывает заметного влияния на растворимость бутана в воде. Это вполне понятно, поскольку бутан (критическая температура $+153^\circ\text{C}$) в условиях, которые имеются на рис. 11—12, превращается в жидкость при давлениях 3,6 ат (для $+38^\circ$) и около 30 ат (при $+138^\circ\text{C}$).

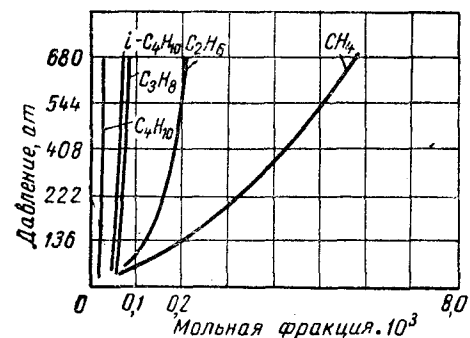


Рис. 12. Растворимость углеводородных газов в воде при температуре $+138^\circ\text{C}$.

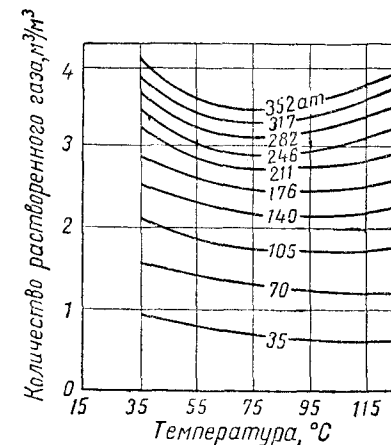


Рис. 13. Зависимость растворимости природного газа в воде от температуры при различных давлениях.

Промежуточное положение между этаном и бутаном занимает пропан. При высоких давлениях, начиная со 100 ат или несколько ниже, его растворимость по мере повышения давления (при $+38^\circ\text{C}$) остается почти постоянной и лишь медленно увеличивается при температуре $+138^\circ\text{C}$.

Сравнивая также растворимости углеводородных газов при $+38$ и $+138^\circ\text{C}$, мы видим, что с повышением температуры растворимость растет. Например, для метана при высоких давлениях растворимость возрастет примерно на 20—25%, а для этана почти в 2 раза. В еще большей степени возрастет растворимость пропана и бутана.

Для водорода в широком интервале давлений сохраняется почти прямолинейная зависимость между количеством растворенного газа и давлением.

На рис. 13 показана общая зависимость растворимости природного газа в воде от температуры и давления. При невысоких давлениях с повышением температуры количество газа, выраженное в кубических метрах, растворенное в 1 м³ воды, снижается.

При давлениях более 200 ат количество растворенного газа с повышением температуры примерно до +75°С снижается, а затем растет. При еще более высоких давлениях этот рост очень значителен. При высоких давлениях (500—600 ат) содержание природного газа (главным образом метана) в воде может достигать 5—6 м³ (приведенного к нормальным условиям) на 1 м³ воды.

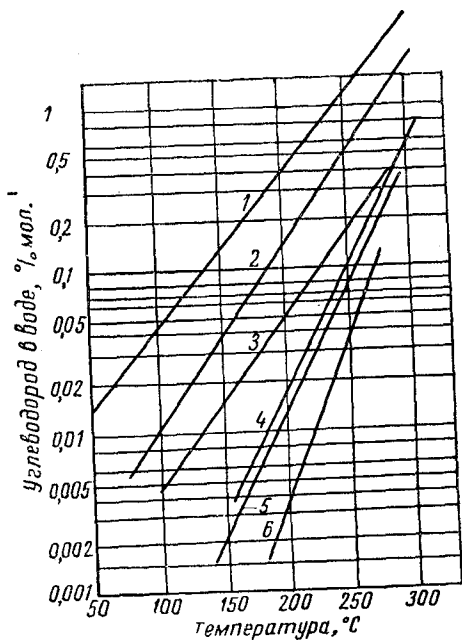


Рис. 14. Растворимость жидких углеводородов в воде.

1 — бензол; 2 — толуол; 3 — ксилол; фракции нефти для следующих молекулярных весов: 4 — для 120; 5 — для 135; 6 — для 165.

ные присутствуют в нефтях, при повышении температуры от 50 до 150°С растворимость увеличивается примерно в 10 раз. Еще более резко возрастает растворимость некоторых фракций нефти (средний молекулярный вес 120—165). Это относится к тому небольшому числу образцов, которые были исследованы.

Для других фракций и для других нефтей положение может быть иным. Известно, что высокомолекулярные соединения, имеющиеся в нефтях, в воде растворяются очень плохо.

Тем не менее для легких фракций различных нефтей приближенные значения растворимости в воде и роста этой растворимости с повышением температуры будут сохраняться.

Приведенные выше данные о растворимости углеводородных газов относятся к чистой дистиллированной воде. Примесь в воде солей снижает растворимость газов. Следует также учесть, что

Исследования Егера (рис. 14) показали, что растворимость взятых образцов нефтяных фракций находится в некоторой зависимости от молекулярного веса. При одной и той же температуре более тяжелая фракция растворялась в меньшей степени. Растворимость ароматических углеводородов значительно выше, чем растворимость исследованных фракций нефти. С повышением температуры она увеличивается.

На рис. 14 даны растворимости нефтяных фракций и жидких ароматических углеводородов в воде. Рост растворимости с повышением температуры очень значителен. Например, для таких ароматических углеводородов, как бензин и толуол, кото-

в природных условиях в пластовых водах нефтеносных горизонтов, а также и в водах не нефтеносных горизонтов могут быть различные примеси, которые окажут влияние на содержание растворенных в воде газов.

Особенно это относится к водам нефтеносных горизонтов. В воде в этих случаях присутствуют не только следы нефти в виде эмульсии, но и растворенные углеводородные и иные компоненты нефти (кислоты, различные кислородные и сернистые производные углеводородов). Углеводородные газы, соприкасаясь в пластовых условиях с такой водой, будут растворяться в ней, а кроме того, будут растворяться и сорбироваться с присутствующими в воде нефтью и иными веществами, находящимися во взвешенном состоянии. Особенно сильно это скажется на растворимости более тяжелых углеводородных газов и паров: пропана, бутана и т. д.

Растворение газов в глинистом растворе

При газовом каротаже по глинистому раствору мы имеем дело с газом, находящимся в растворенном и сорбированном состояниях, а также могущим присутствовать в свободном состоянии в виде мелких пузырьков.

В связи с этим изучение растворимости различных, главным образом углеводородных, газов в глинистом растворе имеет большое значение. Тем более, что некоторые исследователи высказывали предположения о значительной сорбции глинистым раствором тяжелых газообразных и жидких углеводородов.

Опыты, проведенные А. М. Левитом, позволили внести ясность в этот вопрос. Были изучены растворимости метана, этана, пропана и бутана в глинистых растворах различного удельного веса. Для сравнения приводились и аналогичные определения растворимости названных газов в дистиллированной воде. После дегазации глинистого раствора и воды через них пропускался тот или иной углеводородный газ до насыщения при атмосферном давлении.

Глинистые растворы готовились из глины Кудиновских карьеров Московской области: удельный вес глины 2,63; органических веществ содержится 0,1%; люминесцирующих битумов — незначительно (1—2 балла). В 1 л глинистого раствора заключается 0,1 г растворимых солей.

После насыщения газами производили полную дегазацию образцов глинистого раствора и воды путем кипячения их при 75°С в термовакuumном дегазаторе.

В табл. 14 показаны результаты проведенных опытов.

Как видно из табл. 14, растворимость исследованных углеводородных газов в глинистом растворе меньше, чем в воде. При рассмотрении соотношений величин растворимостей в глинистом растворе и в воде и из содержания воды в глинистом растворе создается впечатление, что газы растворяются в воде, содержа-

Таблица 14

Растворимость углеводородных газов в воде и глинистом растворе
(температура насыщения 19° С, удельный вес глинистого раствора 1,27)

Газ	Количество газа, растворяющегося в 1 л воды, a_1 , мл	Количество газа, растворяющегося в 1 л глинистого раствора, a_2 , мл	$\frac{a_2}{a_1}$		Содержание воды в единице объема глинистого раствора
Метан	32,8	27,6	0,84		0,83
Этан	49,2	40,3	0,82		0,83
Пропан	40,6	33,7	0,83		0,83
Бутан	42,0	34,0	0,81		0,83

щейся в глинистом растворе, а вещество самой глины существенного влияния на растворимость не оказывает. Были проведены опыты, которые показали, что в сухом остатке глинистого раствора бутан не содержится.

Данные, аналогичные представленным в табл. 14, были получены и с глинистыми растворами, имевшими другой удельный вес (от 1,12 до 1,27).

Результаты этих опытов становятся понятными, если учесть, что глинистые минералы, являясь гидрофильными, имеют большое сродство с полярными группами и хорошо адсорбируют воду. Глина адсорбирует воду гораздо сильнее, чем углеводородные газы $C_1 - C_4$. Поэтому в присутствии воды углеводородные газы $C_1 - C_4$ не могут вытеснить воду с поверхностей частиц глины, покрытых пленками адсорбированной, прочно связанной воды. Эти пленки покрыты еще слоями слабо связанной воды. Для того чтобы какое-либо вещество было адсорбировано глиной, оно должно вытеснить воду, т. е. это вещество должно адсорбироваться сильнее, чем вода. Так как легкие предельные углеводороды такими свойствами не обладают, то они и не в состоянии в сколько-нибудь заметной степени повлиять на адсорбцию глиной воды и занять хотя бы частично место воды на поверхностях глинистых минералов.

Некоторые соединения, входящие в состав нефти (главным образом смолистые вещества), по-видимому, обладают способностью частично вытеснить адсорбированную воду из глины. Поэтому глинистый раствор, который уже был в контакте с нефтью в результате применения нефтяных ванн или выбросов нефти, может обладать уже иными сорбционными свойствами. Небольшие количества нефти, попавшие в глинистый раствор при бурении, окажут влияние на растворимость углеводородных газов. Растворимость таких компонентов, как пропан, бутан, изобутан, может оказаться в связи с этим значительно повышенной. В наименьшей степени эта примесь нефти в глинистом растворе может

повлиять на растворимость метана. В дальнейшем изложении (главы VI и VII) нам еще придется вернуться к этому вопросу при рассмотрении результатов газокаротажных работ.

Растворение углеводородных газов в нефти

Растворимость углеводородных газов в нефти гораздо выше, чем в воде. Если говорить о растворимости метана, то в нефти она примерно в 10 раз выше, чем в воде. При нормальном давлении коэффициент растворимости метана в некоторых нефтях составляет около 0,3.

Растворимость углеводородных газов в нефти характеризуется резкой разницей в величинах этой растворимости для различных углеводородов. Для воды объемные коэффициенты растворимости различных предельных углеводородных газов близки друг к другу. Для нефти же по мере повышения молекулярного веса углеводорода ($C_1 - C_4$) растворимости резко увеличиваются. Для этана коэффициент растворимости при небольших давлениях составляет для разных нефтей 1—1,5, т. е. в несколько раз больше, чем для метана. При повышении давления коэффициент растворимости этана увеличивается и при 100 ат приближается к 3.

Еще выше растворимость пропана в нефти. При давлении 5 ат коэффициент растворимости пропана составляет 25—30, иначе говоря, в 1 м³ нефти при этих условиях может содержаться 25—30 м³ пропана (приведенного к нормальным условиям).

Что же касается бутана и более тяжелых углеводородов, то они смешиваются с нефтью в любой пропорции.

В нефти довольно хорошо растворяются сероводород и углекислый газ. Растворимость этих газов в нефти несколько выше, чем в воде. Следует учесть, что свежие пластовые нефти после растворения в них углеводородного газа обнаруживают способность удерживать в себе часть газа после снижения давления до атмосферного. В связи с этим кривые выделения газа из нефти имеют несколько иной характер, чем кривые растворения.

Водород и азот растворяются в нефти плохо. Таким образом, только углеводородные газы и жидкости особенно хорошо растворяются в нефти как следствие их химического сродства. Другие же компоненты природных газов растворяются в нефти примерно так же, как в воде.

Для многокомпонентной смеси углеводородов, хорошо растворяющихся один в другом, соотношение компонентов в газопаровой и жидкой фазах становится более сложным и обычная простая зависимость, вытекающая из закона Генри и парциальных давлений, здесь уже нарушается. Это относится к растворению углеводородных газов в нефти, а также в конденсате, о чем уже упоминалось выше. Для более точного расчета этих соотношений в газопаровой и жидкой фазах необходимо знать составы всей

смеси или отдельно газовой и жидкой фаз и пользоваться разработанными для таких случаев законами и методами.

В соответствии с законами Рауля и Дальтона произведение общего давления (P) на мольную фракцию компонента в паровой фазе (y) равно произведению упругости (A) этого компонента в чистом виде при данной температуре на мольную его фракцию (x) в жидкости, находящейся в равновесии с паром, т. е.

$$Py = Ax$$

или

$$\frac{A}{P} = \frac{y}{x} = K,$$

где K — константа равновесия.

Для каждого компонента константы равновесия зависят от температуры и давления.

При рассмотрении свойств реальных газов в условиях высоких давлений в сложных смесях используется обычно понятие «фугативности» или «летучести» газов.

Фугативностью данного газа называется такая функция концентраций каждого компонента, а также температуры и давления, которая совершенно так же связывается с различными термодинамическими свойствами данного газа, как с этими свойствами в идеальных газах связывается давление газа.

В уравнениях для реальных газов фугативность заменяет давление и имеет одинаковую с ним размерность, т. е. единицей фугативности является атмосфера. Для идеальных газов фугативность в точности равна давлению. Между фугативностью жидкости и находящегося с ней в равновесии газа имеется соотношение

$$f_{гy} = f_{жx},$$

где $f_{г}$ — фугативность чистого компонента в газе при данной температуре и общем давлении смеси; $f_{ж}$ — фугативность чистого жидкого компонента при данной температуре и давлении его паров при этой температуре; x и y — мольные концентрации компонента в жидкости и паре.

Константа равновесия может быть выражена через $f_{г}$ и $f_{ж}$:

$$\frac{y}{x} = \frac{f_{ж}}{f_{г}} = K.$$

Это уравнение аналогично приведенному выше уравнению, вытекающему из закона Рауля.

При использовании уравнения, вытекающего из закона Рауля, возможные ошибки расчетов при низких давлениях (1–5 ат) невелики. При высоких давлениях это уравнение не применимо.

По закону Рауля зависимость упругости паров смеси от концентрации компонентов имеет прямолинейный характер. В действительности, как показал В. П. Коновалов, кривая упругости паров может быть или выпуклой или вогнутой. В первом случае мы имеем положительные, а во втором отрицательные отклонения.

Положительные отклонения свидетельствуют о повышенной летучести компонентов, а отрицательные о пониженной. При углеводородных смесях наблюдаются обычно положительные отклонения. При низких давлениях эти отклонения невелики, а при высоких могут быть очень значительными.

Как уже указывалось выше, упругость паров зависит не только от температуры, но и от величины самого давления. Поскольку общее давление смеси равно сумме парциальных давлений компонентов, то для бинарной смеси

$$P = P_1'x_1 + P_2'(1 - x_1),$$

где x_1 — концентрация одного из компонентов в жидкой фазе, а $(1 - x_1)$ — концентрация другого компонента.

В газопаровой фазе распределение компонентов может быть определено путем подстановки в уравнение значения x из равенства

$$\frac{P_i'}{P} = \frac{y_i}{x_i} = K_i = \text{const},$$

где P — общее давление смеси; P_i' — парциальное давление для компонента i в жидкой фазе; y_i и x_i — концентрации этого компонента в газопаровой и жидкой фазах.

Для одного из компонентов бинарной смеси получаем

$$P = \frac{P_1'y_1}{K_1} + P_2'\left(1 - \frac{y_1}{K_1}\right).$$

Из этого уравнения находим концентрацию в газопаровой фазе компонента y_1 . Концентрация другого компонента $y_2 = 1 - y_1$. Более сложно выражается распределение компонентов в газопаровой и жидкой фазах для многокомпонентных смесей [1, 45]. В этих случаях пользуются уравнениями

$$x_i = \frac{a_i}{K_i + (1 - K_i)L},$$

$$y_i = \frac{a_i K_i}{1 + (K_i - 1)V},$$

$$\sum x_i = 1, \quad \sum y_i = 1,$$

где x_i — концентрация отдельных компонентов в жидкой фазе; y_i — концентрация отдельных компонентов в газопаровой фазе; a_i — концентрация отдельных компонентов в смеси; L — коли-

чество жидкой фазы в долях 1 моля; V — количество паровой фазы в долях 1 моля; K_i — константы равновесия компонентов при данных P и T .

Составляют ряд уравнений по числу компонентов и путем подбора находят такое значение L или V , при котором сумма

$$\sum x_i = 1 \text{ или } \sum y_i = 1.$$

Количество компонента в жидкой и газопаровой фазах находят в первом случае путем умножения полученного значения L на мольную концентрацию компонента в жидкой фазе x_i , во втором случае путем умножения V на мольную концентрацию в газопаровой фазе y_i .

Поведение различных возможных бинарных смесей двух углеводородов в зависимости от температуры и давления может быть показано на примерах метан — пропан и этан — гептан. На рис. 15 и 16 показаны фазовые состояния этих систем [66]. Для различных соотношений указанных компонентов изображены семейства кривых, которые очерчиваются линиями, проведенными по критическим точкам.

Критическое давление для смеси имеет большую величину, чем критическое давление для каждого из компонентов. На рис. 17 показаны эти значения для бинарных смесей метана с более тяжелыми углеводородами. Чем больше разница между температурами кипения двух веществ, тем больше разница и между критическим давлением для смеси и входящих в нее компонентов. Так, например, смеси метана и декана могут существовать в виде двух фаз при давлениях до 340 ат, а смеси метана и фракции с молекулярным весом 247 могут существовать при давлениях, больших 680 ат.

Для тройных смесей приходится делать более сложные построения.

Сорбция газов горными породами

Благодаря молекулярным силам притяжения между поверхностью твердого тела и молекулами газов или жидкостей происходит физическая абсорбция, в результате которой некоторое количество газа (или пара) удерживается поверхностью твердого тела. Здесь подразумевается не только видимая наружная поверхность тела, но и поверхность тех пор и каналов, которые имеются внутри твердого тела. Чем больше таких пор, тем больше и эта «внутренняя» поверхность тела.

Говоря об адсорбции газа, обычно подразумевают притяжение и удержание молекул газа всей поверхностью тела. Под абсорбцией обычно понимают подобное же удержание газа в самой массе тела. Типичным примером абсорбции является растворение газа в жидкости. Однако можно говорить и об абсорбции газа твер-

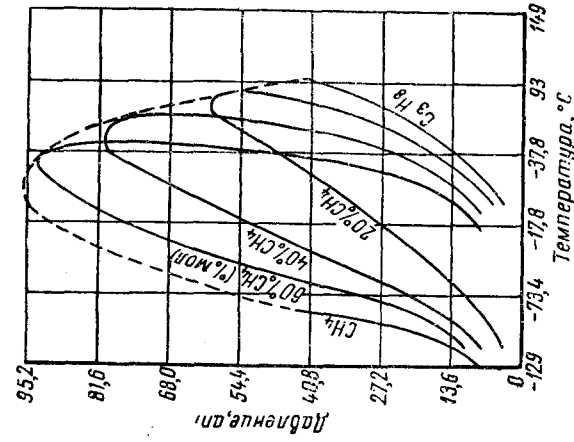


Рис. 15. Фазовое состояние систем метан — пропан.

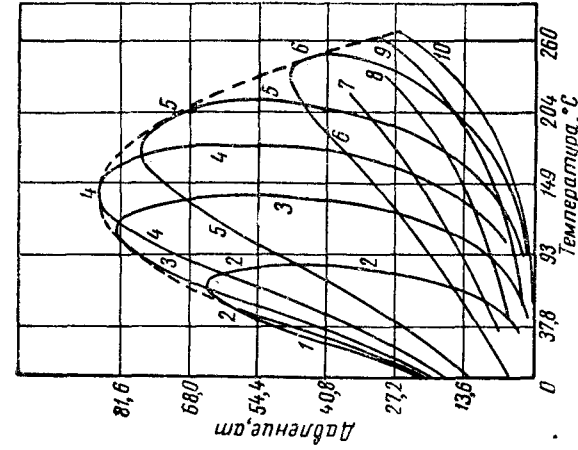


Рис. 16. Фазовое состояние систем этан — гептан.

Состав этана в % вес.: 1 — 100,00; 2 — 80,22; 3 — 70,22; 4 — 50,25; 5 — 29,91; 6 — 9,78; 7 — 6,14; 8 — 3,27; 9 — 1,25; 10 — гептан.

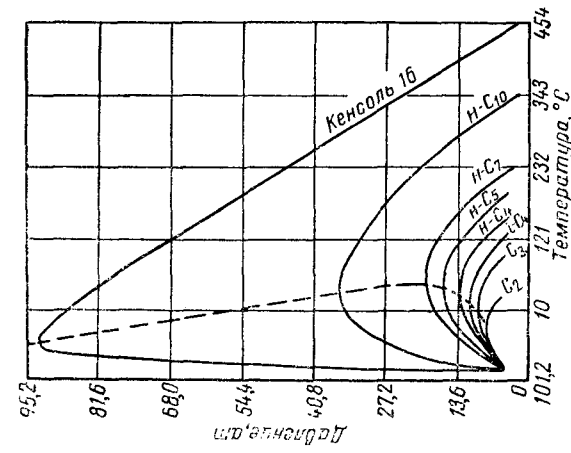


Рис. 17. Критическое давление для бинарных метановых смесей.

дым телом, когда этот газ в результате диффузии проникает внутрь твердого тела — в его кристаллическую решетку. Диффузия газа в кристаллическую решетку — процесс очень медленный. Однако, когда мы имеем дело с горными породами, находящимися в контакте с газом в течение геологических периодов времени, становится вполне реальной такая абсорбция газа во всей массе горной породы.

Следует отметить, что очень часто можно наблюдать процессы, при которых происходит адсорбция и абсорбция, и трудно бывает оценить степень участия каждого из этих явлений. Поэтому и употребляют более общий термин — сорбция.

Говоря о сорбции газов и паров горными породами, следует упомянуть и о таком явлении, как капиллярная конденсация. Давление пара зависит от кривизны поверхности жидкости. Давление паров у вогнутой поверхности жидкости меньше, чем у плоской. В связи с этим в мелких порах при определенном их размере адсорбированный пар переходит в жидкое состояние. Если жидкость смачивает данную поверхность, то образование вогнутых менисков снижает давление пара, а если это давление близко к насыщению, то и происходит капиллярная конденсация жидкости в порах. В горных породах в первую очередь это относится к парам воды. Во многих случаях поры горных пород, как крупные, так и мелкие, бывают нацело заполнены водой. Встречаются также горные породы, где степень насыщенности водой незначительна. Крупные поры здесь заняты газом. Присутствующие водяные пары близки к насыщению, вследствие чего в очень мелких порах благодаря указанному явлению конденсируется вода. Для того чтобы произошла конденсация воды, диаметр пор должен быть не более 10^{-5} см.

В порах, имеющих размер 10^{-5} см и более, капиллярной конденсации уже не будет происходить.

Аналогичная картина наблюдается и для углеводородных паров. Если давление углеводородного пара близко к насыщению, то будет происходить капиллярная конденсация углеводородной жидкости. Необходимо, однако, чтобы углеводородная жидкость смачивала поверхность породы. В этом случае наличие тонких капилляров облегчает конденсацию жидких углеводородов. Если же смачиваемости нет (мениски выпуклые), то наличие тонких капилляров не будет способствовать конденсации, так как давление пара над выпуклой поверхностью жидкости больше, чем над плоской.

Вопрос о смачиваемости горных пород водой или углеводородными жидкостями (нефтью, конденсатом) имеет большое значение как в связи с миграцией нефти и воды, так и в связи с упомянутыми явлениями капиллярной конденсации.

Твердые тела могут быть подразделены на гидрофильные и гидрофобные в зависимости от того, смачиваются они водой или не смачиваются. В первом случае мениски в капиллярах будут

вогнутыми, во втором — выпуклыми. Большинство осадочных пород являются гидрофильными; к ним относятся пески, силикаты и карбонаты. Однако иногда и поверхность частиц песка бывает гидрофобной. Это зависит от примеси некоторых минералов, а также от гидрофобизации поверхностей различных минералов (кварц, кальцит, полевой шпат и др.) под влиянием нефти. Гидрофобными являются угли, а также различные органические вещества, содержащиеся в осадочных породах, именно: воски, парафины, битумы и др. Нефть и конденсат углеводородов C_2-C_5 смачивают эти вещества. Поэтому присутствие органических веществ способствует капиллярной конденсации углеводородных жидкостей.

Сорбция газа горной породой представляет собой довольно сложное явление, поскольку в зависимости от влажности породы происходит отчасти как адсорбция газа самой породой, так отчасти и растворение газа в воде. Осадочная горная порода состоит из ряда веществ (различные минералы с примесью органических веществ), каждое из которых имеет свои особенности в отношении характера и степени сорбции разных газов и паров. Кроме того, сорбция осложняется явлениями капиллярной конденсации.

Некоторые исследования, ранее проведенные в лабораториях конторы Нефтегазосъемка, показали, что естественные (неактивированные) образцы породы лишь в небольшой степени сорбируют углеводородные газы. Это вполне понятно, исходя из приведенных выше соображений, поскольку внутренняя поверхность, т. е. поверхность всех пор, у таких неактивированных пород невелика. Наиболее же мелкие поры заняты водой.

Проведенные опыты показали, что сорбция пропана некоторыми глинами составляла всего $0,05$ см³/г. После активации (нагрев в вакууме до 100° в течение 4 час.) сорбция увеличилась в 4 раза. Сорбция породой метана была в несколько раз меньше, чем сорбция пропана.

Исследования, проведенные М. М. Элинсом [50], показали, что при 20° С и давлении 1 ат предварительно дегазированный глинистый песчаник сорбировал метан в количестве 48 см³/кг, а песчаник — 29 см³/кг. Сорбция азота в этих же условиях была в 4—5 раз меньше.

Результаты определений, выполненных С. Ю. Кулиш [26], приведены в табл. 15. Образцы пород в этом случае предварительно подвергались прогреву при 105° С и выдерживались в вакууме. Вода при этом удалялась.

Приведенные в табл. 15 значения относятся, следовательно, к специально подготовленным образцам. В естественных условиях сорбция будет, по-видимому, в несколько раз меньше.

Количество газа, сорбированное породой, зависит от температуры и давления. Снижение температуры с 20 до 0° С обычно увеличивает сорбцию в 2,5—3 раза. При повышении температуры сорбция соответственно уменьшается. При малых давлениях

Сорбция газов горными породами

Газ	Порода	Давление, мм рт. ст.	Количество сорбированного газа, см ³ /кг
Метан	Песчаник	686	29,6
Пропан	»	733	600,6
Бутан	»	791	1152,3
Азот	»	839	10,6
Метан	Глина	762	71,8
Пропан	»	725	1013
Бутан	»	690	1644

(несколько атмосфер) количество сорбированного газа является почти пропорциональным давлению, т. е. сорбция происходит в соответствии с уравнением Генри. Однако при давлениях 20—30 ат нарастание сорбции замедляется, а затем почти прекращается. Следует отметить, что опытных данных в этой области еще очень мало, поэтому затруднительно дать достаточно надежные и точные характеристики сорбции газов различными горными породами в пластовых условиях.

МИГРАЦИЯ ГАЗА И НЕФТИ И ОСОБЕННОСТИ ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Явления миграции играют большую роль в образовании нефтяных и газовых залежей. В то же время миграция газа и нефти из их залежей способствует постепенному их рассеянию и при определенных условиях может привести к полному исчезновению залежи. Наличие явлений миграции обуславливает образование некоторого ореола рассеяния вокруг нефтегазовых залежей. На выявлении этого ореола основано применение геохимических съемочных поисковых методов.

В распределении газов и нефти по разрезу горных пород также играют большую роль явления миграции, в результате которых образуются различные вторичные залежи нефти и газа, что приводит к перераспределению уже имеющихся в структуре нефтегазовых скоплений.

В данной книге детально не рассматриваются явления миграции нефти и газа. Имеются опубликованные работы, где эти вопросы изложены более полно [10, 28, 34]. Ниже будут изложены только те виды миграции, которые могут иметь непосред-

ственное отношение к газовому каротажу, а именно фильтрация газа, нефти и подземных вод. Сюда же можно отнести фильтрацию глинистого раствора. Определенное значение для газового каротажа имеет диффузия газов в связи с распределением их по разрезу и движением в глинистом растворе и т. д.

Сорбция газов горными породами, перемещение газов и нефти вместе с движущейся водой в горных породах также имеют значение для газового каротажа.

Из рассмотрения физических и физико-химических свойств газов, воды и нефти, а также существующих в толще горных пород условий следует, что на любой стадии своего существования газы, нефть и вода не находятся в состоянии полного покоя. Они испытывают те или иные перемещения, вызванные различными причинами физического и химического характера и геологическими условиями. Все эти перемещения объединяются под общим понятием явлений или процессов миграции. Необходимо отметить, что существуют весьма разнообразные виды миграции и в зависимости от условий весьма различна их интенсивность. Наиболее легко мигрируют газообразные вещества. В горных породах ограничена возможность для миграции нефти и воды. При благоприятных же условиях интенсивность миграции нефти и подземных вод может быть значительной и приводит к аккумуляции или перераспределению нефтяных залежей или же к рассеянию уже имеющихся скоплений нефти.

Фильтрация газа, нефти и воды

Под фильтрацией газа, нефти или воды подразумевается их течение в пористых или трещиноватых горных породах под действием перепада давления.

Осадочные горные породы, состоящие из отдельных или сцементированных частиц минерального и биогенного происхождения, обычно обладают той или иной пористостью. Абсолютная пористость осадочных пород в некоторых случаях бывает очень большой, достигая 40—50%. Многие продуктивные газоносные и нефтеносные пласты имеют пористость от 10 до 20%. Встречаются горные породы и с незначительной пористостью — от 1 до 5%. Изверженные породы также обладают некоторой пористостью, хотя обычно она очень невелика — менее 1%. Некоторую особенность составляют глинистые породы. В сухом состоянии они обладают большой пористостью. При большой влажности глинистые породы становятся почти не пористыми. Некоторая пористость в глинистых отложениях может появиться в условиях недонасыщения водой и наличия примесей других минералов.

В несцементированных частицах поры свободно сообщаются между собой, в результате чего по этим сообщающимся порам

может происходить движение газа, воды и нефти. В сцементированных породах не везде соседние поровые пространства сообщаются между собой, но обычно и в сцементированной породе имеется много пор, по которым только более извилистым путем может происходить движение газа и жидкостей. Однако по мере увеличения цементации породы ее проницаемость уменьшается и возможно такое положение, что на отдельных участках тех или иных сцементированных пород практически не будет происходить перемещение газов и жидкостей по сообщающимся порам. На значительных глубинах в условиях больших давлений могут образоваться из глинистых отложений определенные виды сланцев, в которых на некоторых участках не будет фильтрации газов и жидкостей.

Необходимо в то же время отметить, что очень большое значение для фильтрации газов и жидкостей в плотных сцементированных или сланцеватых породах играет их трещиноватость. Трещины в горных породах могут иметь различное происхождение: 1) трещины тектонического характера; 2) трещины, возникающие в поверхностных отложениях благодаря выветриванию; 3) трещины кливажа и др.

По своим размерам (ширина и протяженность) трещины бывают весьма разнообразны. Известны различные зияющие трещины, связанные с разрывами и смещениями пластов пород. Ширина таких трещин обычно бывает невелика. Она может исчисляться долями миллиметра, хотя известны и более значительные по ширине трещины. Протяженность таких трещин может определяться километрами, и они могут углубляться в толщу пород также на большие расстояния. Подобные трещины являются наилучшими путями миграции газа, нефти и воды из глубоко расположенных горизонтов в верхние и даже до земной поверхности.

Известно также наличие частых, но мелких трещин небольшой протяженности в разнообразных плотных, в частности карбонатных, породах.

Следует отдельно выделить трещины, образующиеся в процессе изгибания или перекашивания пластов пород и идущие по напластованию. Такие трещины и образование подобных пластовых отдельностей резко увеличивают возможность миграции по напластованию.

Движение газов и жидкостей (воды, нефти) в пористой среде происходит в соответствии с законом фильтрации или законом Г. Дарси. Опытами, проведенными Г. Дарси, еще в середине прошлого столетия была установлена линейная зависимость между скоростью фильтрации воды и потерями напора. Этим же законом можно объяснить и движение газов в пористой среде. В дальнейшем трудами ряда исследователей была разработана теория фильтрации жидкостей и газов и выведены основные уравнения [26, 50].

Согласно линейному закону фильтрации весовая скорость фильтрации газа в направлении оси x равна

$$\gamma v = \frac{K}{\mu} \gamma \frac{dP}{dx},$$

где γ — удельный вес газа; μ — абсолютная вязкость; K — коэффициент проницаемости; v — скорость фильтрации; P — давление газа.

Рассматривая движение газа в пористой среде как изотермический процесс, можно вывести для объемной скорости одномерной фильтрации следующее уравнение:

$$Q = \frac{KS(P_1^2 - P_2^2)}{2\mu h},$$

где Q — объемная скорость фильтрации газа в $см^3/сек$; P_1 и P_2 — давления на входе и выходе пористой среды в $ат$; h — протяженность пористой среды в $см$; S — площадь сечения пористой среды в $см^2$; μ — вязкость газа в сантипуазах.

Закон Дарси достаточно точно соблюдается для движения газов в пористой среде. Силы инерции, которые в приведенных уравнениях не учитываются, при относительно малых скоростях движения не играют существенной роли. Однако при очень больших скоростях газа силы инерции становятся соизмеримыми с силами, обусловленными трением, и закон Дарси перестает соблюдаться. Движение газа при таких больших скоростях имеет турбулентный характер. В природных условиях такие случаи, когда закон Дарси нарушается, очень редки. Они возможны лишь при больших выбросах или прорывах газов по образовавшимся трещинам и нарушениям.

Как видно из приведенных уравнений, интенсивность фильтрации зависит, помимо перепада давления на единицу длины пути, также от проницаемости пористой среды и вязкости самого газа.

Проницаемость у горных пород бывает весьма различной. В табл. 16 представлены примеры проницаемости различных пород.

Следует отметить, что проницаемость какого-либо пласта, однородного по внешнему виду, может быть резко отличной на разных его участках. Иначе говоря, внешне однородная горная порода часто крайне неоднородна по проницаемости. Незначительное изменение размеров зерен и пор породы, степени цементации и расположения пор и каналов, различная примесь глинистых частиц, различная трещиноватость приводят к резкому нарушению скоростей течения газа на разных участках пласта. Известны опытные исследования, которые показали, что, например, на протяжении 12 м проницаемость внешне однородного

Проницаемость горных пород

Порода	Проницаемость, миллидарси	Порода	Проницаемость, миллидарси
Песчаники (Баку)	30—1400	Песчаник Бредфорд (США) . . .	0,5—131
Пески (Баку) . . .	До 2500	Известняки и доломиты (Уральское Поволжье)	0,0007—2300
Песчаники (Грозный)	0,0005—1000	Некоторые трещиноватые, хорошо проницаемые породы	3000—10000 и выше
Песчаник Вудбайн (Ист-Тексас, США)	19—3300		

песчаника на разных его участках имела значения от 0,016 до 540 миллидарси. Крайние значения в этом случае различались между собой более чем в 30 тыс. раз.

В связи с этим приведенные в табл. 16 величины проницаемостей, так же как и другие встречающиеся в литературе, не следует понимать как точную характеристику проницаемостей пород того или иного района. Не только в районе, но и в том пласте, для которого приведены значения, могут встречаться участки, очень различные по проницаемости.

Известны горные породы, проницаемость которых еще меньше, чем те минимальные значения, которые приведены в табл. 16. Это относится к некоторым сланцам и карбонатным породам. Известны случаи, когда измерения проницаемости образцов таких пород давали нулевые значения. Это не следует понимать, что проницаемость равна нулю — проницаемость в этих случаях ниже чувствительности применявшегося метода и прибора. Тем не менее значения проницаемостей здесь могут быть меньше (10^{-7} — 10^{-8} дарси). Известно в то же время, что сланцеватые и другие плотные породы обладают трещиноватостью [74, 83]. Так, например, проницаемость сланцев Санта-Мария (США) составляет часто 10—15 дарси. Само вещество сланцев почти непроницаемо, общая же высокая проницаемость обусловлена широкой сетью разветвляющихся трещин. В США известны десятки структур, дающих нефть и газ из трещиноватых сланцев. Большое значение трещин, как путей миграции, для эксплуатации нефтегазовых месторождений было указано еще А. Я. Кремсом [25].

Рассматривая проницаемость каких-либо плотных пластов поперек напластования, мы должны учитывать, что даже при ничтожно малой или практически нулевой проницаемости вещества пласта в отдельных местах его могут находиться трещины, по которым будет происходить фильтрация газа и нефти.

Глинистые породы в относительно сухом состоянии обладают заметной проницаемостью. По некоторым измерениям значения изменяются от 0,001 до 90 миллидарси. По мере увлажнения глинистые породы становятся все менее и менее проницаемыми. При достаточном увлажнении чистые глинистые отложения, находящиеся под более или менее значительным давлением, уже не имеют сообщающихся пор. Проникновение через такие отложения газа может происходить благодаря диффузии.

Однако в природных условиях примесь к глинистым отложениям частиц песка и других минералов может обусловить наличие некоторых путей миграции, по которым при достаточном перепаде давления может происходить движение воды с растворенным газом, а при более благоприятных условиях и движение свободного газа.

Следует также учесть, что всю толщу осадочных пород нельзя рассматривать как насыщенную водой. Только в водоносных пластах все поры могут быть заполнены водой. Глинистые пласты в местах контакта с водоносными пластами также насыщены водой. Однако на некотором расстоянии влажность глинистой породы может оказаться недостаточной, чтобы в ней не могла хотя бы с небольшой скоростью происходить фильтрация газа. В зависимости от условий образования глинистой породы степень насыщения ее водой может быть различна. При погружении осадочной толщи и увеличении давления на глинистый пласт из него постепенно отжимается вода. При поднятии же этот глинистый пласт может оказаться недонасыщенным водой. Известны случаи, когда керны свежевынутых глинистых пород обладали небольшой, но заметной проницаемостью.

Под фильтрацией воды или нефти в горной породе подразумевается такое их течение, когда поровые пространства в породе целиком заполнены одной из этих жидкостей.

В тех случаях, когда в поровых пространствах содержится как нефть, так и вода, движение этой смеси нефти с водой становится более сложным процессом. Еще большие осложнения возникают, если, кроме нефти и газа, в поровых пространствах присутствует свободный газ.

Формула для фильтрации нефти или воды в соответствии с законом Дарси имеет следующий вид:

$$Q = \frac{KS(P_1 - P_2)}{\mu h},$$

где Q — количество жидкости, проходящее в единицу времени через породу с поперечным сечением S ; K — проницаемость породы в дарси; μ — вязкость жидкости в сантипуазах; h — длина или высота слоя породы, по которому происходит фильтрация, в см.

В различных газах, как это было упомянуто выше, значения их вязкостей не сильно различаются между собой. Вязкость воды составляет около 1 сантипуаза при комнатной температуре, вязкость нефтей может быть различна. Известны легкие нефти, вязкость которых при комнатной температуре составляет около 1—3 сантипуаз. Некоторые нефти имеют вязкость более значительную — до нескольких десятков сантипуазов. Очень тяжелые нефти имеют вязкость, исчисляемую сотнями сантипуазов.

Вязкость нефтей сильно уменьшается с повышением температуры. При температурах 80—100° С вязкость большинства нефтей уже не превышает 1—3 сантипуаз и в некоторых случаях составляет меньше 1 сантипуаза. Жидкие углеводороды нефти при высоких давлениях переходят в однофазное газовое состояние. Вязкость этого газа составляет во многих случаях 0,06—0,3 сантипуаза.

Вязкость нефти зависит не только от температуры, но и от степени насыщения ее газом. По мере увеличения насыщения газом вязкость нефти уменьшается.

В связи с указанными особенностями нефти условия ее фильтрации различны на разных уровнях геологического разреза. В верхней части разреза, где имеется невысокая температура, а в северных районах нулевая и даже отрицательная температура, интенсивность миграции будет значительно ниже (в сотни раз), чем в глубоко залегающих слоях, где совместное действие упомянутых факторов (температура, давление, насыщение газом) резко увеличивает скорость фильтрации нефти.

Имеется и еще одно важное обстоятельство, сильно влияющее на фильтрацию нефти. Входящие в состав нефти углеводороды, являющиеся жидкостями при обычных температурах (бензин, керосин, масла), представляют собой неполярные вещества. Фильтрация таких веществ через пористую среду происходит с постоянной скоростью. Поверхности частиц породы хотя в некоторой степени и абсорбируют эти углеводороды, однако адсорбционные слои настолько тонки, что не вызывают уменьшения поровых пространств, тем более что на гидрофильных минералах пленка абсорбированной воды препятствует или уменьшает абсорбцию углеводородов.

В то же время в нефти, кроме углеводородов, присутствуют другие вещества, которые являются полярными (смолы, асфальтены, сернистые соединения и др.) и обладают большой поверхностной активностью. При фильтрации нефти через породу эти полярные компоненты хорошо адсорбируются. Образуются настолько значительные адсорбционные, а также переходные «сольватные» слои, что это приводит к уменьшению поровых пространств и как следствие к уменьшению скорости фильтрации нефти. В некоторых случаях, в частности при химической фиксации адсорбционных слоев, может происходить и закупорка поровых каналов, что приводит к прекращению фильтрации нефти. Опытные исследова-

ния показали, что при повышенных температурах (60° С и более) не происходит образование адсорбционных слоев и закупорка поровых пространств [42].

Фильтрация воды происходит в соответствии с уравнением Дарси. Присутствие в воде растворенных солей повышает ее вязкость. При высоком содержании солей вязкость таких рассолов может составлять 5—10 сантипуаз.

При повышении температуры вязкость воды снижается, составляя при 90° С около 0,7 сантипуаза.

При совместном присутствии нефти, газа и воды их движение в пористой среде становится более сложным процессом. Следует также учитывать, что при миграции в область более низких давлений из нефти, а также из воды может выделяться растворенный газ, если будет превышена растворяющая способность этих жидкостей. Поэтому, если даже первоначально свободного газа в смеси нефти и воды не было, то он может появиться при миграции. Появление выделившихся из нефти и воды пузырьков газа в порах породы создает сопротивление фильтрации нефти и воды, а при достаточном количестве таких пузырьков движение нефти и воды может полностью остановиться. Это является следствием образования большого количества менисков и действия сил поверхностного натяжения.

В зависимости от соотношения газа, нефти и воды коэффициенты проницаемости для каждой из этих составных частей будут различны. Такие проницаемости называются фазовыми.

В большинстве горных пород, когда 70—80% или более объема пор заняты газом, не происходит фильтрации жидкости (воды, нефти) или фазовая проницаемость ее равна нулю. При наличии в порах пород 20% жидкости, занимающей 20% порового пространства, она почти не мешает фильтрации газа. Но когда жидкость занимает 75—90% порового пространства, фазовая проницаемость для газа приближается к нулю [69].

При наличии в 30% порового пространства воды проницаемость для нее во многих породах остается нулевой. Она начинает расти, когда водонасыщенность превышает 30%. В то же время при водонасыщенности песка 80% и выше фазовая проницаемость для нефти приближается к нулю. При большом увеличении вязкости нефти ее доля в общем потоке нефти и воды снижается.

Имеются данные о том, что, например, в нецементированных песках вода не движется при содержании ее в поровом пространстве менее 20%, нефть при содержании менее 23% и газ — менее 10%. На треугольной диаграмме (рис. 18) показаны условия однофазного, двухфазного и трехфазного движения газа, нефти и воды в нецементированных песках. Условия трехфазного, т. е. одновременно, движения нефти, газа и воды очень ограничены [69].

При достаточной водонасыщенности каждое зерно песка окружено пленкой воды. При незначительной нефтенасыщенности в поровых пространствах имеются только отдельные рассеянные

капельки нефти, окруженные водой. Пузырьки свободного газа занимают главным образом наиболее широкие части порового пространства.

Указанные значения нефте-, газо- и водонасыщенности, при которых происходит то или иное движение нефти, газа и воды, для разных горных пород будут несколько отличны. Как эти значения, так и приведенная диаграмма (рис. 18) указывают на общий характер сложного движения совместно присутствующих нефти, газа и воды.

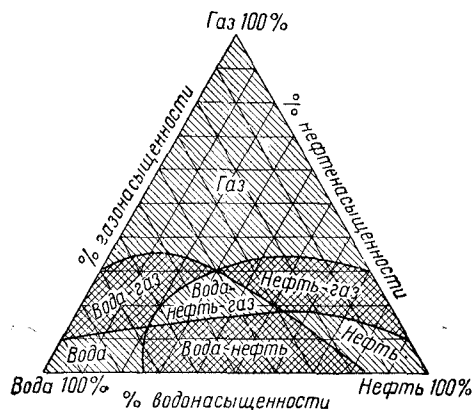


Рис. 18. Области распространения одно-, двух- и трехфазного движения газа, воды и нефти в нецементированных песках.

Газ 100%, нефть 100%, вода 100%.
Газ. Вода-газ. Нефть-газ. Вода-нефть-газ.
Вода. Вода-нефть. Нефть.

нефти понижает ее вязкость, что облегчает фильтрацию. При выделении растворенного газа (вследствие снижения давления) удельный вес всей этой смеси нефти с газом уменьшается, что и способствует ее движению в пористой или трещиноватой породе. При снижении давления выделяющийся из нефти газ увлекает нефть. Будет ли выделение газа способствовать движению нефти или препятствовать ему вследствие эффекта Жамена — зависит от проницаемости пород и характера поровых пространств, от содержания газа и других факторов.

Следует учесть в то же время, что резкая неоднородность проницаемости горных пород, многочисленные разветвления пор, наличие наряду с узкими мелкими порами отдельных более широких и сообщающихся между собой поровых пространств (имея в виду значительные толщ и площади горных пород) могут обусловить непрерывное течение жидкой и газообразной фаз по этим более широким каналам, хотя на других участках движение нефти, газа и, возможно, воды будет замедлено или даже остановлено.

Движение глинистого раствора в пористой среде имеет большое значение при газовом каротаже в связи с глинизацией стенок

скважины и опережающим проникновением бурового раствора в пористые пласты, вскрываемые при бурении. Эти процессы тесно связаны с условиями поступления газа и нефти в глинистый раствор при бурении и будут более подробно описаны ниже.

Диффузия газа

Благодаря тепловому движению молекул газов и паров происходит их диффузия. Не только газы, но и жидкие и даже твердые тела с той или иной скоростью диффундируют одно в другое, хотя для твердых тел скорость их диффузии столь невелика, что не приходится говорить об их перемешивании. Различные свободные газы, пришедшие в соприкосновение, довольно быстро взаимно диффундируют, и при этом происходит их смешивание.

В природных условиях мы сталкиваемся с различными диффузионными явлениями. Разные газы в порах горных пород диффундируют один в другой, в результате чего образуется однородная газовая смесь. Этот процесс происходит самопроизвольно при отсутствии какого-либо перепада давления между этими газами. Газ, соприкасаясь с жидкостью и растворяясь в ней (в воде или нефти), диффундирует уже в самой жидкости и постепенно полностью ее насыщает. Диффундируя в жидкости, газ, войдя в нее с одной стороны границы, дойдет до другой и выйдет из нее в ту газовую фазу, с которой жидкость соприкасается, или попадет в иное жидкое или твердое тело. Таким образом, газ благодаря диффузии может пройти сквозь жидкость. Газ диффундирует также и через пласты, поры которых заполнены водой или нефтью. Газ растворяется в жидкости, находящейся в порах породы, диффундирует в ней и проходит таким образом через нефте- или водосодержащий пласт. Через влажные глинистые породы диффундируют не только газы, но и пары углеводородов нефти, также соли, растворяющиеся в воде, и т. д.

Диффузия в каком-либо направлении x обусловлена наличием градиента концентрации C данного вещества в этом направлении, т. е. $\frac{dC}{dx}$. Если концентрация одного вещества в другом по направлению x неодинакова, то диффузия молекул будет стремиться выравнивать эту концентрацию. Согласно первому закону Фика

$$dQ = DS \frac{dC}{dx} dt,$$

где dQ — количество вещества, в частности газа, диффундирующее за время dt ; S — площадь той поверхности, через которую происходит диффузия; D — коэффициент диффузии, измеряемый количеством вещества, проходящего в единицу времени через единицу поверхности при градиенте $\frac{dC}{dx} = 1$. В абсолютной системе единиц коэффициент диффузии измеряется в $см^2/сек.$

По второму закону Фика, выражающему зависимость концентрации от времени для данной точки,

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2}.$$

Это уравнение можно получить из предыдущего при условии, что коэффициент D не зависит от концентрации.

Предположим, что скорость диффузии установилась и концентрация в данной точке стала постоянной.

Тогда $\frac{dC}{dt} = 0$ и $\frac{d^2C}{dx^2} = 0$. Отсюда следует, что $\frac{dC}{dx} = \text{const}$ и, следовательно, между C и x имеется линейная зависимость.

Изменение парциального давления диффундирующего газа, когда оно мало по сравнению с общим давлением, практически не отражается на величине коэффициента диффузии, но влияет на него при сравнительно больших концентрациях.

Согласно кинетической теории газов коэффициент диффузии связан со среднеарифметической скоростью молекул газа и средней длиной свободного пути следующим уравнением:

$$D = \frac{v \lambda}{3},$$

где v — среднеарифметическая скорость молекул; λ — средняя длина свободного пути.

Это уравнение применимо лишь для малых концентраций диффундирующего газа. Поскольку λ обратно пропорциональна общему давлению газа, то, следовательно, коэффициент диффузии обратно пропорционален общему давлению газа. В связи с этим в разреженных газах диффузия происходит значительно быстрее.

Эти выводы относятся к случаям диффузии одного газа в другом. При диффузии газа в воде или насыщенной водой породе на граничных поверхностях такого водоносного или иного пласта создаются концентрации газа, равные в условиях равновесия αP , где α — коэффициент растворимости или сорбции газа, а P — давление газа, соприкасающегося с граничной поверхностью пласта. Если давления газа на граничных поверхностях различны, например $P_1 > P_2$, то и концентрации газа на этих поверхностях будут неодинаковы, именно $\alpha P_1 > \alpha P_2$. Разность этих концентраций будет обуславливать непрерывный диффузионный поток газа в сторону меньшего давления. Градиентом концентрации будет являться выражение

$$\frac{\alpha P_1 - \alpha P_2}{h},$$

где h — толщина пласта.

Влияние давления в этих случаях на диффузию газа в толще горных пород может сказаться главным образом на уплотнении глинистых и других пород и уменьшении коэффициента диффузии газов через такие уплотненные породы [34, 35]. При диффу-

зии газа в газоносных пластах, где имеется высокое давление, коэффициенты диффузии будут меньше, чем в газе под атмосферным давлением. Однако сами по себе эти коэффициенты диффузии одного газа в другом во много раз выше, чем для воды или насыщенных водой пластов, и это уменьшение скоростей диффузии в сжатых газах не будет играть существенной роли в установлении равновесия диффузионного потока газа в серии водоносных и газоносных пластов.

В табл. 17 приведены коэффициенты диффузии (D) газов через некоторые вещества.

Таблица 17

Коэффициенты диффузии

Газ	В воздухе, $\text{см}^2/\text{сек}$	В воде, $\text{см}^2/\text{сек}$	В глинистой породе, $\text{см}^2/\text{сек}$
Метан	0,2	$2,2 \cdot 10^{-5}$	$1-4 \cdot 10^{-6}$
Этан	0,18	$1,6 \cdot 10^{-5}$	$1-4 \cdot 10^{-6}$
Пропан	0,14	—	—
Углекислый газ	0,14	$1,6 \cdot 10^{-5}$	—
Водород	0,4	—	—
Октан (пары)	0,06	—	—

Приведенные в табл. 17 значения D для глинистых пород относятся к увлажненным образцам, имеющим определенную пластичность. Многообразие как глинистых, так и других увлажненных или насыщенных водой пород, различная степень их сжатия и другие причины обуславливают различие для них и коэффициентов диффузии. Ряд определений, проведенных П. А. Антоновым, показал, что для образцов пород, отобранных с больших глубин, значения D составляли от 10^{-3} до $10^{-7} \text{ см}^2/\text{сек}$. Для значительного количества образцов величина D около $10^{-2}-10^{-3} \text{ см}^2/\text{сек}$, т. е. эти значения гораздо выше, чем для диффузии через насыщенные водой глины или другие породы. Такие повышенные значения D обусловлены, вероятно, некоторой трещиноватостью или сообщающимися не занятыми водой порами, вследствие чего имела место фильтрация газа или его свободная диффузия по порам породы. Для небольшого числа образцов значение D оказалось около $10^{-7} \text{ см}^2/\text{сек}$, т. е. меньшее, чем часто наблюдавшееся для влажных глин.

В последнее время было обнаружено, что некоторые образцы плотных сланцеватых пород имеют значения D , меньшие $10^{-8} \text{ см}^2/\text{сек}$. Создавалось впечатление, что у этих образцов пород диффузионная проницаемость близка к нулю. Следует отметить, что значения D , характеризующие проникновение газов через

металлы и другие сплошные (непористые) твердые тела, составляют $10^{-9} - 10^{-10}$ см²/сек.

Указанная диффузионная «непроницаемость» отдельных образцов пород, вероятно, связана с упомянутым выше влиянием уплотнения горных пород под большим давлением, а также с цементацией породы.

По мнению некоторых геологов и геохимиков, эта непроницаемость указывает на невозможность миграции газа вследствие существования таких не проницаемых для газа экранов. Подобное толкование является обычной методологической ошибкой, когда из большого числа фактов выбирают лишь несколько отдельных случаев и рассматривают их изолированно от других явлений и процессов.

Так, при рассмотрении процессов миграции, происходящих в толще пород какой-либо структуры, следует исходить не только из диффузии, являющейся лишь одним из видов миграции, но и фильтрации, которая может иметь во много раз большую интенсивность, чем диффузия, хотя и происходит лишь на отдельных участках.

О непроницаемости отдельных небольших образцов пород можно сказать следующее: чем меньше образец, тем скорее можно ожидать такую низкую или почти нулевую диффузионную проницаемость. Если перейти к отдельным кристаллам, то все цельные кристаллы окажутся почти непроницаемыми. Однако когда мы рассматриваем большие площади и объемы пород, то они оказываются крайне неоднородными по своей проницаемости. Отдельные образцы не могут характеризовать проницаемость пласта. Например, десять или двадцать образцов из пласта с площади 1 км² или хотя бы 100 × 100 м не характеризуют диффузионную или иную его проницаемость. Достаточно на этой площади наличия двух, трех мелких трещин, чтобы поток через них обусловил гораздо большую интенсивность миграции, чем при диффузии через всю эту площадь даже при обычных значениях D .

Следует также иметь в виду, что при проведении подобных определений производится специальный отбор образцов. Керны, в которых имеются трещины и которые легко пропускают через себя газ, естественно, не подвергаются выяснению их диффузионной проницаемости.

Малое число образцов может дать представление о проницаемости пласта на значительной его площади лишь в том случае, если этот пласт сравнительно однороден по проницаемости. Такими могут быть выдержанные по литологическому составу увлажненные глинистые пласты или насыщенные водой песчаные пласты. Для плотных цементированных пород — сланцев, карбонатов и др. — не наблюдается такой однородности.

Некоторые измерения показывают, что диффузия углеводородных газов в глинистом растворе лишь не намного меньше, чем в воде. Во влажной глинистой массе значения D имеют порядок

10^{-6} см²/сек. Примерно такое же значение имеет D для глинистой корки, образующейся при бурении на стенках скважины.

Данные о скоростях диффузии газов в нефти представляют интерес при изучении установления равновесия в системе газ — нефть. В табл. 18 приведены некоторые значения D в различных углеводородных жидкостях [66].

Таблица 18

Значения D для диффузии метана в жидких углеводородах при 30° С

Жидкий углеводород	Температура, °С	D , см ² /сек	Жидкий углеводород	Температура, °С	D , см ² /сек
Изопентан . . .	30	$13,30 \cdot 10^{-5}$	Циклогексан	30	$4,70 \cdot 10^{-5}$
<i>n</i> -Пентан . . .	30	$13,20 \cdot 10^{-5}$	Бензол . . .	30	$5,47 \cdot 10^{-5}$
<i>n</i> -Гексан . . .	30	$10,20 \cdot 10^{-5}$	Керосин . .	30	$3,33 \cdot 10^{-5}$
<i>n</i> -Гептан . . .	30	$8,36 \cdot 10^{-5}$	Нефть . . .	30	$0,7 - 3,0 \cdot 10^{-5}$

Как видно из табл. 18, коэффициенты диффузии метана в легких углеводородных жидкостях в несколько раз больше, чем в воде. В зависимости от свойств, вязкости и состава нефтей значения коэффициентов диффузии их будут различны. В некоторых случаях для тяжелых, вязких нефтей значения D гораздо меньше чем $1 \cdot 10^{-5}$ см²/сек.

Рассматривая интенсивность диффузионного потока при диффузии как через слой нефти, так и воды или через нефтеносные и газоносные пласты, следует учитывать, что эта интенсивность зависит не только от коэффициента диффузии, но и от градиента концентрации, который в свою очередь зависит от коэффициента растворимости или сорбции. Поэтому интенсивность диффузионного потока для хорошо растворимых в воде или нефти газов будет соответственно выше.

Рассматривая величину диффузионного потока и скорость установления его стационарности, следует иметь в виду, что для хорошо растворимых в нефти газов (этана, пропана, бутана) эта величина потока и скорость диффузионного проникновения будут во много раз выше, чем, например, для плохо растворимых газов (углеводороды или азот в воде). В то же время в воде будут значительные диффузионные потоки таких хорошо растворимых газов, как сероводород и углекислый газ. Значения диффузионных потоков этих газов в воде будут в десятки раз выше, чем для метана в воде.

Сравнивая скорости диффузии различных углеводородов в воде или во влажной глинистой породе, мы должны исходить из того, что более крупные, более тяжелые молекулы диффундируют медленнее, чем мелкие и более легкие.

Особенности распределения газа и нефти в горных породах

Рассматривая особенности распределения газов в толще горных пород, будем исходить из наиболее простых схематических представлений о строении толщи пород. Допустим, что толща пород состоит из чередующихся пористых пластов с газом и глинистых или иных пластов, насыщенных водой, или же очень плотных и плохо проницаемых пород, в которых газ может находиться только в растворенном и сорбированном состояниях. Для простоты предположим, что давление газа увеличивается по мере углубления в соответствии с гидростатическим давлением и состав газа в пластах одинаков. В этом случае в верхней зоне концентрация газа в пористых пластах с углублением будет постепенно увеличиваться. В частности, полагая, что на глубине 100 м пористость пластов 20%, мы будем иметь концентрацию газа (CH_4 и др.) 2 нм^3 на 1 м^3 пласта, на глубине 500 м — 40 нм^3 на 1 м^3 пласта и т. д. Предположим, что в составе газа имеются метан и пропан. Тогда, исходя из фазовых соотношений, при содержании пропана 20% он начнет конденсироваться на глубине около 300 м. Та зона пласта, где произойдет конденсация пропана (нижняя часть газоносного пласта или отдельный пропласток), будет резко обогащена им. Поскольку жидкий конденсат займет все поры в этой зоне пласта, концентрация пропана здесь составит 200 л жидкого C_3H_8 на 1 м^3 пласта или более 50 нм^3 на 1 м^3 пласта при переходе пропана в газообразное состояние.

На рис. 19,а представлена диаграмма, показывающая изменение концентрации газа в пористых пластах на разных глубинах, когда содержание пропана в метане невелико. Если конденсация пропана не происходит, то концентрация газа в пористых пластах равномерно растет по мере углубления.

На рис. 19,б показано изменение концентраций метана и пропана на разных глубинах, если происходит конденсация пропана. В последнем случае будем исходить из предположения, что газ в пористые пласты попал в результате миграции из более глубоко расположенного источника (залежи) и в составе этого исходного газа метана содержится, например, 80% и пропана 20%. Будем считать, исходя из ранее приведенных графиков, что примерно половина пропана конденсируется. Полагая, что все пористые пласты одинаковы по своим физическим свойствам, мы получим распределение концентраций, указанное на рис. 19,б. Как видно из газокоротажной диаграммы, на глубине около 300 м резко возрастает газосодержание в пористом пласте (пропан при разбухивании перейдет в газообразное состояние). По мере углубления в следующих пористых пластах общая величина газосодержания увеличится, если положить, что условия конденсации пропана в пластах одинаковы (зависимость от давления выражена слабо — рис. 19,б). Содержание пропана в породе примерно одинаково,

начиная с той глубины, где происходит конденсация. Общее же газосодержание растет за счет метана, а количество пропана в газе с углублением падает.

На диаграмме 19,а, б, в показано газосодержание во влажных глинистых пластах. Оно невелико по сравнению с содержанием газа в пористых пластах. В то же время характерно, что содержание газа во влажных глинистых пластах равномерно увеличивается с глубиной. Однако при этом следует предположение, что общее газовое давление в пластах соответствует гидростатическому для данной глубины.

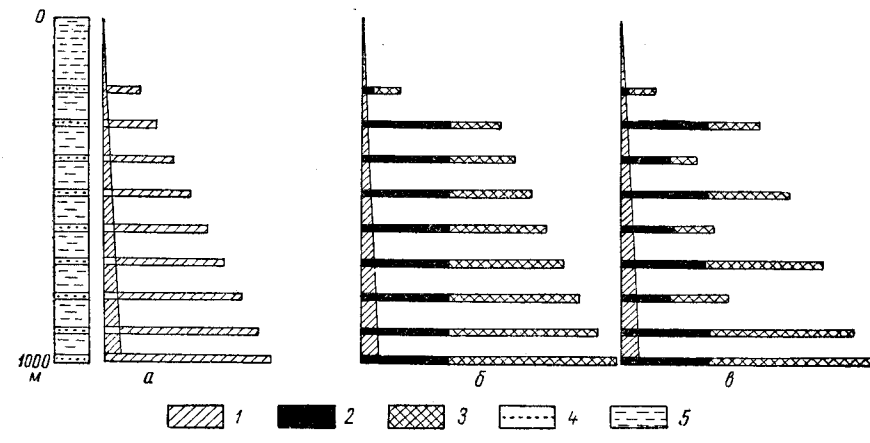


Рис. 19. Примеры распределения концентраций газа по разрезу.

а — концентрация метана и пропана в пористых пластах при отсутствии конденсации пропана; б — концентрация метана и пропана в пористых пластах при конденсации пропана; в — распределение концентраций газа при различной проницаемости пористых пластов.
1 — сумма углеводородных газов; 2 — пропан; 3 — метан; 4 — песчаные пористые пласты; 5 — влажные глинистые пласты.

Если физические свойства пористых пластов, находящихся на разных глубинах, неодинаковы, то распределение концентраций газа по разрезу будет отличаться от того, которое представлено на диаграммах рис. 19,а и б. Предположим, что третий, пятый и седьмой пористые пласты (считая сверху) обладают в 2 раза меньшей пористостью, чем остальные, а соотношение газа и конденсата (по объему) во всех случаях одинаковое. Распределение концентраций газа при таких условиях представлено на рис. 19,в. Общая концентрация газа в пластах с уменьшенной пористостью снижается. На диаграмме видно, что высокие концентрации сменяются низкими, в следующем пласте резкое повышение концентрации, а затем опять снижение и т. д. Аналогичное изменение концентрации газа с чередованием высоких и низких концентраций газа может иметь место и при отсутствии конденсата. В этом

случае также при уменьшении пористости пласта будет пропорционально уменьшаться и концентрация газа на единицу объема породы.

Представленные на рис. 19 диаграммы отражают распределение газа по разрезу до вскрытия пластов бурением, при этом учитывается переход конденсата в газ. Изменения режима бурения — скорости проходки, скорости циркуляции глинистого раствора и других факторов — могут оказать большое влияние на концентрацию газа в глинистом растворе, и получаемые таким путем газокаротажные диаграммы будут отличаться от тех, которые представлены на рис. 19.

Влияние названных факторов (скорость проходки, скорость циркуляции раствора) может привести к тому, что концентрации газа, соответствующие тому или иному пласту, будут повышенными или пониженными по сравнению с концентрациями, имевшимися в пластах до их вскрытия. Влияние этих факторов должно быть учтено при интерпретации газокаротажных диаграмм.

Если в разрезе, кроме конденсата, присутствует нефтяная залежь, то распределение газов приобретает еще более сложный характер. В нефтеносном пласте содержание пропана будет повышенным и характер диаграммы будет схож с тем случаем, когда имеется конденсат пропана. Различие между горизонтом, содержащим конденсат пропана, и горизонтом, содержащим нефть, может быть установлено по составу газа.

В пластах, не содержащих свободной, не занятой водой пористости (глинистых и др.), располагающихся на рис. 19 между газоносными пластами, концентрации газа будут определяться коэффициентами растворимости и сорбции газов. Как уже было указано, коэффициенты сорбции глинистого раствора для углеводородных газов ниже, чем для воды. Исследования с влажными глинистыми породами показали, что коэффициент Генри в этих случаях составляет примерно 0,02. Поэтому концентрации углеводородного газа в таких пластах примерно в 15 раз меньше, чем в соседних газоносных (если их пористость 30%).

Приведенные примеры построения диаграмм возможных концентраций газа по разрезу относятся лишь к упомянутым условиям. В каждом районе с присущими именно этому району геологическим строением, температурным градиентом, распределением давлений, специфическим составом газа и нефти условия будут несколько отличны.

Для большинства исследуемых районов приблизительные представления о температурном градиенте известны. Если имеются данные о характерных типичных составах встречающихся здесь природных газов, то можно составить типичные диаграммы состояния и распределения их для различных глубин.

На этих диаграммах могут быть выделены интервалы, где следует ожидать появления конденсата.

При помощи таких диаграмм, показывающих характер распределения разных газов по разрезу пород, можно сделать более правильные выводы из получаемых диаграмм газового каротажа.

Рассматривая состояние и распределение газов в толще пород, мы исходим из предположения о наличии равновесия между свободным, растворенным и сорбированным газом в соседних пластах. Однако ряд процессов и явлений в действительных условиях может нарушать это равновесие.

Скопление газа в каком-либо пласте может быть обусловлено его образованием в прилегающей толще горных пород и его аккумуляцией в данном пласте. Другой причиной наличия газа может явиться миграция его в данный пласт из более глубоко расположенных пластов. Аналогичная картина наблюдается и для нефти.

В зависимости от истории образования, аккумуляции газа и от условий миграции состав газов в различных горизонтах может быть неодинаков. Если предположить, что условия миграции были благоприятны, иначе говоря, интенсивность миграционного потока значительна, и предположить, что установилось определенное равновесие, тогда состав газа во всех горизонтах, куда попадает газ благодаря миграции, должен быть одинаков.

Если равновесия нет и стационарное состояние еще не достигнуто, то состав газа в разных горизонтах будет неодинаков. Миграция газа в толще горных пород, особенно на большое расстояние, неизбежно приводит к некоторому разделению мигрирующей газовой смеси. Происходящий процесс в известной степени аналогичен разделению смеси в хроматографической колонке. В газоаналитических, хроматографических колонках, заполненных специально подготовленными сорбентами, разделение газа происходит, если их длина составляет несколько десятков сантиметров. Толща горных пород не является хорошим адсорбентом, поскольку в ней содержится много воды. Однако длина пути, который проходит газ при миграции, может исчисляться сотнями метров и даже километрами. При этих условиях даже небольшая разница в скоростях движения отдельных компонентов газовой смеси может привести к изменению ее состава по пути движения.

Для углеводородных газов общей закономерностью является большая скорость проникновения легких углеводородов по сравнению с тяжелыми. Поэтому при миграции газовой смеси проходящий газ будет обогащаться легкими углеводородами. Весь процесс газовой миграции в аспекте геологического времени может быть представлен в следующем виде. Газ, попадающий в результате миграции в какой-либо верхний горизонт, состоит главным образом из метана, возможно, с очень незначительной примесью более тяжелых углеводородов. Глубже расположена зона с более высоким содержанием этана. В еще более глубоко залегающих пластах относительно повышается содержание пропана и более тяжелых углеводородов.

Такое распределение углеводородов наблюдается до тех пор, пока не будет достигнуто стационарное состояние. Газовый миграционный поток станет постепенно насыщать вышележащие пласты газом. Более тяжелые компоненты, мигрирующие относительно медленнее, тем не менее попадут в вышележащие пласты, и постепенно будет достигнуто равновесное состояние, при котором состав газа, мигрирующего из первоисточника, т. е. из первичной залежи, будет таким же, как и во всех расположенных выше горизонтах.

Если процессы газообразования и аккумуляции газа происходят в нескольких пластах, расположенных на разных глубинах, то состав образующихся газов может быть неодинаков. Если процессы миграции достаточно интенсивны, то различие в составе газов в разных пластах может сгладиться. Если же во всей толще пород или на определенных участках этой толщи процессы миграции газа идут медленно, то указанное различие в составе газов в неодинаковых пластах может сохраниться.

Следует отметить, что во всех этих случаях сохраняется различие в составе газов, связанное с растворением их в воде и нефти и с сорбцией газов горными породами.

Глава II

ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА И НЕФТИ В ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР ПРИ РАЗБУРИВАНИИ ГОРНЫХ ПОРОД

При разбурировании горных пород содержащиеся в них газ, нефть и конденсат попадают в глинистый раствор или в воду, употребляемые в качестве промывных жидкостей.

Что происходит в забое скважины при вскрытии пласта, содержащего газ или нефть, как и в каком количестве газ и нефть попадают в глинистый раствор, какие причины могут влиять на этот процесс и как газ и нефть движутся вместе с глинистым раствором, имеет очень большое значение для газового каротажа.

Правильное понимание всего процесса поступления газа и нефти в глинистый раствор и явлений, связанных с движением и распределением газа и нефти в глинистом растворе, поможет более надежно интерпретировать газокаротажные диаграммы.

Одним из процессов, подлежащих рассмотрению, является проникновение глинистого раствора в горные породы при бурении. Масштабы и скорость этого проникновения имеют значение для газового каротажа, поскольку высказывались предположения о том, что проникновение глинистого раствора опережает разбуривание горных пород (опережающая фильтрация), в результате чего этот глинистый раствор оттесняет газ и нефть, находящиеся в пористом пласте, что ведет к снижению их концентраций в растворе, поднимающемся по скважине.

Другим процессом является поступление газа и нефти в глинистый раствор в зависимости от условий разбуривания — скорости проходки и иных факторов.

Третьим — движение газа и нефти вместе с глинистым раствором до дневной поверхности с учетом изменения их состояния по мере подъема в связи с изменением давления и температуры.

ПРОНИКНОВЕНИЕ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА В ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Глинистые растворы представляют собой суспензии, дисперсность которых весьма высока. Помимо высокодисперсных первичных глинистых частиц, в глинистом растворе содержатся различ-

ные примеси других более крупных частиц. При фильтрации глинистого раствора в пористую среду на ее поверхности образуется корка глинистого вещества, которая сама становится фильтрующим слоем.

Образование глинистой корки на поверхности пористой среды происходит следующим образом. В поры обнаженной бурением поверхности породы проникает на небольшую глубину глинистый раствор. Твердые частицы раствора, отлагаясь в порах, заполняют их, и таким образом образуется фильтрующий слой, который в дальнейшем уже не пропускает глинистые частицы, а фильтрует только воду. По мере отложения новых глинистых частиц образуется глинистая корка.

Важнейшее влияние на фильтрацию воды из глинистого раствора оказывают степень дисперсности глинистых частиц, гидрофильность системы. Изменения гидрофильности могут происходить в результате адсорбции поверхностью частиц ионов электролитов и поверхностно-активных гидрофобных коллоидов.

В зависимости от качества глины, из которой готовится раствор, от солевого состава употребляемой для этого воды, от специально применяемых добавок глинистые растворы имеют различные свойства. Используются также специальные утяжеленные растворы, в которые добавляются различные вещества, имеющие большой удельный вес (барит, гематит и др.).

Одной из характеристик глинистого раствора является его водоотдача. Это свойство хорошо изучено и имеется много материалов по определению водоотдачи глинистых растворов при различных условиях. Хотя принятая в настоящее время методика определения не вполне отвечает тем условиям, которые представляют интерес для газового каротажа, тем не менее получаемые значения водоотдачи позволяют с некоторым приближением оценить глубину проникновения глинистого раствора или отфильтровываемой от него воды в проходимые при бурении пласты.

Для определения величины водоотдачи применяют главным образом приборы, в которых глинистый раствор вводится в воронку Бюхнера или иное приспособление (с применением вакуума или давления), на дне которого имеется бумажный фильтр. Этот фильтр находится на перфорированном дне воронки или на перфорированном вкладыше. Применяя в первом случае (воронка Бюхнера) вакуум и создавая, следовательно, перепад давления около 1 ат или же применяя в других приборах давления (до 20 ат и более), определяют, сколько воды отфильтровалось за определенное время (за 30 мин. или за сутки). Полученные значения относят к площади фильтра 100 см² [1].

Для многих натуральных глинистых растворов эта величина водоотдачи составляет 200—400 см³/сутки, но бывает и выше. При наличии некоторых добавок (углещелочной реagens и др.) водоотдача может быть снижена до значений 50—60 см³/сутки.

При приготовлении хорошего бурового глинистого раствора необходимо стремиться, насколько возможно, уменьшить его водоотдачу.

Большой интерес представляет вопрос, насколько изменяется водоотдача при увеличении давления на глинистый раствор. Многочисленные опыты показывают [1], что первоначально с увеличением давления водоотдача растет, а затем темп роста замедляется и кривая роста постепенно выполаживается (рис. 20). Для некоторых же видов глинистых растворов с добавками водоотдача первоначально растет, а затем снижается. Если рассматривать рост водоотдачи в интервале от 1 до 40—60 ат, то этот рост настолько невелик, что водоотдача увеличивается чаще всего не более чем в 1,5—3 раза, а иногда и снижается. Эти случаи снижения водоотдачи объясняются тем, что на фильтре отлагаются осадки, сжимаемость которых может быть различной. Повышение давления, с одной стороны, способствует увеличению скорости протекания фильтрата, но, с другой стороны, обуславливает сжатие глинистой корки, вследствие чего уменьшается ее проницаемость. Благодаря совместному действию этих двух причин скорость фильтрации возрастает не прямо пропорционально давлению, а значительно медленнее. Это наблюдается у натуральных глинистых растворов, а также обработанных углещелочными и торфяными реagensами.

У некоторых сильно сжимаемых осадков увеличение давления может привести к такому их уплотнению, при котором проницаемость настолько падает, что скорость потока фильтрации становится меньше по сравнению с предыдущим давлением и кривая водоотдачи снижается.

Приведенные сведения о водоотдаче глинистых растворов позволяют считать, что интервал значений водоотдачи, с которыми приходится встречаться на практике, лежит от 50 до 500—700 см³/сутки. Эти значения водоотдачи относятся к случаям, когда глинистый раствор помещается на бумажный фильтр. Хотя получаемые таким путем величины водоотдачи и определяют качество глинистого раствора, однако возникает вопрос, насколько наличие бумажного фильтра позволяет использовать эти значения водоотдачи для характеристики проникновения глинистого раствора в пористую горную породу.

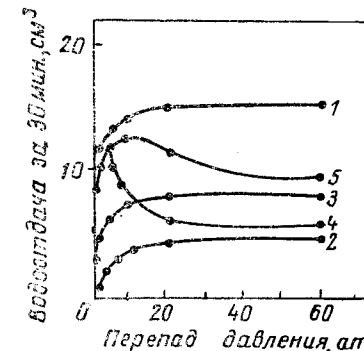


Рис. 20. Зависимость водоотдачи от перепада давления.

Глинистый раствор: 1 — натуральный; 2 — обработанный углещелочным реagensом; 3 — обработанный торфяным реagensом; 4 — с реagensом из сульфатно-спиртовой барды; 5 — с реagensом из сульфатно-целлюлозного экстракта.

Для того чтобы рассмотреть более детально степень и скорость проникновения глинистого раствора в пористые продуктивные, а также в покрывающие их пласты, следует несколько остановиться на режимах бурения. Совершенно очевидно, что в зависимости от скорости бурения, скорости циркуляции глинистого раствора, состояния углеводородного газа и нефти, а также других факторов возможность проникновения глинистого раствора или отфильтровавшейся из него воды будет неодинакова.

В зависимости от глубины и назначения скважины диаметр долота бывает различным. Применяются обычно долота диаметром от 120—140 мм и выше (до 450—500 мм). Скорость вращения долота при роторном бурении до глубин 1000—2500 м составляет чаще всего до 200—300 об/мин. В то же время некоторые мастера бурения, применяя дополнительное оборудование, доводят скорость вращения ротора до 500 об/мин и даже выше. На более значительных глубинах число оборотов снижается. Так, при глубине 4000 м (Баку) и соответствующем оборудовании скорость вращения ротора может составлять около 90 об/мин [31], при турбинном бурении — от 500 до 800 об/мин.

Весьма важным показателем, имеющим большое значение для газового каротажа, является скорость циркуляции глинистого раствора, которая обычно лежит в пределах от 10—20 до 60 л/сек. В некоторых случаях при турбинном бурении применяют скорости подачи воды в качестве промывочной жидкости до 70—80 л/сек.

При этих условиях скорости восходящего потока глинистого раствора в зависимости от диаметров скважин и бурильных труб лежат в пределах 0,25—2 м/сек [31]. При малой скорости прокачки (10—12 л/сек) и малом диаметре скважины ($7\frac{3}{4}''$ — $9\frac{3}{4}''$) скорости восходящего потока глинистого раствора составляют 0,25—0,48 м/сек. При этих же размерах скважин и большой скорости прокачки (50 л/сек) скорость потока достигает почти 2 м/сек. При более значительных диаметрах скважин скорости потока соответственно меньше. Однако обычно стараются не допускать, чтобы скорость восходящего потока глинистого раствора была меньше 0,25 м/сек.

Весьма разнообразна бывает механическая скорость проходки скважин. Это зависит от свойств проходимых бурением пород и работы бурового станка. Очень часто механическая скорость проходки составляет 1—2 м/час. В то же время при благоприятных условиях скорость проходки может быть доведена до 10—20 м/час. Известны случаи и еще более высоких скоростей проходки. В нецементированных песках скорость проходки иногда достигает 40—60 м/час. Однако при неблагоприятных условиях скорость проходки может быть и меньше 1 м/час.

Таким образом, рассматривая различные варианты поступления газа и нефти в глинистый раствор при бурении скважины, мы должны иметь в виду, что перечисленные параметры, играю-

щие большую роль в этих вопросах, могут колебаться в большинстве случаев в следующих пределах.

Скорость прокачки глинистого раствора, л/сек	10—60
Скорость восходящего потока глинистого раствора, м/сек	0,25—2
Скорость проходки скважины, м/час	0,5—20
Скорость вращения долота, об/мин	90—500

В некоторых случаях могут быть и отклонения от приведенных величин.

Процесс выбуривания породы может быть схематически представлен в следующем виде. Бурильная труба оканчивается долотом той или иной конструкции; из отверстий в долоте выходит с большой скоростью глинистый раствор, омывающий забой скважины и выносящий вверх частицы разбуренной породы.

Вращение долота при наличии соответствующей на него нагрузки вызывает разрушение породы. Глинистый раствор все время соприкасается со свежей поверхностью породы на дне скважины, и в то же время буровой раствор соприкасается со стенкой пробуренной скважины и глинизирует поверхность стенки.

Условия контакта глинистого раствора с поверхностью дна скважины и ее стенки различны. На разбуриваемой поверхности происходит сложный процесс. Долото при своем вращении разрушает и срезает верхний слой этой поверхности. Одновременно происходит размельчение и истирание долотом частиц разбуренной породы. Это разрушение породы происходит в среде глинистого раствора, который поступает непрерывно из долота и при своем движении вверх по скважине уносит измельченные частицы породы. Глинистый раствор непрерывно покрывает свежую поверхность, обнажаемую долотом.

Иное положение у стенок скважины. Долото, проходя какой-либо пласт, не оказывает разрушающего действия на уже пройденный отрезок скважины, но глинизирует стенки скважины. Частицы глинистого раствора под действием долота внедряются в поры стенок скважины. При дальнейшем углублении скважины и прохождении глинистого раствора вдоль стенок образуется глинистая корка. Свежая обнажающая поверхность стенки скважины в первый момент находится в таком же положении, как и дно, но затем образуется фильтрующая корка, которая с некоторой скоростью пропускает через себя воду.

Большой интерес представляют опыты по проникновению глинистого раствора в пески. Известны давно проведенные наблюдения А. Кнаппа, согласно которым глинистый раствор проникает в пески не более чем на 3—5 см. Опыты М. Кируена показали, что глинистый раствор, быстро заливая поры песка, перестает затем проходить через него [49]. Только очень жидкий глинистый раствор проходит через песок. При более густых растворах через песок фильтруется вода или же вода проникает на некоторую

глубину в песок, а затем ее дальнейшая фильтрация замедляется или даже прекращается. Так, например, через колонку песчаника раствор удельного веса 1,1 не проходил при давлении 120 ат, причем отфильтрованная вода проникла в породу только на 7,6 см. Опыты, проведенные Парсонсом, показали, что в тонком песке при пропускании глинистого раствора толщина заглинизированного слоя составляла 10 мм. Глинистый раствор при давлении 125 ат проникал через мелкий гравий со скоростью 5,8 л/мин и через гравий средней крупности при 70 ат со скоростью 18 л/мин. Глинистый раствор в этих случаях проникал через слой гравия высотой 15 см в цилиндре диаметром 5 см.

Опыты, описанные Д. Гиллом [64], показывают, что при фильтрации в течение 5 мин. и под давлением 2,8 ат наблюдалось проникновение глинистого раствора и воды впереди заглинизированного слоя в песке (см. табл. 19).

Таблица 19

Глубина проникновения глинистого раствора в песок

Размер песчинок, мм (меш)	Глубина проникновения глинистого раствора, мм	Толщина слоя отфильтрованной воды впереди заглинизированного слоя, мм
2,2—0,84 (10—20)	37	10
0,84—0,42 (20—40)	12,7	10
0,42—0,25 (40—60)	5,5	10
0,25—0,19 (60—80)	3,0	10
0,19—0,15 (80—100)	2,5	10

С уменьшением размера песчинок толщина заглинизированного слоя становится все меньше и меньше, а глубина отфильтрованной воды примерно одинакова. Глинистый раствор имел удельный вес 1,19 и вязкость 9,2 сантипуаза.

В других опытах при изучении влияния вязкости глинистого раствора было установлено, что если при вязкости 5 сантипуаз глубина проникновения глинистого раствора в песок составляла 53 мм (за 5 мин.), то в том же песке при вязкости 40 сантипуаз глубина проникновения была 12,5 мм.

Было также установлено, что глубина проникновения глинистого раствора в пески, занятые нефтью, меньше, чем в газоносные или водоносные пески.

Более подробные исследования в этой области были проведены С. Л. Заксом в ГИНИ.

Применявшийся в этих опытах песок состоял из частиц диаметром от 0,13 до 0,39 мм. Примесь более крупных и более мелких частиц была незначительной.

При давлении 43 ат измерялись количество воды, отфильтрованной от глинистого раствора из гжельской глины, толщина отфильтрованного слоя воды и скорость фильтрации (табл. 20).

Таблица 20

Фильтрация глинистого раствора

Время от начала опыта	Толщина отфильтрованного слоя воды, мм	Скорость фильтрации, мм/мин
15 мин.	2,3	0,15
45 »	6,1	0,12
1 ч. 13 м	9,3	0,11
3 ч. 43 м	19,9	0,06
24 часа	51,3	0,02
72 »	108,2	0,014

Для другого образца гжельской глины скорость фильтрации была за первый час 0,18 мм/мин, а через 52 часа — 0,014 мм/мин. Для бог-богинской глины за первые полчаса скорость фильтрации была 0,53 мм/мин, а через 19 час. — 0,037 мм/мин. Проведенные опыты показали также, что с увеличением удельного веса раствора скорость фильтрации уменьшается. Добавка аквагеля к глинистому раствору уменьшает скорость фильтрации. Так, если при добавке 0,5% аквагеля скорость фильтрации за первые 15 мин. составляет 0,57 мм/мин, то при добавке 4% аквагеля скорость фильтрации была 0,22 мм/мин. Добавка в глинистый раствор 20% поваренной соли увеличила скорость фильтрации с 0,55 до 0,99 мм/мин. В то же время добавка соды уменьшила скорость фильтрации.

Исследования по проникновению глинистого раствора в пористые горные породы при бурении были проведены С. Фергюзонем и И. Клотцем [60].

Изучавшиеся процессы фильтрации глинистого раствора были подразделены на следующие три категории.

1. «Статическая фильтрация», когда не происходит циркуляция глинистого раствора. Толщина глинистой корки постепенно при этом увеличивается, а скорость фильтрации снижается.

2. «Динамическая фильтрация» — при циркуляции глинистого раствора. Толщина глинистой корки на стенках скважины и скорость фильтрации остаются постоянными.

3. Фильтрация через дно скважины при бурении. Глинистая корка на дне скважины под долотом отсутствует.

Изучение перечисленных процессов фильтрации проводилось на модели буровой скважины в условиях, которые приближались к условиям, встречающимся на практике.

Проведенные опыты показали, что в статическом состоянии (отсутствие циркуляции раствора) скорость фильтрации отклоняется от величин, которые следовало бы ожидать, исходя из классической теории. Это связано в значительной мере с изменением проницаемости образующейся глинистой корки.

При «динамической фильтрации» установившаяся толщина глинистой корки оказалась значительно меньшей, чем это следовало из сравнения величин фильтрации, образующей корку, и гидравлических сил, ее удаляющих.

Из результатов исследований авторами были сделаны следующие выводы.

Скорость «динамической фильтрации» выше скорости «статической фильтрации». В проведенных опытах динамическая фильтрация становилась постоянной приблизительно через 15 час. и имела скорость 0,05 мл/час через квадратный дюйм. От 78 до 90% фильтрата, который вошел в проницаемую породу, относится к тому периоду, когда происходила циркуляция глинистого раствора, а от 10 до 30% фильтрата поступало в породу при статической фильтрации.

Течение жидкости через дно скважины при бурении вызывает движение жидкости в окружающей породе. Жидкость, которая перемещается, может быть или фильтратом, или погребенной жидкостью, движущейся из породы, разрушаемой долотом.

Проникновение в породу оказалось значительно меньшим, чем это следовало из расчетов. Глинистые частицы закупоривали поры породы и уменьшали скорость фильтрации раствора в породу, хотя под долотом не было глинистой корки.

На модели скважины движущуюся воду, первоначально содержащуюся в породе, нельзя было отличить от фильтрата, но, сравнивая с данными Т. Новака и Р. Крюгера [70], можно сделать вывод, что большая часть движения жидкости была обусловлена перемещением первоначально содержащейся в породе воды, а не фильтрата глинистого раствора.

Рассматривая возможности и глубину проникновения глинистого раствора и отфильтровавшейся от него воды через дно скважины впереди долота, мы должны исходить из скоростей проходки и скоростей проникновения глинистого раствора или воды. Возьмем несколько значений механических скоростей проходки и сопоставим со скоростями проникновения глинистого раствора или воды на основе проведенных выше результатов. Тогда можно сделать примерный вывод о той доле свободного газа, которая из разбуриваемого пласта попадает вместе с частицами породы в глинистый раствор.

В табл. 21 сведены данные по скорости проникновения глинистого раствора в пески. Для сравнения указана также водоотдача через бумажный фильтр.

Таблица 21

Скорости проникновения глинистого раствора в пески

Порода	Размер частиц, мм	Условия опытов	Скорость проникновения глинистого раствора или воды, мм/мин
Песок	0,15—0,19	Давление 2,8 ат; вязкость глинистого раствора 9,2 сантипуаза	0,5
	0,25—0,42		1,1
	0,84—2,2	То же	7,5
	0,13—0,39	Фильтрация воды из глинистого раствора (гжельская глина) . . .	0,15
	0,13—0,39		То же
Глина	0,13—0,39	Бог-богинская глина	0,53
	—	Водоотдача через бумажный фильтр	0,015—0,15

Из табл. 21 видно, что скорости проникновения глинистых растворов в пески и скорости отфильтровывания воды из глинистого раствора в пески составляют для песков с частицами диаметром менее 0,4 мм обычно менее 1 мм/мин. Отфильтровывание воды происходит, по-видимому, с меньшей скоростью — 0,15—0,5 мм/мин. Для сравнения в табл. 21 приведены скорости проникновения для наиболее часто встречающихся значений водоотдачи, при определении которой используется бумажный фильтр. Скорости проникновения воды в этом случае еще меньше, чем в упомянутых выше опытах С. Л. Закса.

Если мы не будем учитывать других факторов, то, исходя из приведенных значений, а также из значений скоростей проходки скважин, можно определить влияние этого проникновения на поступление газа из выбуренной породы в глинистый раствор. В табл. 22 приведены эти данные для случая, когда в порах песка имеется только свободный газ.

Как видно из табл. 22, только при большой скорости проникновения глинистого раствора в породу (т. е. при очень большой ее проницаемости) в сочетании с малой скоростью проходки доля оттесняемого газа будет значительной по сравнению с долей газа, попадающего в глинистый раствор.

Если подойти к этому вопросу с точки зрения фильтрации глинистого раствора по закону Дарси, то получим следующие результаты. Предположим, что благодаря повышенному удельному весу глинистого раствора по сравнению с водой давление на дно скважины превышает давление газа на 30 ат. На каком

Таблица 22

Доля газа, попадающего в глинистый раствор при разных скоростях проходки скважин и разных скоростях проникновения раствора и воды

Скорость проходки, мм/мин (м/час)	Доля газа, попадающего в глинистый раствор, в % при скоростях проникновения глинистого раствора и воды в породы			
	0,15 мм/мин	0,5 мм/мин	1 мм/мин	7,5 мм/мин
10 (0,6)	98,5	95	90	25
50 (3)	99,7	99	98	85
100 (6)	99,85	99,5	99	92,5
200 (12)	99,92	99,75	99,5	96,25

расстоянии имеется такой перепад давления, сказать затруднительно. Однако, по-видимому, максимальная глубина проникновения глинистого раствора и отфильтровавшейся от него воды за длительное время характеризует это расстояние. Как уже упоминалось выше, это расстояние для мелкозернистых песков и песчаников составляет несколько сантиметров (5—7 см). Фильтрация через гравий происходила на большее расстояние.

Скорость проникновения в основном определяется проницаемостью верхнего обнажающегося слоя породы в условиях контакта с глинистым раствором. В этом случае нельзя исходить просто из значения проницаемости образца породы, очищенного с поверхности, как это делается при измерениях проницаемости в лаборатории.

Вращение долота разрушает и размельчает верхний слой породы. Образовавшиеся мелкие частицы забиваются долотом в поры породы, закупоривая таким образом их, уплотняют верхний слой и, следовательно, снижают его проницаемость. К этому добавляется еще действие глинистого раствора, образующего на этой уплотненной поверхности глинистый слой, еще более резко снижающий проницаемость.

Промежуток времени от одного среза, производимого долотом, до другого исчисляется, например, для простого двухперого долота от 0,3 до 0,06 сек.

Скорости проникновения глинистого раствора в песок от 0,5 до 7,5 мм/мин соответствуют 0,0028 мм за 0,3 сек. и до 0,0005 мм за 0,06 сек. Каждый оборот долота срезает при малой скорости проходки (0,6 м/час) и малом числе оборотов (90 об/мин) около 0,1 мм породы. При большой скорости проходки (12 м/час) срезается за один оборот около 2 мм породы.

Совершенно очевидно, что в песчаниках, мелкозернистых песках, во многих карбонатных породах глинистый раствор успеет проникнуть лишь на очень малую глубину по сравнению с про-

ходимым долотом расстоянием. Только в случае крупных пор, трещин, каверн можно говорить о том, что глинистый раствор будет проходить быстро вперед долота. Однако из крупных каверн свободный газ или нефть могут частично попасть в глинистый раствор вследствие всплывания и вытеснения глинистым раствором, но не будут оттесняться в глубь пласта. Возможны случаи, когда произойдет оттеснение газа и нефти. Однако и при таком положении не может быть полного удаления газа или нефти и выбуриваемой породы. Кроме крупных пор, в породе всегда имеются и мелкие. Как уже упоминалось выше, горная порода весьма неоднородна по своей проницаемости. Поэтому, исходя из того же закона фильтрации, нетрудно видеть, что основное продвижение глинистого раствора будет происходить именно по крупным, хорошо сообщающимся между собой порам и трещинам. В мелких порах, на участках с малой проницаемостью это проникновение глинистого раствора будет ограниченным, и содержащийся в этих участках породы газ будет попадать в глинистый раствор, поднимаясь вверх по скважине.

Рассмотрим, каково будет проникновение глинистого раствора и отфильтровывающейся от него воды, если поры породы заполнены жидкостью — нефтью, водой или конденсатом. Возможность проникновения глинистого раствора в этом случае сильно уменьшается по сравнению с газоносным пластом. Даже если не учитывать уплотнения поверхностного слоя и его глинизации, а исходить просто из закона фильтрации, то все равно скорости проникновения глинистого раствора в породу будут очень малыми. Для того чтобы глинистый раствор проник в породу, занятую нефтью, он должен оттеснить ее, а для этого должна произойти или подвижка нефти (или воды) во всем пласте, или сжатие нефти вследствие увеличения давления в забойной зоне. Скорость подвижки нефти обратно пропорциональна длине ее слоя. При наличии скопления нефти, занимающей поры пласта по всей его мощности, и при его более или менее значительной протяженности (нефть контактируется с водой и т. д. до земной поверхности) эта подвижка нефти за короткие сроки контакта глинистого раствора со свежей поверхностью породы будет исчисляться малыми долями (мм/мин). Скорость углубления скважины будет во много раз больше и, следовательно, практически вся нефть, конденсат или вода попадут в глинистый раствор, идущий вверх по скважине (за исключением нахождения нефти в очень крупных, хорошо сообщающихся порах, кавернах и трещинах).

Вопрос об интенсивности опережающей фильтрации глинистого раствора в пористый пласт, а также о фильтрации газа или нефти из пласта в бурящуюся скважину имеет большое значение для газового каротажа.

Известны случаи, когда происходит так называемая потеря циркуляции глинистого раствора. Глинистый раствор уходит в пласт с такой скоростью, что уровень его в скважине понижается

и прекращается нормальная работа скважины. Это происходит при наличии крупных пор или трещин в пласте. Уходу глинистого раствора благоприятствуют недостаточная вязкость его и малое давление в проходимом пласте. Часто наблюдается потеря циркуляции при проходке песчаных пластов, сильно дренированных предыдущей эксплуатацией. Из этих пластов вместе с нефтью иногда выносятся большое количество песка, что и приводит к быстрому проникновению в пласт глинистого раствора. Когда мы имеем дело с крупными порами и кавернами в пласте или с крупными трещинами, несомненно, что будет происходить эта опережающая фильтрация глинистого раствора. Содержащиеся в этих крупных порах и трещинах газ и нефть будут частично оттесняться глинистым раствором. При разбурировании такого пласта независимо от того, происходила или не происходила потеря циркуляции в поднимающийся по скважине глинистый раствор попадает лишь некоторая доля содержащихся в выбуренном пространстве газа и нефти, именно та их доля, которая находилась в относительно мелких или плохо сообщающихся между собой порах.

Такие случаи могут быть в некоторых кавернозных карбонатных, в плотных сильнотрещиноватых (карбонатах, песчаниках) и других породах. Они маловероятны в песчаниках или карбонатах с относительно мелкими порами и трещинами. Точно так же они маловероятны в мелкопористых песках. Здесь уход глинистого раствора может происходить главным образом радиально по пласту. Вследствие глинизации забоя скважины и большой скорости проходки таких песчаных пластов опережающая фильтрация также маловероятна.

О ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА И НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА В ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР

В литературе известны высказывания о большой роли опережающей фильтрации при разнообразных геологических условиях и были также высказаны суждения о фильтрации газа из пласта в глинистый раствор вследствие быстрого вращения долота, что создает понижение давления [8, 71]. По мнению Е. М. Геллера, в зоне вращения долота возникают многочисленные завихрения, возможен даже отрыв жидкости от вращающегося долота, что и создает понижение давления вокруг вращающегося долота. Предполагается также, что между моментом скалывания частиц породы и моментом перекрытия свежей поверхности раствором может на какой-то кратчайший промежуток времени создаться пространство, не заполненное еще жидкостью, куда и устремляется газ из пласта [8]. Иначе говоря, вращение долота создает некоторый подсос газа, воды или нефти из проходимого скважиной пористого пласта. В подтверждение таких предположений были приведены следующие доказательства.

В Саратовском районе были получены данные, не подтверждающие ту прямую зависимость между газосодержанием глинистого раствора и скоростью проходки, которая должна была быть, если бы газ, содержащийся в глинистом растворе, был обусловлен только полным переходом его из выбуренного пространства в раствор. Более того, при малых скоростях проходки часты случаи высокого газосодержания глинистого раствора [8]. Было показано, что при определенном газосодержании раствора (выше $6-8 \text{ см}^3/\text{л}$) почти всегда имеем дело с отражением продуктивных пластов. Указывается также, что при бурении с промывкой скважин водой резко усиливаются газопроявления.

На основании данных по глубокой дегазации глинистого раствора и построения графика соотношения фактического газосодержания и того газосодержания, которое должно быть за счет выбуренного пространства, к скорости проходки было показано, что при малых скоростях это соотношение велико. Так, при скоростях проходки $0,5-0,6 \text{ м/час}$ фактическое газосодержание было в несколько раз выше, чем это могло получаться из разбуриваемых пород. В то же время при значительных скоростях проходки (от $5-6 \text{ м/час}$ и выше) это соотношение меньше единицы (около $0,3$) и оно почти не зависит от скорости проходки. Считается, что фильтрация может начаться лишь после того, как «пласт преодолевает сопротивление образующейся глинистой корки и слоя воды, проникшего в него из раствора» [8]. Был сделан вывод, что при малых скоростях проходки происходит фильтрация газа из пласта в глинистый раствор, поскольку «чем меньше скорость проходки, т. е. чем дольше остается долото и связанная с ним область депрессии давления против каждой точки пласта, тем большие возможности имеются для преодоления указанного сопротивления и для фильтрации большего количества газа, нефти и воды из пласта в скважину» [8]. Далее указывается, что с увеличением скорости проходки уменьшается время (в течение которого может происходить фильтрация), остающееся после того, как пласт преодолел сопротивление глинизирующей корки и инфильтровавшейся воды. Соответственно уменьшается и количество газа, выходящего из разбуриваемого пласта. При достаточно большой скорости проходки (по полученным в Саратове данным около $5-6 \text{ м/час}$), фильтрация газа из пласта уже не происходит и в глинистый раствор поступает газ только из выбуренной породы.

Указывалось также, что поскольку глинистая корка начинает образовываться на стенках скважины против боковой и суженной хвостовой части долота, то, вероятно, по боковой части долота и непосредственно за ним располагается та узкая зона депрессии давления, куда направляется фильтрация.

Относительно аргументации, которая приведена выше в пользу предположения о фильтрации газа из пласта в забой скважины при бурении, необходимо сказать следующее.

То обстоятельство, что при бурении с промывкой скважины водой резко усиливаются газопроявления, не может говорить в пользу обязательной фильтрации газа, когда применяется глинистый раствор. Поскольку столб воды создает в скважине меньшее давление, чем такой же столб глинистого раствора, имеющего удельный вес 1,2 и выше, то, естественно, увеличивается возможность попадания газа из пласта в воду, так как во многих газоносных пластах давление может быть равным гидростатическому или даже несколько выше. В этих условиях возможность инжекционного эффекта увеличивается, что и обуславливает поступление газа из пласта. Однако когда давление глинистого раствора, например, на 30—50 ат и более превышает давление газа в пласте, то это может приводить скорее к фильтрации глинистого раствора в пласт через стенки скважины, а не наоборот — к фильтрации газа в глинистый раствор.

Может ли долото в глинистом растворе производить инжекционное действие при вращении в пористом пласте, содержащем газ, объяснить затруднительно. Глинистый раствор имеет обычно линейную скорость движения в скважине 0,25—2 м/сек. Даже при большой скорости движения маловероятно это инжектирующее действие при обычно имеющих различия давления глинистого раствора и газа в пласте.

Что касается действия самого долота, линейная скорость которого по периферии может составлять 3—4 м/сек, то также вряд ли можно говорить о том, что глинистый раствор не поспевает за долотом, вследствие чего образуется как бы вакуум между долотом и идущим вслед за ним глинистым раствором. Вертикальное давление глинистого раствора вниз действует все время. Поэтому не приходится говорить о том, что в зоне долота создается вакуум. Нельзя также говорить о том, что глинистый раствор не поспевает за долотом. Вода должна была бы в этом случае сжаться, что не может произойти при имеющихся давлениях.

Упомянутые данные, полученные в Саратовском районе, о зависимости газосодержания глинистого раствора от скорости проходки представляют большой интерес, и именно эти данные и могли бы быть аргументом в пользу фильтрации из пласта и опережающей фильтрации глинистого раствора. Однако, рассматривая их, мы сталкиваемся с противоречиями и неясностями.

Утверждение о том, что чем меньше скорость проходки, тем больше возможность имеется для фильтрации газа из пласта, нельзя считать обоснованным. Совершенно очевидно, что чем больше скорость проходки, тем больше должна бы быть и фильтрация газа. Ведь чем больше скорость проходки, тем большая поверхность обнажается в единицу времени и тем, следовательно, труднее глинистому раствору полностью заглинизировать эту обнажающуюся поверхность стенок скважины. Поэтому с увеличением скорости проходки должна бы увеличиваться и фильтрация из пласта

Вызывает недоумение то обстоятельство, что количество газа, попадающего в глинистый раствор, начиная со скорости проходки 5—6 м/час, вообще не увеличивается, хотя несомненно, что количество газа, попадающего из разбуриваемой породы в единицу времени, должно расти.

Оставляя в стороне возможность случайного подбора материалов, легших в основу упомянутых предположений, можно высказать следующие соображения для объяснения приведенных данных.

Вопрос о давлении газа, которое в действительности имеется в пласте, отнюдь не является простым. В тех случаях, когда давление газа в пласте выше, чем соответствующее этому пласту гидростатическое давление, то возможность попадания газа в глинистый раствор увеличивается.

Известно много случаев, когда давление газа в пласте значительно выше гидростатического, соответствующего глубине залегания пласта. Это может являться следствием таких условий залегания газа, когда его скопление нигде не соприкасается с водой, находящейся в порах, хорошо сообщающихся с водоносными песчаными или иными горизонтами, и когда этот газ подвергался сжатию в результате тектонических и других процессов. При этом можно ожидать более интенсивное поступление газа в глинистый раствор.

Когда глинистый раствор попадает на свежую, только что пройденную долотом поверхность, то за тот короткий промежуток, за который следует новый срез породы долотом, глинистый раствор не успевает вытеснить газ из открывшихся пор и протолкнуть его в пласт. Новый срез породы долотом уносит частицы породы вместе с газом в глинистый раствор.

Когда в породе имеются очень крупные поры или трещины, туда будет проникать глинистый раствор. Газ, имеющийся в близких участках этих пор и трещин, попадет в глинистый раствор главным образом за счет всплывания. Часть же газа будет, по видимому, проталкиваться глинистым раствором в пласт по путям этих широких и хорошо сообщающихся между собой пор или трещин. Но во всяком случае, если давление газа в пласте ниже давления глинистого раствора, то количество газа или нефти, содержащееся в выбуренном пространстве, является максимальным, какое может попасть в глинистый раствор, поднимающийся от забоя вверх.

Возможность всасывания газа из пласта долотом вследствие его движения крайне незначительна. Следует лишь сравнить условия в скважине с работой центробежного насоса. Всасывание воды здесь происходит благодаря быстрому вращению изогнутых лопаток барабана. У мощных центробежных насосов барабаны делают до 3000 об/мин (долото делает от 90 до 500 об/мин). Центробежный насос может при этом поднять всасываемую воду по напорной трубе на высоту 40—80 м. Иначе говоря, такой насос

создает перепад давления 4—8 ат. Совершенно очевидно, что долото при указанных скоростях его движения не сможет создать и такой перепад давления. Перепад давления имеется все время в направлении от глинистого раствора к пласту, и притом этот перепад, как правило, составляет несколько десятков атмосфер и только на очень малых глубинах, например 200—400 м, может составлять 4—8 ат. Только при бурении с применением воды в качестве промывочной жидкости можно было бы говорить о подсосывающем действии вращающегося долота при очень большом числе оборотов.

Спрашивается, как можно объяснить повышенное содержание газа в глинистом растворе, превышающее возможную его концентрацию, за счет выбуренного пространства. Если в этих случаях нет аномально повышенного давления газа, то существенную роль может играть наличие конденсата. Как уже упоминалось выше, наличие конденсата, превращающегося затем в газ, может в несколько раз повысить концентрацию газа по сравнению с той, которая соответствует состоянию свободного газа в выбуренной породе.

Когда концентрация газа занижена и не наблюдается прямой зависимости между концентрацией и скоростью проходки, то это может быть связано с потерями газа.

На рис. 21—22 показаны примеры, подтверждающие увеличение концентрации газа с увеличением скорости проходки. Подобные материалы получены в разных районах, и они показывают, что такое увеличение концентрации газа является закономерностью.

О возможности фильтрации газа из пласта высказывался также Р. Паттерсон [71], который предположил, что при разбурировании кровли газоносных пород под действием струй бурового раствора, а также гидростатического давления газ загоняется в глубь пород. Однако, после того как долото пройдет некоторое расстояние от кровли пласта (1,5—4,5 м), давление вблизи кровли уменьшается и движущийся с большой скоростью глинистый раствор оказывает здесь всасывающее действие.

С. В. Фольковичем были сделаны расчеты величин депрессии давления около вращающегося долота, имеющего специальные насадки, обеспечивающие зазор в 1 мм между долотом и стенками скважины. По этим расчетам для создания депрессии 20—30 ат необходимы гораздо большие мощности двигателя, чем мощность турбобура. Была специально сконструирована и изготовлена установка для того, чтобы выяснить, какую же можно создать таким путем депрессию давления. Опыты показали, что эта депрессия достигает максимум 5 ат.

Для исследования возможности фильтрации нефти и газа из разбуриваемых пород В. В. Масюковым были проведены в последнее время специальные исследования на Арланском и Шкаповском месторождениях Башкирской АССР.

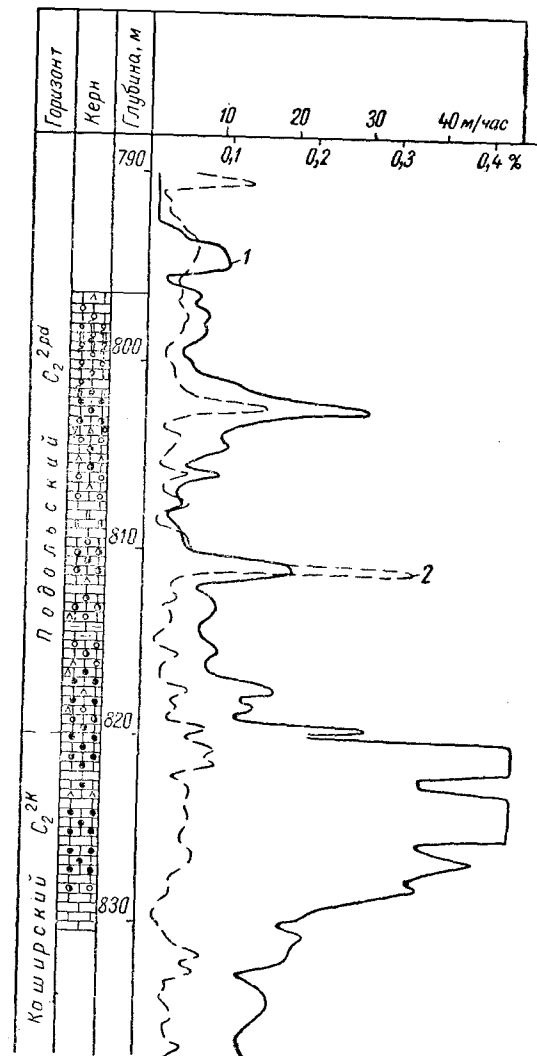


Рис. 21. Газокаротажная диаграмма скв. 45 Арланского месторождения.

1 — кривая суммы углеводородов; 2 — кривая скорости проходки.

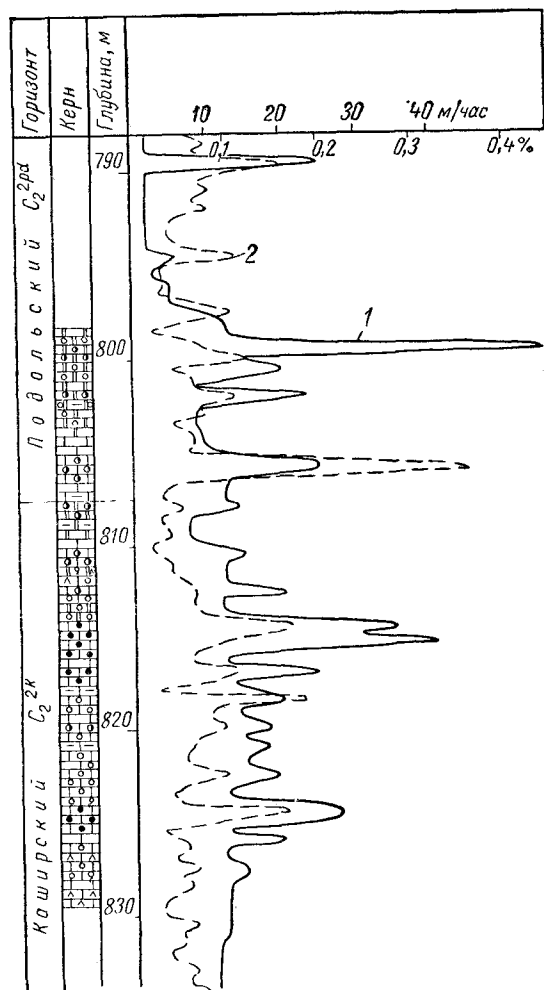


Рис. 22. Газокаротажная диаграмма скв. 34 Арланского месторождения.

1 — кривая суммы углеводородов; 2 — кривая скорости проходки.

Исследования проводились двумя способами. По первому способу продуктивные породы разбуривались очень медленно (0,75—1,5 м/час). При такой скорости бурения в растворе получается очень незначительная концентрация нефти и газа. Аналитическая аппаратура газокаротажной станции практически не может обнаруживать наличие таких количеств нефти и газа в буровом растворе. Если же будут выявлены значительные концентрации нефти и газа, то это будет означать наличие фильтрации из разбуриваемых пород.

Проведенные опыты на нескольких скважинах Арланского месторождения показали, что при таких малых скоростях проходки во всех случаях наблюдались лишь фоновые показания газоанализатора, составлявшие около 0,1%.

Во втором способе исследования свежевскрытые продуктивные породы промывались циркулирующим буровым раствором, при этом долото находилось непосредственно против этих пород. Создавались таким образом искусственные условия для «вызова» фильтрации нефти и газа. После разбуривания определенного интервала продуктивных пород инструмент подвешивался и прекращалось дальнейшее бурение. Затем производилась промывка пород буровым раствором, продолжавшаяся от 2 до 30 мин. Если бы происходила фильтрация нефти и газа, то в объеме бурового раствора, промывавшего продуктивный пласт, были бы обнаружены заметные количества нефти и газа.

Опыты, проведенные на нескольких скважинах (буровой раствор — вода), показали, что заметных количеств нефти и газа при промывке не наблюдается. Нефть и газ появляются лишь в том случае, когда пластовое давление превышает гидростатическое.

По всем проведенным опытам можно сделать общий вывод, что фильтрация нефти из продуктивных пород не наблюдалась ни как следствие их разбуривания с минимально возможной скоростью, ни в период их промывки после вскрытия¹.

КОНЦЕНТРАЦИИ ГАЗА И НЕФТИ В ГЛИНИСТОМ РАСТВОРЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

При разбуривании какого-либо пласта содержащиеся в нем газ и нефть попадают в буровую жидкость — в глинистый раствор или воду. Получающаяся концентрация газа, нефти или конденсата зависит как от их состояния в невскрытом пласте, так и от условий бурения.

Газ и нефть могут находиться в различном состоянии в пористой породе. Различны могут быть и свойства пород как коллекторов газа и нефти. С точки зрения газового каротажа мы можем

¹ Разумеется, это положение распространяется на те случаи, когда бурение ведется в нормальном режиме, т. е. давление столба раствора выше пластового.

различать следующие наиболее характерные случаи нахождения газа и нефти в горных породах:

- 1) свободный газ в пористом пласте;
- 2) конденсат углеводородов C_2-C_5 (возможно, с примесью более тяжелых) с растворенным в нем метаном;
- 3) нефть (с примесью воды) в пористом пласте (с той или иной концентрацией растворенного газа);
- 4) вода с примесью нефти;
- 5) вода с растворенным в ней газом в пористом пласте;
- 6) глинистые пласты, содержащие ту или иную концентрацию сорбированного газа.

Пористые пласты в свою очередь могут иметь различную пористость и, следовательно, различную концентрацию газа и нефти (количество газа или нефти на единицу объема породы). В некоторых типах пород (карбонаты и др.) определенная доля пор, содержащих нефть и газ, может быть замкнутой. Пористость породы может быть относительно равномерной (т. е. все поры имеют более или менее одинаковую форму и размеры), но может быть и весьма неравномерной. В последнем случае наряду с мелкими порами встречаются и очень крупные. Неодинаковой на разных участках может быть и трещиноватость пород, которая встречается в сцементированных, плотных породах. Не приходится говорить о трещиноватости в несцементированных сыпучих песках. Как отдельный случай следует отметить возможность нахождения нефти или газа в тонких пористых пропластках, разобленных тонкими слоями глинистых пород.

Концентрация газа и нефти в зависимости от скоростей проходки и циркуляции глинистого раствора

Рассмотрим, какова же может быть концентрация газа или нефти, попавших в глинистый раствор и поднимающихся вместе с ним вверх по скважине. Совершенно очевидно, что эта концентрация будет зависеть от объема выбуренной породы и содержания в ней газа или нефти и от скорости циркуляции глинистого раствора. Соотношение между этими величинами может быть выражено следующим уравнением:

$$K = \frac{v \pi d^2 C}{4G \cdot 1000},$$

где K — концентрация газа или нефти в глинистом растворе (объемы газа или нефти в одном объеме глинистого раствора); v — скорость проходки в $см/мин$; d — диаметр скважины в $см$; C — содержание газа или нефти в породе (объемы газа или нефти в единице объема породы); G — объемная скорость циркуляции глинистого раствора в $л/мин$.

Если v исчисляются в $см/мин$ и d в $см$, то $v\pi d^2/4$ будет представлять объем выбуриваемой породы за 1 мин. и исчисляемый в $см^3$. Для удобства расчетов в знаменатель приведенного выше уравнения введен коэффициент 1000, чтобы объем выбуриваемой за 1 мин. породы исчислялся в $л$. Для нефти или конденсата величина $C_n = K_n \gamma$, где K_n — коэффициент пористости породы в процентах и γ — коэффициент насыщения пористого пространства нефтью или конденсатом. Величину C следует выразить в литрах нефти на 1 $л$ породы, иначе говоря, эта величина всегда будет менее единицы. Для свободного газа величина C_g характеризует содержание сжатого газа под тем давлением, которое имеется в пласте. Для приведения этого объема газа к нормальным условиям следует воспользоваться соответствующими таблицами с учетом давления, температуры пласта и поправки на отклонение от законов идеального газа. Для газа, следовательно, $C_g = K_n \gamma z$, где K_n — пористость; γ — коэффициент насыщения пористого пространства газом; z — коэффициент приведения к нормальным условиям.

Исходя из приведенных выше данных и исчисляя значения G — скорости циркуляции глинистого раствора — в $л/мин$, можно рассчитать, какова же будет концентрация газа, нефти или конденсата в восходящем потоке глинистого раствора. При этом полагают, что степень оттеснения газа или нефти глинистым раствором невелика и ею можно пренебречь и не касаться пока вопроса о состоянии газа, нефти и конденсата при их подъеме вместе с глинистым раствором. В табл. 23 приведены значения K при разных условиях бурения. При расчетах взят диаметр долота $9\frac{3}{4}''$, т. е. около 249 мм, пористость породы 20% и коэффициент насыщения 0,8. Объемная скорость циркуляции глинистого раствора принята 30 $л/сек$. Для газа имеется в виду глубина около 1000 м, где он имеет давление 100 ат.

Таблица 23

Концентрация (K) газа и нефти в восходящем глинистом растворе

Скорость проходки, $см/мин$ ($м/час$)	Концентрация нефти или конденсата в $см^3$ на 1 $л$ глинистого раствора	Концентрация газа в $см^3$ на 1 $л$ глинистого раствора
1 (0,6)	0,043	4,3
5 (3)	0,215	21,5
10 (6)	0,430	43,0
20 (12)	0,860	86,0
40 (24)	1,720	172,0

Значения K для газа в табл. 23 даны без поправки на температуру пласта и на коэффициент сжимаемости. При скорости циркуляции глинистого раствора 60 л/сек приведенные в табл. 23 значения нужно уменьшить в 2 раза.

Когда в породе часть пор заполнена газом, а часть нефтью или конденсатом, то следует отдельно рассчитывать концентрацию газа в глинистом растворе, исходя из доли занимаемого им объема в порах породы, и прибавить то количество газа, которое растворено в нефти или в конденсате при пластовых условиях. Если в породе имеются как нефть, так и газ, то можно считать, что между ними существует равновесие и нефть или конденсат насыщены газом. Ввиду большой растворимости тяжелых углеводородных газов в нефти указанное дополнительное количество газа, выделяющееся из нефти, может быть значительным. Аналогично обстоит дело и с водой, содержащей растворенный газ. Этот газ, попадая с водой в глинистый раствор, будет в нем размещаться и повышать, таким образом, его концентрацию в глинистом растворе. Следует учесть, что по сравнению с нефтью растворимость углеводородных газов в воде невелика.

Большое значение имеет вопрос о поведении конденсата углеводородов C_2-C_6 в условиях разбуривания породы. Этот конденсат попадает в глинистый раствор первоначально в жидком виде. По мере подъема глинистого раствора и уменьшения давления он перейдет в газообразное состояние. При этом углеводороды C_2-C_4 уже в самой верхней части скважины у устья или на небольшой глубине полностью перейдут в газообразное состояние; углеводороды C_5-C_6 в зависимости от их концентрации могут или присутствовать в газе в виде паров, или остаться частично в жидком состоянии. Следовательно, размещаясь в глинистом растворе, конденсат будет переходить в газ по мере движения вверх глинистого раствора. Если будет превзойден предел растворимости, то газ выделится в свободном виде. Та часть конденсата, которая не перешла в газообразное состояние, т. е. углеводороды C_6 и выше (C_5 легко улетучивается), и не растворилась в глинистом растворе, может остаться в нем в жидком состоянии.

Интересно знать, какие же количества газа могут образоваться из конденсата, если предположить, что скважина проходит пористый пласт, содержащий только конденсат C_2-C_4 . Получающиеся при этом концентрации газа C_2-C_4 в глинистом растворе при разных скоростях проходки скважины и условиях, аналогичных приведенным выше для нефти, даны в табл. 24.

Из табл. 24 видно, что возможные концентрации газа C_2-C_4 , образовавшегося из конденсата, примерно в 2,5 раза больше, чем концентрация свободного газа, попавшего в глинистый раствор при давлении 100 ат на глубине 1 км.

Те особые условия, которые возникают при разбуривании пропластка, содержащего конденсат, заключаются в том, что этот конденсат может попасть в глинистый раствор на разных глуби-

Таблица 24

Концентрация газов C_2-C_4 , образующихся из конденсата в глинистом растворе

Скорость проходки, см/мин (м/час)	Концентрация газов C_2-C_4 , приведенных к нормальным условиям, в см ³ на 1 л глинистого раствора
1 (0,6)	10,7
5 (3)	53,7
10 (6)	107,5
20 (12)	215

нах, как на малых, так и больших. Выше, в главе I, было показано, на каких глубинах при тех или иных условиях может образоваться конденсат углеводородов C_2-C_5 . На глубинах 1,5—2 км и глубже попадание конденсата в глинистый раствор не будет существенно отличаться по концентрации от попадания свободного газа в глинистый раствор, поскольку давление газа на таких глубинах составит 150—200 ат и выше. На еще больших глубинах, где давление может составлять 300—500 ат, концентрация этого сжатого газа будет уже не измерима с концентрацией газов, образующихся из конденсата.

В то же время на глубинах до 1—1,5 км встреча с конденсатом при бурении обуславливает резкое увеличение концентрации углеводородов C_2-C_5 в глинистом растворе.

Рассмотренный вопрос о роли и значении конденсата касается лишь таких случаев, когда этот конденсат состоит только из углеводородов C_2-C_5 . В действительности условия, существующие в пласте, могут быть более сложными. Конденсат, несомненно, содержит в растворенном виде метан, который присутствует в пласте и в свободном виде. Значительная часть этана также может находиться в свободном виде. В конденсате в растворенном виде могут находиться и углеводороды C_6 и выше. По-видимому, только часть порового пространства может быть занята конденсатом, а остальное поровое пространство занято газом. В этом случае более узкие участки пор и трещин содержат конденсат, а более широкие газ. При большом количестве конденсата возможно и такое положение, что в нижней части какого-либо пласта скопляется этот конденсат, а в верхней части газ. В узких частях пор этой верхней части пласта также может находиться конденсат. Возможен и такой вариант, что конденсат находится в каком-либо пропластке, заполняя почти целиком поровое пространство. В более высоко расположенных пропластках содержится газ и в узких порах некоторое количество конденсата. Такое положение возможно, если между пропластками имеются пути, обеспечивающие фильтрацию газа и конденсата.

Концентрация газа в глинистом растворе, выраженная в $см^3$ на 1 л, при различном давлении насыщения

Скорость проходки, <i>см/мин (м/час)</i>	Водоносный пласт с растворенным газом			Газоносный пласт		
	10 ат	100 ат	300 ат	10 ат	100 ат	300 ат
1 (0,6)	0,014	0,11	0,17	0,43	4,3	12,9
5 (3)	0,07	0,55	0,85	2,15	21,5	64,5
10 (6)	0,14	1,1	1,7	4,3	43,0	129
20 (12)	0,28	2,2	3,4	8,6	86,0	258

Поэтому, рассматривая вопрос о концентрации и составе газа, попадающего в глинистый раствор при разбуривании указанных пластов или пропластков, мы должны ожидать в верхней зоне (примерно до 1—1,5 км) резкое увеличение концентрации углеводородного газа и резкое повышение содержания в газе тяжелых углеводородов $C_2—C_5$, если в пласте имеется конденсат этих углеводородов. На глубинах 100—500 м особенно значительным может быть повышение концентраций углеводородов $C_3—C_5$ в глинистом растворе, если скважина проходит пласт, содержащий конденсат.

На больших глубинах пласты, содержащие конденсат, могут давать не столько повышение общей концентрации газа (этого повышения может и не быть), сколько обуславливать повышение содержания в газе тяжелых углеводородов $C_2—C_5$.

При разбуривании толщи горных пород скважина может встретить воду, содержащую растворенный газ. Степень насыщения воды газом может быть весьма различной в зависимости от количества присутствующего газа и условий залегания. Наличие таких водоносных горизонтов с растворенным газом представляет определенный интерес. Подобные газосодержащие воды могут служить поисковым признаком. Кроме того, известны случаи, когда добыча растворенного в воде газа являлась рентабельной и имела промышленное значение. Однако коэффициенты растворимости углеводородных газов в воде невелики и содержание газа даже при давлениях 200—300 ат и при условии полного насыщения достигает 2,5—3 $л/м^3$ газа на 1 $м^3$ воды. В случае свободного газа его концентрация в породе гораздо больше — в 1 $м^3$ породы при пористости 20% может содержаться при указанном давлении около 40—60 $л/м^3$ газа (приведенного к нормальным условиям). При малых давлениях это соотношение концентрации растворенного и свободного газа приближается к значению коэффициента растворимости. Для метана при температуре 20° С этот коэффициент равен 0,033; при более высокой температуре он уменьшается.

При разбуривании такого водоносного пласта вода с растворенным газом будет попадать в глинистый раствор и размещаться в нем. Зная концентрацию газа в воде и объемную скорость поступления глинистого раствора, можно рассчитать газосодержание глинистого раствора.

В табл. 25 даны концентрации газа в глинистом растворе при различных условиях залегания водоносного горизонта; при этом предполагается, что растворенный в воде газ насыщает воду. В табл. 25 приняты те же условия, что и ранее в табл. 24: пористость 20%, коэффициент насыщения 0,8, объемная скорость глинистого раствора 30 $л/сек$.

При высоких давлениях растворимость газа в воде уже не подчиняется закону Генри.

Если сравнивать концентрации газа в глинистом растворе для более или менее близких глубин залегания (табл. 25), то вода, содержащая растворенный углеводородный газ, обусловит наличие в глинистом растворе в несколько десятков раз меньшие концентрации газа, чем свободный газ в аналогичных условиях залегания.

Состав свободного и находящегося с ним в равновесии растворенного газа примерно одинаков (для $C_1—C_4$). Поэтому по составу газа в подобных случаях трудно различить между собой свободный и растворенный углеводородный газ. В главе I были приведены данные о растворимости углеводородов C_5 и выше в воде при повышенных давлениях и температурах. Углеводороды $C_5—C_8$ обладают несколько повышенной растворимостью в воде даже при обычных условиях. При повышенных температурах растворимость жидких углеводородов увеличивается. В связи с этим можно было бы ожидать в растворенном газе относительно более высокие концентрации углеводородов C_5 и выше, чем в свободном газе. Однако нужно учесть, что состав свободного газа может быть весьма различен, а, кроме того, наличие конденсата углеводородов C_3 и выше может аналогичным образом обогатить состав газа в глинистом растворе тяжелыми углеводородами. Поэтому повышенная концентрация тяжелых углеводородов C_5 и выше вряд ли может быть однозначным показателем водоносного пласта с растворенным газом. Такой показатель может иметь практическое значение лишь в отдельных случаях как некоторая закономерность, характерная лишь для данного района или данной структуры. Характерные отличия водорастворенного газа будут рассмотрены в главе VI.

Описанный случай водоносного пласта с растворенным газом относится к такому положению, когда имеется только свободный и растворенный газ. Действительные природные условия могут

быть значительно сложнее. В проходимом скважинной пласте могут присутствовать небольшие количества нефти или конденсата углеводородов C_3 — C_5 . В отдельных участках разреза даже на небольшом расстоянии могут встречаться как вода с растворенным газом, так и некоторые количества нефти и конденсата. В связи с этим состав и распределение газа в движущемся глинистом растворе приобретают более сложный характер.

В поступающей при разбуривании воде могут быть небольшие количества нефти. Изменение условий, в которых находится глинистый раствор при его движении вверх (снижение температуры и давления), может привести к тому, что некоторое количество растворенных жидких углеводородов, а возможно, и других органических соединений выделится в свободном виде.

Растворимость углеводородных газов в чистой воде или в воде, содержащей в растворе соли, изучена достаточно подробно. Однако неясно, какова будет растворимость углеводородных газов, в частности газов C_3 — C_4 , в воде, содержащей растворенные жидкие углеводороды или другие органические соединения, например органические кислоты. В тех случаях, когда пленки нефти или конденсата примешаны к воде, это общее количество растворенного в воде углеводородного газа увеличивается. Особенно значительно это увеличение будет заметно для таких компонентов, как пропан, изобутан и бутан (а также C_5 и выше).

Газы, извлекаемые при газовом каротаже из таких вод с пленками нефти или конденсата, несомненно, будут обогащены тяжелыми углеводородами C_2 и выше.

Представим себе, что в 1 л глинистого раствора присутствует 1 см³ нефти или конденсата. Растворимость пропана в нефти при давлении в несколько атмосфер примерно в 200 раз выше, чем в воде. Для изобутана, бутана и углеводородов это соотношение еще выше. Присутствие 1 см³ нефти в 1 л глинистого раствора может примерно вдвое и даже больше увеличить содержание тяжелых углеводородов C_2 и выше.

При разбуривании глинистых или иных пород, являющихся покрышками над газовыми или газонефтяными залежами, концентрация газов и нефти в глинистом растворе будет зависеть от концентрации в породе. В глинистых породах концентрация газа в соответствии с его сорбцией будет еще меньше, чем в воде при аналогичных условиях залегания. Поэтому и глинистый раствор, выносящий такие породы, будет насыщен газом не более, чем в упомянутых случаях разбуривания водоносного пласта с растворенным газом. При малой водонасыщенности глинистого пласта концентрация газа в глинистом растворе может оказаться еще меньшей по сравнению с водоносным газосодержащим пластом. Однако в величину концентрации могут внести определенные искажения отдельные мелкие пропластки песка или иных пористых пород, содержащих небольшие количества газа или нефти.

СОСТОЯНИЕ ГАЗА И НЕФТИ В ГЛИНИСТОМ РАСТВОРЕ ПРИ ЕГО ДВИЖЕНИИ ОТ ЗАБОЯ К ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Рассмотрим более детально весь процесс поведения газа от момента его поступления из пласта в глинистый раствор и до выхода раствора на земную поверхность. Учтем также методику применяемой дегазации глинистого раствора и посмотрим, как влияет этот процесс на результаты проводимых анализов газов, выделяемых из глинистого раствора.

Газ может поступать из пласта в глинистый раствор в следующих состояниях: 1) в свободном состоянии в виде пузырьков различного размера; 2) в виде конденсата, который затем, испаряясь, переходит в газообразное состояние; 3) в растворенном виде в нефти; 4) в растворенном виде в воде.

Может происходить диффузия газа из пройденных пластов через заглинизированные стенки скважины в глинистый раствор.

В процессе движения газа с глинистым раствором вверх по скважине часть его может теряться за счет диффузии в глинистую корку и далее в пласты пород.

Как только глинистый раствор попадает на земную поверхность, то потери газа резко увеличиваются. В зависимости от методики дегазации глинистого раствора вносятся определенные искажения в определяемые величины концентраций газа в глинистом растворе.

Газ, нефть или конденсат, попав в забое скважины в глинистый раствор, размешиваются в нем и начинают подниматься вверх по скважине. Свободный газ, попав первоначально в виде отдельных пузырьков в глинистый раствор, постепенно растворяется в нем, поскольку количество глинистого раствора велико по сравнению с количеством газа (мы не касаемся здесь случаев выброса больших количеств газа). Как видно из приведенных выше табл. 24, 25, концентрация газа в глинистом растворе даже при больших скоростях проходки составляет десятки или одну-две сотни см³ газа на 1 л глинистого раствора. Можно представить себе случаи, когда вследствие более высокой пористости и повышенного давления газа по сравнению с гидростатическим давлением эта концентрация газа в глинистом растворе будет еще в 2—2,5 раза больше. Совершенно очевидно, что даже в таких случаях (учитывая давление в глинистом растворе) весь свободный газ может перейти в растворенное состояние при условии, что глинистый раствор движется медленно и газ успеет в нем раствориться.

Необходимо уточнить, успеет ли газ раствориться в глинистом растворе при его движении от забоя до устья скважины? Это зависит от длины пути (т. е. от глубины скважины), от скорости движения глинистого раствора и от размера пузырьков газа. Растворение пузырька газа в глинистом растворе или в воде можно

представить себе следующим образом. Газ растворяется в поверхностном слое соприкасающейся с ним жидкости, а затем молекулы его диффундируют дальше в жидкость. Чем больше поверхность контакта газа с жидкостью, тем скорее (имея в виду одно и то же количество газа) произойдет полное растворение газа. Поэтому газ, разбитый на мелкие пузырьки, будет растворяться быстрее, чем в том случае, если эти пузырьки крупные.

Так как глинистый раствор находится в движении, то условия диффузии будут таковы: поверхность жидкости, соприкасающаяся с газом, будет им насыщена, остальная же масса жидкости будет иметь концентрацию газа от нулевой (в начале процесса), затем, постепенно повышаясь, до полного насыщения раствора или полного растворения газа. Если общее количество пузырьков газа в растворе мало, то практически можно считать, что концентрация растворенного газа остается очень незначительной по сравнению с его концентрацией в поверхностном слое жидкости.

Приближенные расчеты показывают, что при значительных размерах пузырьков газа они могут и не успеть раствориться в глинистом растворе, если глубина скважины невелика, а скорость движения глинистого раствора значительна. Так, например, при движении глинистого раствора со скоростью 1,5 м/сек и при глубине скважины 500 м потребуется 5,5 мин. для того, чтобы пузырьки газа вместе с раствором дошли от забоя до устья скважины. У скважины глубиной 1000 м на это потребуется 11 мин.

Следует учесть, что размер пузырьков по мере движения глинистого раствора будет увеличиваться вследствие постепенного снижения давления. Для скважины глубиной 500 м при указанной скорости движения раствора уже через 2,75 мин. с момента попадания газа в раствор объем каждого пузырька должен был стать вдвое больше, если бы не происходило растворения газа. Чем больше диаметр пузырька газа и чем меньше давление газа, тем больше возможностей для пузырька газа дойти до устья скважины. Пузырьки газа, попавшие вместе с глинистым раствором к устью скважины и в желоб, в большей своей части уйдут в атмосферный воздух. Доля газа, оставшаяся в виде мельчайших пузырьков газа в глинистом растворе, зависит от размеров этих пузырьков, вязкости глинистого раствора и других условий. Эти оставшиеся пузырьки газа попадают в дегазатор, например, поплавкового типа. Однако здесь может выделиться только лишь некоторая часть газа, другая его часть пройдет дегазатор.

Таким образом, при определенных условиях газ, попавший из пласта в глинистый раствор, может не успеть раствориться в нем. И хотя раствор не будет насыщен газом, значительная или даже большая его часть уйдет вместе с раствором в отстойник и в атмосферу.

Рассмотрим теперь, какие изменения будут происходить с жидким конденсатом ($C_2-C_3-C_4$ и выше) при его попадании и движении вместе с глинистым раствором вверх по скважине.

Жидкий конденсат, попадая из пласта в глинистый раствор, будет с ним перемешиваться. При движении глинистого раствора вверх и снижении давления конденсат начнет переходить в газообразное состояние. Первоначально будут выделяться растворенные в конденсате газы: метан, этан, а также CO_2 и H_2S , если они присутствуют. Затем испаряются углеводороды C_3-C_4 и выше.

Интенсивный переход конденсата в газообразное состояние начнется, когда давление в глинистом растворе упадет настолько, что жидкий конденсат будет кипеть. Это происходит на определенной глубине, которую находят по кривым, приведенным в главе I (см. рис. 8). Глубина, где начнется интенсивный переход конденсата в газообразное состояние, может быть еще более точно вычислена, если учесть для данного района по мере углубления изменение температуры и состав газа, главным образом углеводородов C_1-C_6 .

При среднем геотермическом градиенте интенсивный переход конденсата C_3-C_5 в газообразное состояние может начаться на глубинах 100—300 м, если положить, что удельный вес глинистого раствора составляет 1,2. Иначе говоря, это интенсивное газообразование начнет происходить в некоторых случаях за 2—3 мин. до выхода глинистого раствора на дневную поверхность. При этих условиях значительная часть газа, если он появится в свободном состоянии в виде пузырьков, может не успеть раствориться в глинистом растворе и вместе с ним будет вынесена на земную поверхность.

Когда нефть, содержащая растворенный газ, из пласта попадает в глинистый раствор, то имеют место явления, несколько схожие с теми явлениями, которые происходят с конденсатом.

При движении глинистого раствора вверх по скважине и снижении давления из нефти выделяются растворенные газы: метан, этан, а затем углеводороды C_3-C_4 . По сравнению с конденсатом разница состоит в том, что конденсат целиком переходит в газообразное состояние, в то время как в нефти лишь часть ее вещества может перейти в газообразное состояние. Интенсивность же газообразования будет зависеть от количества и качества нефти и конденсата, попадающих в глинистый раствор. Некоторые нефти имеют большой газовый фактор и значительное содержание углеводородов C_3-C_4 . Количество выделяющегося из нефти газа в этих случаях будет велико. Встречаются, однако, нефти, почти не содержащие углеводородов C_1-C_4 .

Вода, содержащая растворенный газ, попадая из пласта в глинистый раствор, будет в нем размешиваться. Так как количество глинистого раствора во много раз больше, чем количество поступившей из пласта воды, то даже если вода была насыщена углеводородным газом, то после такого разбавления концентрация газа в растворе будет невелика. В большинстве случаев не приходится ожидать, чтобы растворенный газ хотя бы в самой верхней части скважины мог выделиться в свободном состоянии в виде пузырьков. Газ будет находиться в глинистом растворе только

в растворенном состоянии. Только в тех сравнительно редких случаях, когда из пласта начинается большой приток воды, т. е. когда степень ее разбавления глинистым раствором невелика, могут быть такие случаи, когда концентрация растворенного газа в верхней части скважины превысит допустимую и газ начнет выделяться в свободном виде.

Все эти процессы могут в той или иной степени перекрывать друг друга. В порах пласта могут быть одновременно свободный газ и конденсат или свободный газ и нефть. Но в общих чертах можно считать, что нижняя часть скважины является зоной, где происходит растворение свободного пластового газа в глинистом растворе. Газ может здесь растворяться целиком, или же при небольших глубинах скважин и других благоприятных условиях та или иная часть его дойдет в свободном виде до устья скважины. Средняя или верхняя часть скважины (в зависимости от глубины и других условий) является зоной перехода в газообразное состояние конденсата и выделения из нефти растворенного газа и содержащихся в нефти сконденсированных углеводородов $C_3 - C_4$.

Возможны в то же время условия, когда переход конденсата в газообразное состояние и выделение газов из нефти начнутся несколько раньше, т. е. несколько ниже по скважине. Это будет в том случае, если физические условия в пласте близки к тем, при которых начинается переход конденсата в газ или когда нефть насыщена газом. Поскольку давление в глинистом растворе обычно превышает давление в пласте, то конденсат или нефть должны прежде подняться вместе с глинистым раствором примерно на одну пятую или одну четвертую часть длины скважины (при удельном весе глинистого раствора 1,2—1,25), чтобы возник интенсивный переход конденсата в газ (полагая, что в пласте давление соответствует гидростатическому).

Таким образом, растворение свободного газа начинается сразу же, как он попадает в глинистый раствор в забое скважины. Выше по скважине происходит переход конденсата в газ и выделение нерастворенного газа из нефти. Выделившиеся пузырьки газа, двигаясь вместе с глинистым раствором, будут постепенно увеличиваться в объеме. Появление таких пузырьков газа в очень чистой воде может несколько задержаться. Малый пузырек газа в жидкости испытывает давление, направленное к его центру и обусловленное поверхностным натяжением согласно формуле

$$p = \frac{2\sigma}{r},$$

где p — избыточное давление внутри пузырька газа сверху давления самой жидкости; σ — поверхностное натяжение, выраженное в динах на 1 см длины; r — радиус пузырька в см.

Пузырек газа, первоначально возникающий в жидкости, вначале должен иметь радиус одного порядка с расстояниями между

молекулами (10^{-8} см). Согласно приведенной формуле это создает такое избыточное давление, что пузырек не может образоваться и жидкость остается в состоянии перенасыщения. Однако если в жидкости присутствуют взвешенные частицы твердого материала, то пузырьки газа легко образуются на этих частицах, а затем появляются и в свободном виде, отделившись от твердых частиц.

В глинистом растворе имеются большие количества твердых частиц; по-видимому, не приходится ожидать какого-либо замедления с образованием пузырьков газа, как только концентрация газа превысит предел его растворимости при имеющихся условиях.

Растворенный газ может выделяться лишь в том случае, если глинистый раствор насыщен газом при тех давлениях, которые имеются у устья скважины или на некоторой глубине от него. Пузырьки выделяющегося газа — это его избыток в глинистом растворе, который в таком виде вместе с избыточным свободным газом проходит через дегазатор. Если отбираются пробы глинистого раствора для полной его дегазации, то этот свободный газ и частично растворенный будут утеряны в процессе отбора и при переводе раствора в дегазатор.

Возможно и иное положение. Газ, образующийся из конденсата или выделяющийся из нефти, не успевает раствориться в глинистом растворе. При некоторых упомянутых выше условиях может не успеть раствориться и свободный газ, попавший из пласта в глинистый раствор. В этих случаях у устья скважины глинистый раствор является недонасыщенным растворенным газом. Свободный газ теряется в атмосферу, но частично с глинистым раствором проходит через дегазатор. Глинистый же раствор, будучи взятым для полной дегазации, может оказаться недонасыщенным газом.

Таким образом, недонасыщенность газом глинистого раствора может являться следствием не опережающей фильтрации глинистого раствора в пласт, а причинами другого характера.

Следует учесть и такое обстоятельство. Если в глинистом растворе присутствует много свободного газа в виде пузырьков, то дегазация образца такого раствора может дать неправильные результаты. Может создаться впечатление о гораздо большем содержании растворенного газа, чем оно имеется в действительности.

На каждой глубине, считая от устья скважины, выделение свободного газа зависит от концентрации газа в глинистом растворе. Как это видно из табл. 24—25, при невысоких и даже средних скоростях бурения глинистый раствор, выходящий на земную поверхность, еще не будет насыщен растворенным углеводородным газом.

Если представить себе, что скорость проходки составляет 12 м/час, пористость пласта 20%, коэффициент газонасыщения 0,8 и давление газа на глубине 1 км равно 100 ат (т. е. в 1 м³

породы имеется 20 нм^3 газа), то в 1 л глинистого раствора будет содержаться 86 см^3 углеводородного газа. Поскольку при нормальном давлении растворимость этого газа в глинистом растворе составит примерно 25 см^3 на 1 л раствора, то, по-видимому, выделение из него газа может начаться, когда давление станет менее чем $3-3,5 \text{ ат}$, т. е. на глубине около 30 м. При еще большей концентрации газа в глинистом растворе это выделение свободного газа может начаться на более значительной глубине, например на глубине 50 или даже 100 м.

Однако во многих случаях предел растворимости газа не будет превзойден и газ в глинистом растворе, выходящем на поверхность, будет находиться в растворенном состоянии. В то же время на небольших глубинах может выделяться газ. Иногда это выделение газа будет происходить только при выходе глинистого раствора на поверхность. Вопрос этот представляет интерес, поскольку возникает предположение, что пузырьки газа в глинистом растворе будут подниматься вверх вследствие своей легкости и обгонять таким образом движущийся глинистый раствор.

Движение газовых пузырьков в жидкости будет подчиняться закону Стокса, согласно которому «сопротивление вязкости пропорционально произведению коэффициента вязкости среды на линейные размеры тела и первую степень скорости движения». Для тел шарообразной формы сопротивление вязкости равно

$$Q = \pi \eta r v,$$

где η — коэффициент вязкости; v — скорость движения пузырьков жидкости; r — радиус тела.

Скорость равномерного подъема пузырьков газа в вязкой среде будет тем меньше, чем больше вязкость среды и чем меньше размеры пузырьков. При движении таких пузырьков газа с глинистым раствором на большие расстояния нужно учитывать, что размер пузырьков вследствие уменьшения давления будет расти. Следовательно, по мере движения глинистого раствора вверх по скважине скорость всплывания пузырьков будет увеличиваться. Это будет происходить при условии, что интенсивность растворения газа будет меньше, чем рост размеров пузырьков за счет уменьшения давления.

Несомненно, что если пузырьки газа движутся вместе с глинистым раствором на значительное расстояние, то это всплывание пузырьков газа может играть определенную роль в распределении концентраций газа в глинистом растворе.

Вода и нефть, попадающие в глинистый раствор, перемешиваются с ним довольно быстро, тем более, что движение глинистого раствора имеет турбулентный характер. Частицы породы, попадающие в глинистый раствор, т. е. шлам, содержат в порах адсорбированный газ, который также довольно быстро попадает в глинистый раствор и растворяется в нем. По мере движения

частиц породы вверх давление падает, свободный газ в порах этих частиц расширяется и почти весь этот газ попадает в глинистый раствор. Снижение давления вызывает также и выделение растворенного и сорбированного газа. В частицах породы может остаться лишь часть первоначально содержавшегося газа в соответствии с равновесием, которое установится в процессе движения глинистого раствора между частицами породы и раствором. Конденсат, могущий присутствовать в порах частиц при снижении давления, будет переходить в газообразное состояние и попадать в глинистый раствор. Поскольку конденсат состоит из углеводородов C_2 и выше и их адсорбция породой больше, чем адсорбция метана, то частицы породы (шлама) будут относительно обогащены тяжелыми углеводородами.

Если нефть не содержит растворенного газа или этого газа очень мало, то она целиком останется в частицах породы. Содержащийся в нефти растворенный газ при снижении давления будет выделяться в свободном виде и частично выталкивать нефть из пор частицы в глинистый раствор. Тем не менее значительная часть нефти останется в частицах породы. Практика показывает, что действительно газосодержание шлама бывает невелико, а в шлеме нефтеносных пород всегда находится то или иное количество нефти.

Скважина, проходя какой-либо газоносный или нефтеносный пласт, обуславливает в течение некоторого времени поступление газа или нефти в глинистый раствор. Возникает вопрос, в какой мере зона глинистого раствора, обогащенного газом или нефтью, будет сохранять свое положение при движении глинистого раствора и не подвергается ли эта зона такому размыву и рассеиванию, что концентрации газа значительно уменьшатся. Величина или, точнее, длина этой зоны обогащенного газом глинистого раствора зависит от мощности проходимого газо- или нефтесодержащего пласта, от скорости проходки, объемной скорости циркуляции глинистого раствора и линейной скорости его движения по скважине. Линейная скорость движения глинистого раствора зависит от величины зазора между стенками скважины и бурильными трубами. Соотношение между длиной этой зоны и другими величинами можно выразить следующим уравнением:

$$A = \frac{h\Gamma}{v},$$

где A — объем глинистого раствора, проходящего через скважину мимо забоя за время проходки пласта; v — скорость проходки в м/час; Γ — скорость циркуляции глинистого раствора в л/час; h — мощность пласта в м.

За время разбуривания продуктивного пласта через забой скважины пройдет очень большое количество глинистого раствора. Предположим, что мощность пласта составляет 1 м, а скорость проходки 2 м/час. Следовательно, продуктивный пласт проходят

в течение получаса. Полагая, что объемная скорость циркуляции глинистого раствора составляет 30 л/сек или 108 тыс. л/час, получим, что за время проходки однометрового продуктивного пласта через забой скважины пройдет 54 тыс. л глинистого раствора. Разделив величину A на объем глинистого раствора в зазоре между стенками скважины и бурильными трубами и умножив полученную величину на глубину скважины, мы получим длину того столба глинистого раствора, в котором находятся газ или нефть из продуктивного пласта.

К этому вопросу можно подойти и с другой стороны. Будем считать, что линейная скорость движения глинистого раствора изменяется от 0,25 до 2 м/сек. При глубине скважины 500 м глинистый раствор до устья скважины при скорости 0,25 м/сек дойдет за 2000 сек. или за 33 мин., а при скорости 2 м/сек — за 4 мин. 10 сек. В первом случае зона, где будет находиться в глинистом растворе газ или нефть, займет всю скважину, т. е. эта зона будет иметь протяженность около 500 м, поскольку разбуривание пласта продолжается полчаса.

Во втором случае эта протяженность составит около 3500 м, иначе говоря, глинистый раствор, содержащий газ или нефть, обновится в скважине около 7 раз за время проходки продуктивного пласта.

При увеличении скорости проходки протяженность этой зоны будет меньше. Так, если возьмем скорость проходки 10 м/час, то в первом случае (линейная скорость глинистого раствора 0,25 м/сек) протяженность этой зоны составит около 100 м, а во втором — около 700 м.

Следовательно, даже при малой линейной скорости движения глинистого раствора и большой скорости проходки протяженность зоны будет составлять 100 м, занимая одну пятую часть глубины скважины.

Даже при таких условиях размыв этой зоны будет незначителен. Несомненно, что начальный и конечный участки стометровой зоны глинистого раствора подвергнутся некоторому размыву. Начальный участок, соприкасаясь с ранее прошедшим негазированным глинистым раствором, будет, естественно, с ним смешиваться вследствие турбулентности движения, хотя при малых скоростях эта турбулентность проявляется слабее. При больших же скоростях протяженность газированной зоны будет больше. Поэтому значение этого перемешивания будет не сильно отличаться от другого, если брать отношение участка, размываемого раствором, к протяженности всей газированной зоны.

То же относится и к конечному участку зоны, который после окончания проходки продуктивного пласта будет соприкасаться со свежим глинистым раствором.

Таким образом, поскольку протяженность зоны глинистого раствора, содержащего газ или нефть, велика (обычно это сотни

метров), то не приходится говорить о том, что газ, попавший из продуктивного пласта за время движения глинистого раствора по скважине, настолько размещается в глинистом растворе, что нельзя будет уловить его концентрацию и определить, учитывая «отставание» глинистого раствора, глубину залегания продуктивного пласта.

ДИФФУЗИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В СКВАЖИНЕ

Диффузионные процессы, происходящие в зоне движения глинистого раствора вверх по скважине, имеют определенное значение для газового каротажа. Диффузия газов играет значительную роль при растворении пузырьков газа в глинистом растворе и при дегазации глинистого раствора, когда растворенный в нем газ постепенно уходит в атмосферу.

Глинистый раствор, содержащий растворенный и свободный газ, при своем движении от забоя до устья скважины находится в контакте с глинизированными стенками скважины в той ее части, в которой нет обсадных труб.

Возможны два противоположных процесса: 1) газ, содержащийся в пластах, уже пройденных скважиной, может благодаря диффузии проникать через глинистую корку и попадать в глинистый раствор; 2) газ, содержащийся в глинистом растворе, будет диффундировать в заглинизированные стенки скважины и далее в горные породы. Направление диффузии газа зависит от концентрации его в глинистом растворе, в заглинизированных стенках скважины и прилегающих пластах породы.

Как было описано выше, концентрация газа в глинистом растворе может быть весьма различной в зависимости от содержания его в пласте, от скорости проходки и скорости циркуляции глинистого раствора. При значительных скоростях проходки, например 6—10 м/час или выше, на глубинах 1—1,5 км количество газа, попадающее в глинистый раствор, может в несколько раз превосходить то, которое соответствует его растворимости при нормальных условиях. Весьма различной может быть концентрация газа в породах, покрывающих залежь. Если в результате тех или иных процессов вертикальной миграции установилось равновесие с основной залежью газа, то концентрации этого газа будут постепенно убывать при движении снизу вверх для свободного газа и в зависимости от коэффициентов сорбции для газа, сорбированного породой.

В этом случае для глинистого раствора, содержащего растворенный газ в концентрации, например, 100 см³ газа на 1 л раствора, создается такое положение: в нижней части скважины концентрация газа в породах, покрывающих залежь, будет выше, чем в глинистом растворе, поэтому диффузионный поток газа будет направлен от породы через глинизированную стенку скважины в глинистый раствор; в верхней части скважины концентрация

Диффузионный газовый поток в $см^3$ через $1 м^2$ глинистой корки за 1 мин.

Газ	Перепад концентраций		
	1 ат/м	1 ат/см	20 ат/см
Метан	0,00038	0,038	0,76
Пропан	0,00030	0,030	0,60
Углекислый газ	0,01000	1,000	18,00

газа в растворе будет выше, чем в породах. При указанном содержании $100 см^3$ газа на $1 л$ раствора это соответствует давлению $4—5 ат$ газа. Следовательно, начиная с глубин $40—50 м$ и более, концентрация газа в глинистом растворе будет выше и диффузионный поток будет направлен от глинистого раствора в глинизированную стенку скважины и далее в породу. Этот процесс будет происходить, естественно, лишь в том случае, если скважина не обсажена. Поскольку интервал, где может идти этот диффузионный процесс, невелик, время прохождения его глинистым раствором составляет примерно $2—3$ мин., то влияние диффузионных потерь для глинистого раствора будет незначительным. Тем более нужно учесть, что в нижней части скважины глинистый раствор будет обогащаться газом за счет диффузии из пород и это обогащение в конечном итоге становится более значительным, чем потери в верхней части скважины.

Однако возможно иное положение. Равновесного состояния основной залежи с породами, расположенными выше, нет, и, следовательно, в верхней части скважины диффузионный поток будет направлен от глинистого раствора к породе, начиная, например, с глубин несколько сот метров и выше. Скорости проходки могут быть больше чем $6—10 м/час$, точно так же и содержание газа в выбуренной породе может быть выше, чем принято в табл. 22—25. В этих случаях роль диффузионных потерь газа может стать уже более значительной. При условии, что диффузионное обогащение газа в нижней части скважины будет невелико (интервал, где этот процесс незначителен), диффузионные потери в верхней части скважины могут в конечном итоге привести к некоторому обеднению газом глинистого раствора.

Рассматривая количественную сторону вопроса, мы должны исходить из определенных значений коэффициентов диффузии, толщины заглинизированного слоя и перепада концентраций газа.

Можно считать, что глинистый раствор будет проникать лишь на очень незначительную глубину в плотные, сцементированные породы, имеющие незначительную пористость и проницаемость. Несколько глубже глинистый раствор будет проникать в пористые и хорошо проницаемые породы, играющие роль коллекторов газа. Когда глинистый раствор соприкасается с глинистой же породой, то, по-видимому, не происходит сколько-нибудь значительного проникновения раствора в породу.

Выше, в главе I, были приведены значения коэффициентов диффузии через влажные глинистые породы. Можно считать, что коэффициенты диффузии газов через глинистую корку и заглинизированные стенки скважины будут близки к значениям, указанным в табл. 17.

Будем исходить из предположения, что толщина глинистой корки и заглинизированного слоя составляет $5 см$. Значения установившегося диффузионного потока в этом случае приведены в табл. 26.

Предположим, что диффузионный поток метана соответствует наибольшему, указанному в табл. 26 значению, именно $0,76 см^3/м^2$ за 1 мин. Это соответствует такому положению, когда толщина глинистой корки или заглинизированной породы составляет $5 см$ в породе, давление свободного газа составляет $100 ат$, а метана в глинистом растворе практически нет.

Если мы предположим, что объемная скорость глинистого раствора составляет $30 л/сек$, а линейная скорость $0,25 м/сек$, то при диаметре скважины $250 мм$ концентрация продиффундировавшего в глинистый раствор метана составит около $0,005 см^3$ на $1 л$ раствора, полагая, что диффузия происходит в скважине на протяжении $15 м$.

Как видно, концентрация получается очень небольшая, хотя условия для диффузии взяты довольно благоприятные. Можно представить себе, что перепад концентраций еще в $2—3$ раза больше, чем это было принято выше, и мощность тех пластов, где имеется такой перепад концентраций, не $15 м$, а в несколько раз больше. Однако, если мы допустим, что указанная концентрация газа в глинистом растворе увеличится в $10—20$ раз, она все равно останется незначительной по сравнению с концентрацией того газа, который попадет в глинистый раствор при разбурировании газодержащего пласта.

Когда глинистый раствор проходит мимо глинистого или иного пласта, играющего роль крышки над нефтегазовой залежью, и этот пласт находится в состоянии сорбционного насыщения, то диффузия газа в глинистый раствор будет иметь меньшую интенсивность, чем в описанном выше случае. Хотя разница концентраций — в залежи и в глинистом растворе — может быть такой же, как и выше, однако этот перепад концентраций приходится на значительно большее расстояние.

Следует также учесть, что в приведенных расчетах принято, что диффузионный поток достиг стационарного состояния. В действительности, для того чтобы диффузионный поток установился, нужно в указанных условиях время исчислять не минутами и даже не часами, а сутками. Поэтому из только что пройденных пластов

диффузионного потока практически еще нет. Только спустя какое-то время (например, спустя несколько часов) можно ожидать первые следы диффузионного проникновения газа. Этот диффузионный поток будет постепенно увеличиваться. Поэтому из только что пройденных (например, за сутки) газоносных пластов диффузионный поток будет меньше, чем принятые выше величины.

Таким образом, хотя диффузионное обогащение глинистого раствора, несомненно, происходит при его движении мимо газоносных пластов, однако это обогащение очень невелико и оно не может играть существенной роли по сравнению с газом из выбуренной газоносной породы.

Приведенный расчет показывает также, что и диффузионные потери в верхней части скважины будут незначительными по сравнению с имеющимся в глинистом растворе содержанием газа. Условия для диффузии газа из глинистого раствора в пласты, практически лишенные газа, значительно хуже, чем для описанного случая диффузии из пласта в глинистый раствор. Концентрация газа в глинистом растворе гораздо меньше, чем в глинистой корке против газоносного пласта. Диффузионное обогащение газом глинистого раствора становится более значительным, если глинистый раствор некоторое время находится в скважине.

Предположим, что глинистый раствор стоит в скважине в течение суток. В этом случае в интервале 1 м против газоносного пласта с давлением газа, равным 100 ат, выделится в глинистый раствор за счет диффузии такое количество газа, что его концентрация составит (при условиях, аналогичных описанным выше) около 17 см³ на 1 л глинистого раствора. Таким образом, при достаточно длительном стоянии глинистого раствора в скважине в нем образуются против газоносных пластов зоны с повышенным содержанием газа. Это обстоятельство дало основание выдвинуть идею о газовом каротаже, проводимом после бурения.

Проведенные в последнее время эксперименты на действующих буровых скважинах показали, что качественное соотношение углеводородных газов, попадающих из пласта в раствор, на всем пути следования до устья скважины, практически не изменяется.

Глава III

ДЕГАЗАЦИЯ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА И КЕРНА

При проведении газового каротажа важнейшими видами работ являются дегазация глинистого раствора или керна и анализ извлеченного газа. Эти две операции позволяют получить определенные результаты газового каротажа в виде диаграммы газонасыщенности исследуемого разреза и обуславливают качество их и практическую ценность. Большинство методических усовершенствований в газовом каротаже относится в последнее время к дегазации и анализу.

Степень дегазации глинистого раствора может быть весьма различной в зависимости от применяемой методики и техники работ. Точно так же весьма различным по своей детальности, точности и чувствительности определений может быть и анализ извлеченного газа.

По выходе глинистого раствора на земную поверхность начинается его естественная дегазация. Пузырьки свободного газа всплывают на поверхность глинистого раствора, и выделившийся газ рассеивается в атмосфере. Растворенный газ благодаря диффузии постепенно и сравнительно медленно уходит в атмосферу.

Только что вышедший из скважины глинистый раствор может быть отобран в виде отдельной пробы и в дальнейшем подвергнут полной дегазации в лаборатории. Так поступают при проведении эпизодического газового каротажа, стремясь определить полное газосодержание глинистого раствора.

При проведении непрерывного газового каротажа некоторая часть глинистого раствора, выходящего из скважины, проходит через дегазатор той или иной конструкции. При этом прохождении глинистого раствора через дегазатор выделяется лишь часть содержащегося в нем газа. В некоторых типах дегазаторов эта часть газа очень невелика по сравнению со всем содержащимся газом в глинистом растворе. Улавливаясь главным образом свободный газ и притом не целиком. Естественная дегазация керна начинается уже при его подъеме в скважине. Для дегазации извлеченного керна применяются специальные методы.

КОНЦЕНТРАЦИЯ КОМПОНЕНТОВ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СМЕСИ, ИЗВЛЕЧЕННОЙ ИЗ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ РАЗНЫХ СТЕПЕНЯХ ДЕГАЗАЦИИ

Рассматривая дегазацию глинистого раствора, необходимо учитывать не только дегазацию из самого глинистого раствора, но и дегазацию из тех небольших количеств нефти, которые могут присутствовать в глинистом растворе. Роль этих небольших количеств нефти может быть значительной вследствие хорошей растворимости углеводородных газов в нефти [21, 43]. Однако следует учитывать ряд особенностей дегазации многокомпонентных газовых смесей при понижении давления.

В области дегазации нефти проведен ряд исследований [5, 43]. Газ от нефти можно отделить при понижении давления двумя способами. Один из них основан на том, что выделяющийся по мере понижения давления газ продолжает соприкасаться с поверхностью нефти. При этом увеличивается объем выделяющегося газа, а общее количество газа во всей системе остается неизменным. Этот способ называется контактной дегазацией. При другом способе выделяющийся из нефти газ непрерывно отводится из системы. Этот способ называется дифференциальной дегазацией. Количество газа в нефти при этом постепенно уменьшается, а общий объем системы может сохраняться.

При любом из этих способов первоначально из нефти начнет выделяться в основном метан, а в дальнейшем и другие более тяжелые углеводороды. По закону Рауля — Дальтона при равновесном состоянии парциальные давления компонента в газовой и жидкой фазах равны. Если в газовой фазе содержится несколько компонентов, то при одном и том же давлении парциальное давление какого-либо компонента в газовой фазе будет тем меньше, чем больше количество и парциальное давление других компонентов.

Присутствие в газовой фазе нескольких компонентов взаимно усиливает их выделение из раствора. Если происходит контактная дегазация, то выделяющиеся из нефти легкие углеводороды в газовой фазе усиливают выделение более тяжелых углеводородов. При дифференциальной дегазации выделяющиеся легкие углеводороды удаляются и парциальные давления тяжелых углеводородов по сравнению с контактной дегазацией становятся более высокими.

Эти особенности выделения газов и изменения коэффициентов по растворимости в зависимости от давления связаны главным образом с присутствием тяжелых углеводородов, растворимость которых намного выше, чем растворимость метана.

Давление, при котором газ, находящийся в контакте с нефтью, полностью в ней растворяется, называется давлением насыщения. Нефть в этом случае называют насыщенной.

В нефти может быть растворено очень большое количество газа. Необходимо для этого лишь соответствующее давление. Чем больше газа по сравнению с нефтью, тем выше будет давление насыщения. В том случае, когда имеющееся количество газа полностью растворено в нефти при некотором давлении, дальнейшее увеличение этого давления приводит лишь к сжатию жидкой фазы. Нефть при давлениях, превышающих давление насыщения, считается недонасыщенной. Подобное состояние нефти говорит о том, что в ней может быть полностью растворено дополнительное количество газа до того давления, при котором находится нефть. Коэффициент растворимости углеводородного газа нефти увеличивается с повышением давления.

При дегазации воды, а также чистого, не загрязненного органическими веществами глинистого раствора следует иметь в виду, что коэффициенты растворимости углеводородных газов мало различаются между собой. Поэтому при извлечении растворенного газа состав свободного выделившегося газа будет примерно такой же, как и состав газа, находящегося в растворе. Когда растворенный газ состоит преимущественно из метана с небольшой примесью более тяжелых углеводородов, это сходство состава растворенного и свободного выделившегося газа становится еще более полным и небольшие изменения в соотношениях тяжелых компонентов практически не будут замечаться.

При непрерывной дегазации глинистого раствора с применением какого-либо дегазатора, извлекающего лишь небольшую долю содержащегося в растворе газа, мы имеем дело с дегазацией в условиях очень небольшого понижения давления. Из глинистого раствора извлекается главным образом свободный газ, находящийся в растворе в виде мелких пузырьков. Растворенный же газ за время прохождения дегазатора выделяется лишь в очень незначительной степени.

В чистом глинистом растворе (без примеси органических веществ) состав свободного газа в пузырьках должен быть практически одинаков с составом растворенного газа $C_1—C_4$. Можно полагать, что при образовании пузырьков свободного газа и дальнейшем их движении вместе с глинистым раствором состав свободного и растворенного газов практически придет в равновесие. Те компоненты, которые хорошо растворяются, будут, естественно, в большей концентрации находиться в растворе, чем в свободном газе. По мере того как будет повышаться степень дегазации, эта разница в концентрациях таких компонентов в растворенном и свободном газах будет сглаживаться. При полной дегазации глинистого раствора выделившийся газ по своему составу соответствует тому, который имеется в растворе как в свободном, так и в растворенном состоянии.

Примесь нефти в глинистом растворе, а также битумов и других органических веществ может оказать существенное влияние на распределение компонентов газа и их дегазацию. В условиях

слабой степени дегазации более тяжелые углеводороды будут преимущественно сосредоточиваться в нефти, а концентрация метана в буровом растворе будет относительно повышенной. В целом при слабой дегазации содержание тяжелых углеводородов в свободном выделяющемся газе будет пониженной. Эта разница, так же как и в предыдущем случае, будет сглаживаться по мере повышения степени дегазации.

В лаборатории газового каротажа ВНИИГеофизики были проведены исследования состава углеводородных газов, извлекаемых из бурового раствора при различных условиях дегазации (работы выполнены А. М. Левитом).

Необходимо было установить, каково соотношение отдельных компонентов (метана, этана, пропана и бутана) в углеводородной смеси, содержащейся в буровом растворе, и в смеси, извлеченной из бурового раствора при разных степенях дегазации. Был проведен следующий ряд опытов.

Делительную воронку емкостью 1 л заполняли 500 мл воды и 500 мл газовой смеси, состоящей из метана, этана, пропана и бутана. После длительного и интенсивного взбалтывания воронку закрепляли на штативе, где хранили в течение 10 дней. По истечении этого срока из воронки отбирали пробу газа и в ней определяли концентрации метана, этана, пропана и бутана. Воду из делительной воронки переливали в две полулитровые бутылки по 250 мл в каждую; бутылки закрывали пробками и в опрокинутом виде хранили в течение 3 дней. После этого воздух из каждой бутылки, содержащий выделившиеся из воды углеводородные газы, переводили в газовый цилиндр, откуда отбирали в пробоотборник для компонентного анализа углеводородных газов. Для определения концентрации метана, этана, пропана и бутана, растворенных в воде, воду из бутылок дегазировали на термомокумном дегазаторе и в извлеченном газе определяли концентрации отдельных углеводородных компонентов (табл. 27).

Таблица 27

Процентное соотношение компонентов в газе, хранившемся над водой, и в газе, извлеченном из воды, при разных степенях дегазации

Название углеводородного газа	Соотношение компонентов в газе, хранившемся над водой, %	Соотношение компонентов в газе, извлеченном при естественной дегазации воды, %	Соотношение компонентов в газе, извлеченном при полной дегазации воды, %
Метан	12,4	15,9	11,2
Этан	41,2	39,8	43,8
Пропан	25,8	23,8	24,8
Бутан	20,6	20,5	20,2

Из приведенных в табл. 27 данных видно, что концентрации метана, пропана и бутана в углеводородной смеси, хранившейся над водой, и в смеси, извлеченной из воды при естественной и глубокой дегазации, мало различаются между собой. Это связано с тем, что коэффициенты растворимости этих газов в воде мало различаются между собой. Несколько более высокая концентрация этана в углеводородной смеси, извлеченной из воды при глубокой дегазации, связана с большим коэффициентом растворимости этана в воде (47 мл/л) по сравнению с метаном, пропаном и бутаном (33—39 мл/л).

Результаты других аналогичных опытов были близки к приведенным.

Для выяснения зависимости между концентрациями отдельных компонентов в газовой фазе и глинистом растворе делительную воронку заполняли равными объемами газовой смеси и глинистого раствора. После взбалтывания и отстаивания раствора отдельно анализировали углеводородные газы газовой фазы и газа, извлеченного из фильтрата глинистого раствора и его осадка (табл. 28.)

Таблица 28

Процентное соотношение компонентов в газе, хранившемся над глинистым раствором, и в газе, извлеченном при дегазации фильтрата, и осадке глинистого раствора

Название углеводородного газа	Соотношение компонентов в газе, хранившемся над глинистым раствором, %	Соотношение компонентов в газе, извлеченном из фильтрата глинистого раствора, %	Соотношение компонентов в газе, извлеченном из осадка глинистого раствора, %
Метан	19	18	19
Этан	30	38	38
Пропан	24	22	21
Бутан	27	22	22

Из данных табл. 28 видно, что концентрации метана, пропана и бутана в углеводородной смеси газовой фазы и в газах, извлеченных при дегазации фильтрата и осадка глинистого раствора, одинаковы. Как и в опыте с водой, концентрация этана в углеводородной смеси, извлеченной при глубокой дегазации фильтрата и осадка глинистого раствора, несколько выше, чем в углеводородной смеси газовой фазы. Близкие результаты были получены при повторных опытах.

Из приведенных результатов также видно, что глина, входящая в состав глинистого раствора, не изменяет процентное соотношение компонентов в растворе.

Также изучали зависимость между концентрациями отдельных компонентов в углеводородной смеси, извлеченной из глинистого раствора при поверхностной дегазации (0,02%) дегазатором ПГ-1 и при глубокой дегазации (~100%) прибором ГБЭ. Для этой цели в процессе проведения газового каротажа на скв. 472 Троицкой площади Краснодарского края одновременно отбирали пробы газа из газозадушной линии и пробы глинистого раствора у устья скважины. Глинистый раствор подвергали полной дегазации и извлеченный газ, как и газ, отобранный из газозадушной линии, анализировали на хроматографе ГСТ(Л) (табл. 29).

Таблица 29

Состав газа, извлеченного из глинистого раствора, при поверхностной и глубокой дегазации

Глубина отбора пробы, м	Название дегазатора	Концентрация различных компонентов в газовой смеси, %						Содержание различных компонентов в углеводородной смеси, %						
		метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан	метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан	
907	ПГ-1	0,2	—	—	—	—	—	100,0	—	—	—	—	—	—
907	ГБЭ	25,5	—	—	—	—	—	100,0	—	—	—	—	—	—
1060	ПГ-1	0,2	—	—	—	—	—	100,0	—	—	—	—	—	—
1060	ГБЭ	28	—	—	—	—	—	100,0	—	—	—	—	—	—
1462	ПГ-1	9,0	0,21	—	—	—	—	97,7	2,3	—	—	—	—	—
1462	ГБЭ	46,5	1,15	—	—	—	—	97,5	2,5	—	—	—	—	—
1466	ПГ-1	3,5	0,08	—	—	—	—	97,8	2,2	—	—	—	—	—
1466	ГБЭ	12,5	0,22	—	—	—	—	98,4	1,6	—	—	—	—	—
1474	ПГ-1	12,0	0,47	0,005	0,01	0,01	0,01	97,60	2,10	0,03	0,05	0,05	0,05	—
1474	ГБЭ	78,8	2,10	0,020	0,07	0,04	0,04	97,20	2,60	0,03	0,08	0,05	0,05	—
1475	ПГ-1	22,0	0,52	0,01	0,01	0,01	0,02	97,5	2,3	0,04	0,04	0,04	0,08	—
1475	ГБЭ	36,5	1,04	—*	0,04	0,02	0,04	97,0	2,70	—	0,20	0,10	0,20	—
1506	ПГ-1	1,10	0,03	—	—	0,01	0,01	95,65	2,61	—	—	0,09	0,09	—
1506	ГБЭ	32,50	1,05	—	0,03	0,05	0,08	96,44	3,13	0,03	0,10	0,15	0,25	—

* При дегазации на приборе ГБЭ образуются значительные количества углекислого газа, которые затуманивают присутствие следов пропана.

Из табл. 29 видно, что состав газа, извлеченного из глинистого раствора при поверхностной дегазации (ПГ-1), не отличается от состава газа, извлеченного из глинистого раствора при глубокой дегазации.

Из всего изложенного следует, что при отсутствии нефти в глинистом растворе концентрации различных компонентов в углево-

дородной смеси, извлеченной из глинистого раствора при разных степенях дегазации, очень близки между собой.

Также были проведены опыты по распределению метана, этана, пропана и бутана между газовой фазой, нефтью и водой. Для этой цели делительную воронку заполняли равными объемами газа, воды и нефти. Перед опытом нефть кипятили в течение 10 мин., после чего в ней совершенно не содержалось метана, этана, пропана и бутана. После взбалтывания смеси и отстаивания нефти и воды определяли концентрацию метана, этана, пропана и бутана в газовой фазе и в газе, извлеченном из нефти и из воды при естественной и глубокой дегазации (табл. 30).

Таблица 30

Процентное соотношение компонентов в газе, хранившемся над нефтью, и в газе, извлеченном из нефти и воды

Название углеводородного газа	Соотношение компонентов в газе, хранившемся над нефтью, %		Соотношение компонентов в газе, выделившемся из нефти, %		Соотношение компонентов в газе, выделившемся из воды, %	
	опыт I	опыт II	опыт I	опыт II	опыт I	опыт II
Метан	50,0	50,6	23,3	20,0	45,0	37,3
Этан	30,4	29,7	42,6	46,6	35,0	33,9
Пропан	10,9	12,3	18,6	22,7	12,5	20,3
Бутан	8,7	7,8	15,5	10,7	7,5	8,5

Из табл. 30 видно, что наибольшая концентрация метана в углеводородной смеси (50%) отмечена в газовой фазе, несколько меньшая (45%) в углеводородной смеси, извлеченной из воды, и наименьшая (23%) в углеводородной смеси, извлеченной из нефти.

Концентрация этана в газовой фазе (30%) несколько меньше, чем в газовой смеси, извлеченной из воды (35%), и значительно меньше, чем в смеси, извлеченной из нефти (45%). Концентрация пропана и бутана в смеси (метан + этан + пропан + бутан) наименьшая в газовой фазе и наибольшая в газах, извлеченных из нефти.

Падение концентрации метана в газах, извлеченных из нефти, по сравнению с его концентрацией в газовой фазе связано с тем, что растворимость углеводородных газов в нефти резко повышается с увеличением молекулярного веса углеводорода. Некоторое понижение концентрации метана в смеси, извлеченной из воды, возможно, связано с тем, что нефть, растворенная в воде, способствует лучшему растворению более тяжелых углеводородов.

Процентное соотношение компонентов в углеводородной смеси, выделившейся из нефти при естественной дегазации, при глубокой дегазации, и в газе, остающемся в нефти после однократной глубокой дегазации, приведены в табл. 31.

Таблица 31

Соотношение углеводородных компонентов в газовой смеси, хранившейся над нефтью и извлеченной из нефти при естественной и глубокой дегазации

Название углеводородного газа	Соотношение компонентов в газовой смеси, хранившейся над нефтью, %	Соотношение компонентов в газовой смеси, извлеченной из верхней части раствора: нефть + вода		Соотношение компонентов в газовой смеси, извлеченной из нижней части раствора: вода + нефть			
		при естественной дегазации, %	при полной дегазации, %		при естественной дегазации, %	при полной дегазации, %	
			опыт I	опыт II		опыт I	опыт II
Метан	51,4	13,6	4,0	2,2	16,2	5,1	1,5
Этан	27,3	35,6	20,0	14,1	36,3	22,2	7,5
Пропан	13,4	32,2	34,0	33,7	30,5	35,6	27,5
Бутан	7,9	18,6	42,0	50,0	17,0	37,1	63,5

Из табл. 31 видно, что концентрация метана в углеводородной смеси, извлеченной из нефти при естественной дегазации, в 3 раза меньше, чем в газовой фазе. Концентрация метана в углеводородной смеси, извлеченной при глубокой дегазации нефти, в 10 раз меньше, чем в углеводородной смеси газовой фазы. Что касается бутана, то его концентрация в смеси, выделившейся из нефти при естественной дегазации, в 2 раза больше, чем в газовой фазе; в смеси, извлеченной из нефти при первой термовакuumной дегазации, в 5 раз больше, чем в газовой фазе, а при второй дегазации в 6—8 раз больше, чем в газовой фазе.

Такое распределение горючих между газовой фазой и нефтью связано с тем, что коэффициенты растворимости углеводородных газов нефти в отличие от воды сильно возрастают с повышением их молекулярного веса.

Так, растворимость метана в нефти при 20° в 10 раз больше, чем в воде, этана в 20 раз, пропана в 170 раз, а более тяжелые углеводороды растворяются в нефти в неограниченном количестве.

Указанная закономерность проверена в природных условиях. Для этого отбирали пробы попутного газа, газа, выделившегося из пены при отстаивании нефти, газа, выделившегося при хранении отстаившейся нефти, а также газа, извлеченного из нефти при вакуумной (20°) и термовакuumной (80°) дегазации. Нефть и газ

отобраны из скв. 367 Троицкой площади Краснодарского края. Все пробы газа анализировались на хроматермографе.

Результаты этих анализов приведены в табл. 32.

Таблица 32

Концентрация различных углеводородных газов в углеводородной смеси, выделяемой из нефти при разных степенях дегазации

Пробы газа	Содержание различных углеводородов в углеводородной смеси, %					
	метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан
Свободный попутный газ	95,40	4,18	0,12	0,08	0,22	—
Газ, выделившийся из пены нефти после отстаивания	76,75	22,04	0,57	0,41	0,23	—
Газ, выделившийся в процессе хранения нефти	69,53	27,02	1,14	1,06	1,25	—
При вакуумной дегазации нефти	37,2	49,8	2,4	3,4	2,4	4,8
При термовакuumной дегазации нефти	25,5	57,1	3,5	5,0	3,5	5,4

Из табл. 32 видно, что концентрация метана наибольшая в свободном попутном газе (>95%), несколько меньше в газе, выделившемся из пены нефти, еще меньше в газе, выделившемся при хранении нефти, и наименьшая в газах, извлеченных при вакуумной и термовакuumной дегазациях. Концентрация остальных компонентов возрастает в обратном порядке.

Из всего изложенного следует, что при проведении газового каротажа, когда бурение ведется с глинистым раствором, свободным от нефти, соотношение концентрации углеводородов в газовой воздушной смеси соответствует их соотношению в глинистом растворе. Это связано с тем, что коэффициенты растворимости углеводородных газов в воде очень близки между собой и что глина, входящая в состав глинистого раствора, почти не адсорбирует углеводородные газы. Картина резко меняется при наличии нефти в глинистом растворе. В этом случае относительная концентрация легких углеводородов в газовой воздушной смеси будет значительно больше, чем в глинистом растворе. Это связано с тем, что растворимость углеводородов в нефти сильно повышается с повышением их молекулярного веса. Отсюда следует также, что концентрация компонентов в углеводородной смеси попутного газа будет меняться при изменении степени дегазации нефти, т. е. режима отбора пробы газа.

ДЕГАЗАЦИЯ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА ПРИ ЭПИЗОДИЧЕСКОМ ГАЗОВОМ КАРОТАЖЕ

При первоначальных исследованиях в области газового каротажа проводился отбор отдельных проб глинистого раствора, который затем подвергался более или менее полной дегазации путем подогрева и вакуума. Подобный эпизодический газовый каротаж проводится в некоторых случаях и в настоящее время. Следует только отметить, что при отборе проб глинистого раствора в бутылки или пробоборники и переливании глинистого раствора в лаборатории в специальные дегазаторы свободный газ, содержащийся в глинистом растворе, в большей своей части теряется. Когда непосредственно около устья скважины отбирается в бутылку глинистый раствор, то свободный газ находится в нем в виде пузырьков. При стоянии или переносе этой бутылки пузырьки газа всплывают и почти весь свободный газ скопывается в верхней части пробоборника. При переливании глинистого раствора этот газ теряется.

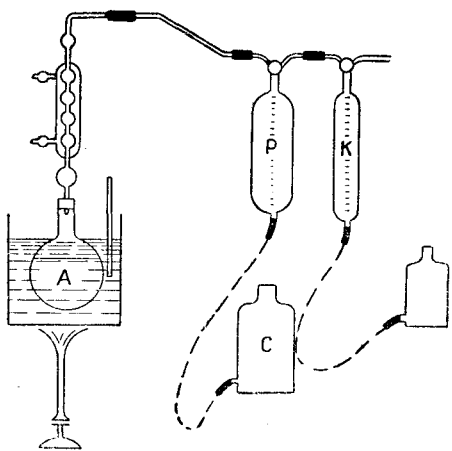


Рис. 23. Дегазация глинистого раствора.

В связи с этим еще при первоначальных работах было предложено проводить дегазацию глинистого раствора непосредственно из той емкости, куда была отобрана его проба [33]. Схема такой дегазации представлена на рис. 23.

Бутыль А с отобранной пробой глинистого раствора нагревается на водяной бане до 50—60° С. К горлу бутылки присоединен дефлегматор с холодильником. Газ, выделяющийся из глинистого раствора, откачивается при помощи баллона Р и уравнительного сосуда С, содержащих ртуть. Баллон Р соединен с бюреткой К, куда и собирается газ. Когда выделение газа прекращается, дегазация закончена. Таким путем можно провести полную дегазацию глинистого раствора. Недостатком этой методики является расходование значительных количеств ртути для откачки газа, а также длительность всего процесса дегазации.

Все последующие схемы и конструкции термовакuumных дегазаторов, предназначенных для полного извлечения газа из глинистого раствора, являются усовершенствованиями и дальнейшим развитием этой первоначальной методики дегазации.

Было предложено несколько конструкций термовакuumных и иных дегазаторов (Г. Г. Григорьева, Е. М. Геллера и др.). В дегазаторе установки ГКУ-1 (Б. В. Владимиров, П. А. Левшунова и Л. А. Галкина) глинистый раствор попадает в стеклянный баллон под действием вакуума, созданного в приборе. Струя глинистого раствора разбивается об отражатель, имеющийся в верхней части баллона, и стекает тонкой пленкой по его стенкам. Газы, содержащиеся в глинистом растворе, благодаря вакууму и большой поверхности дегазации при стекании раствора по стенкам баллона выделяются, отбираются в приемный баллон и на-

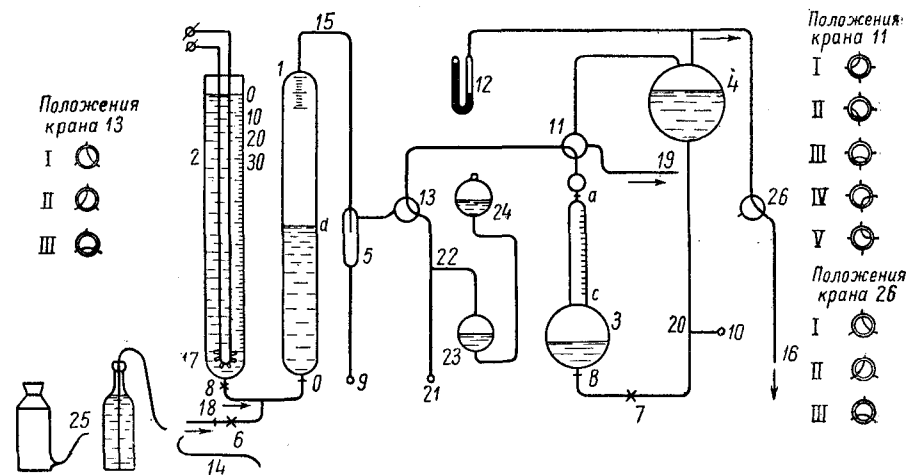


Рис. 24. Схема термовакuumного дегазатора ТВД-4.

правляются далее в газоанализатор. Ниже описывается термовакuumный дегазатор ТВД-4, разработанный Б. В. Владимировым. Схема дегазатора представлена на рис. 24.

Пробы глинистого раствора отбирают в оцинкованные пробоборники емкостью 200 см³, герметически закрываемые пробками. Отобранные пробы должны быть быстро дегазированы, а выделенный газ проанализирован.

До начала дегазации в сосуд 3 заливается вода до пробки крана, а в сосуд 2 до метки 0 и включается электроподогреватель 17 в сосуде 2. Шланг, идущий от пробоборника или бутылки 25, должен быть заполнен глинистым раствором. Для этого в системе создается предварительно небольшое разрежение и открывается зажим 6. После заполнения шланга глинистым раствором (до метки 0 в сосуде 1) зажим 6 закрывается. Затем при помощи насоса Комовского в системе создается вакуум. При этом кран 11 должен находиться в положении I (зажим 7 закрыт), кран 13 — в положении II. После создания необходимого вакуума (контроль

осуществляется по вакуумметру 12) открывают зажим 7, переводят кран 11 в положение II, после чего постепенно открывают зажим 6 на шланге, подающем глинистый раствор из пробоотборника или бутылки 25.

Под действием атмосферного давления глинистый раствор подается в сосуд-дегазатор 1. Проба забирается примерно в количестве 200 см³. Доводя уровень глинистого раствора до метки 200, закрывают зажим 6 и осторожно открывают зажим 8 на шланге, подающем горячую воду. Горячая вода, поступающая снизу в сосуд 1, стремится вверх, поскольку имеет меньший удельный вес по сравнению с холодным глинистым раствором.

Начинающееся в условиях вакуума бурное парообразование способствует интенсивному перемешиванию. Достигается высокая степень дегазации благодаря поступлению в дегазатор горячей воды. Процесс дегазации пробы глинистого раствора продолжается 4—5 мин.

В процессе дегазации, а также в процессе забора пробы глинистого раствора выделяющаяся смесь газа с воздухом поступает в приемный баллон 3, при этом вода из баллона 3 под действием вакуума переходит в напорный сосуд 4. Доступ горячей воды прекращают путем перекрывания зажима 8, когда уровень жидкости достигнет верхней части сосуда 1, где имеются деления от 500 до 650 см³ (в суженной части сосуда через 1 см³).

После прекращения процесса дегазации кран 11 переводят в нейтральное положение III, закрывают зажим 7 и открывают заглушку 9. Атмосферный воздух через баллончик 5 врывается в вакуумное пространство (в ловушку и каучуковую трубку 15), после чего кран 11 переводят в положение II и снова быстро его перекрывают. При открывании крана в положение II газ вместе с разбавившим его воздухом переходит в сосуд 3.

Таким образом, практически весь выделившийся газ оказывается переведенным в сосуд 3. После того как указанным способом выделившийся газ оказался собранным в сосуде 3, необходимо выпустить глинистый раствор из сосуда 1. Для этого из металлического переходника 18 отсоединяется шланг пробоотборника и надевается шланг 14, который должен быть опущен в ведро, устанавливаемое на полу. Установив кран 26 в положение II, а кран 11 в положение I, соединяют сосуды 4 и 1 с атмосферой, и глинистый раствор стекает в ведро (для соединения сосуда 1 с атмосферой можно пользоваться также заглушкой 9; к крану 26 присоединена трубка 16).

Одновременно открывается зажим 7, после чего вода будет переходить из сосуда 4 в сосуд 3, поджигая газовую смесь в сосуде 3. Объем выделившейся газовой смеси отсчитывается по шкале. При значительном количестве выделившегося газа уровень воды в сосуде 3 доводится до метки B (для этого необходимо снова создать вакуум в сосуде 4). Вакуум контролируется манометром 12. После доведения уровня жидкости до метки B перекрывают

зажим 7, а кран 11 на несколько секунд открывают в положение IV и снова быстро перекрывают. Кран 11 соединен с атмосферной трубкой 19. В результате газовая смесь оказывается разбавленной воздухом до известного объема (750 см³). Следовательно, довольно точно может быть произведен расчет количества выделившегося горючего газа.

Для производства анализа используется термохимический или иной газоанализатор. Подача газовой смеси в газоанализатор осуществляется при установке крана 11 в положение IV. Газовая смесь поступает в газоанализатор вследствие имеющегося напора столба воды.

Анализ можно проводить при непрерывном движении газовой смеси через газоанализатор. Регулировка скорости потока осуществляется вручную при помощи винтового зажима, имеющегося на панели газоанализатора. Контроль скорости потока осуществляется по ротаметру.

Объем глинистого раствора, взятый для дегазации, определяется следующим образом. Из замеренного в сосуде 1 количества смеси глинистого раствора с горячей водой вычитается объем воды, пошедший на дегазацию из сосуда 2; для этой цели сосуд 2 и верхняя часть сосуда 1 градуируются.

Заливка воды в прибор осуществляется через заглушку 10 и тройник 20. После производства анализа шланг, идущий к газоанализатору, необходимо «промыть» воздухом. Для этого кран 11 устанавливают в положение V и создают вакуум в системе.

Подогрев воды осуществляется электрическим подогревателем.

При отсутствии электроэнергии воду можно подогревать любым другим способом.

В случае значительного содержания газа в глинистом растворе, когда высокая степень дегазации оказывается ненужной, можно производить дегазацию без горячей воды, осуществляя барботаж воздуха через столб глинистого раствора в сосуде-дегазаторе.

В этом случае порядок проведения работы следующий. Отобрав обычным способом пробу глинистого раствора, разбавляют ее примерно равным количеством холодной воды (из сосуда 2). Затем, отсоединив пробоотборник от переходника 18, устанавливают посредством зажима 6 равномерный поток воздуха через столб разбавленного водой глинистого раствора. В момент достижения уровнем воды в сосуде 3 нижней метки a зажим 7 перекрывают. Дегазация считается законченной, когда воздух перестает поступать в глинистый раствор.

Определение объема дегазированного глинистого раствора и перевод остатков газа из каучуковых соединений в сосуде 3 осуществляются описанным выше способом. Вакуумметр заливают ртутью таким образом, чтобы в запаянной его части уровень ртути не доходил до верха на 10—15 мм. Разрежение в системе перед началом работы следует доводить каждый раз до его макси-

мального значения (пока не перестанет опускаться уровень ртути в вакуумметре).

Описанный дегазатор может быть непосредственно присоединен к термохимическому (электрическому) газоанализатору. Устройство дегазатора дает возможность использовать его для калибровки и активации платиновых нитей газоанализатора.

Для этой цели источник эталонного газа подсоединяют к штуцеру, закрываемому заглушкой 21.

При подаче эталонного газа в сосуд 23 кран 13 должен находиться в положении I. При поступлении газа вода из сосуда 23 переходит в сосуд 24.

После того как сосуд 23 заполнится эталонным газом, следует установить краны 11 и 13 в положение II.

Под напором столба воды газ из сосуда 23 будет переходить в газоприемный сосуд 3, вытесняя из последнего воду в напорный сосуд 4. Когда уровень воды в сосуде 3 достигнет метки а, кран 13 следует перевести в нейтральное положение (вращая против часовой стрелки). Создав вакуум в сосуде 4 при открытом зажиме 7, открывают заглушку 9 и кран 13 переводят в положение I. При этом атмосферный воздух будет поступать в газоприемный сосуд 3, вытесняя воду в сосуд 4. После доведения уровня воды в сосуде 3 до метки б закрывают зажим 7, а кран 11 устанавливают в положение III, после чего газ оказывается разбавленным воздухом до концентрации 2%.

Полученную газовую смесь можно пропускать через газоанализатор для активации и калибровки филаментов, при этом кран 11 должен находиться в положении IV, регулировка скорости потока осуществляется так же, как и при анализе, при помощи зажима на панели газоанализатора.

Если эталонный газ находится под давлением в баллоне, то при заборе его в сосуд 23 следует проявлять большую осторожность.

Давление в баллоне не должно превышать 10 ат, так как в противном случае даже при осторожном открывании вентиля возможны выбросы воды из сосудов 23 и 24.

После проведения активации и калибровки платиновых нитей необходимо при помощи насоса «промыть» воздухом каучуковую трубку, соединяющую краны 11 и 13 (при «промывке» краны 11 и 13 находятся в положении I, заглушка 9 закрыта), затем забрать в сосуд 3 воздух и пропустить его через газоанализатор, чтобы убедиться в отсутствии эталонного газа (метана или этилена).

При описанной системе работы производится достаточно полная дегазация глинистого раствора, попавшего в сосуд 1. Однако, как уже указывалось выше, при переносе пробоотборника и стоянии глинистого раствора свободный газ, имеющийся в виде пузырьков, будет подниматься в верхнюю часть пробоотборника, где и может оказаться некоторое количество газа над глинистым

раствором. Это может, разумеется, произойти при достаточно большом газонасыщении глинистого раствора, когда свободный газ выделяется из него благодаря снижению давления. Если в глинистом растворе пузырьков свободного газа нет, то в верхней части пробоотборника также появится некоторое количество газа в соответствии со степенью газонасыщения глинистого раствора. Как в первом, так и во втором случае этот газ, собирающийся в верхней части пробоотборника, не попадет вместе с глинистым раствором в сосуд 1 и, таким образом, полученное газосодержание будет заниженным. Во многих случаях это снижение газосодержания будет не столь значительно и, кроме того, степень этого снижения для разных проб будет более или менее одинаковой. Однако когда необходимо определить истинное полное газосодержание глинистого раствора, следует учесть и тот газ, который остается в пробоотборнике после перевода глинистого раствора в сосуд 1.

Для того чтобы учесть и этот выделившийся из глинистого раствора газ, можно применить несколько способов. Одним из таких способов является перевод всего глинистого раствора вместе с газом в сосуд 1. Для этой цели в нижней части пробоотборника должен быть патрубок, через который пробоотборник, содержащий глинистый раствор, сообщается через резиновую трубку с уравнительным сосудом, где находится ртуть. Пробоотборник в этом случае должен быть стеклянным, а не металлическим. При помощи ртути глинистый раствор вместе с газом переводят через верхнюю часть пробоотборника и через зажим б в сосуд 1. Подобный же перевод глинистого раствора в сосуд 1 можно осуществить и в том случае, если глинистый раствор находится в бутылке, в горло которой вставлена пробка с двумя трубками — длинной и короткой; конец последней находится вровень с поверхностью пробки. Через длинную трубку заливают ртуть и вытесняются глинистый раствор и газ в сосуд 1. Неудобство такого способа, хотя он и полностью решает поставленную задачу, заключается в применении ртути.

Возможно использовать и другой способ. После того как глинистый раствор переведен, как это описано вначале, в сосуд 1, следует газ, имеющийся в пробоотборнике (газ + воздух), также перевести в сосуд 1. Газ из пробоотборника можно вытеснить водным раствором поваренной соли. Вытеснение газа в сосуд 1 можно произвести быстро, так что он практически не успеет раствориться.

ДЕГАЗАЦИЯ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА ПРИ НЕПРЕРЫВНОМ ГАЗОВОМ КАРОТАЖЕ

Для проведения непрерывного газового каротажа необходимо из глинистого раствора непрерывно отбирать содержащийся в нем газ.

Можно представить себе такой способ непрерывной полной дегазации, если часть выходящего из скважины глинистого рас-

твора пропускать через установку, где проходящий глинистый раствор будет подвергаться быстрому нагреву (большая площадь контакта глинистого раствора с нагревателем) и одновременно будет происходить откачка газа. Однако подобное устройство будет довольно громоздким и до настоящего времени таким способом не пользуются. В существующих способах нагрев, равно как и значительный вакуум, не применяют. Газ из глинистого раствора стараются выделить более простыми и удобными способами, идя ради простоты и оперативности на то, чтобы извлекать не весь газ, а хотя бы только некоторую его часть, но зато непрерывно.

Был предложен ряд конструкций дегазаторов для непрерывного газового каротажа. Задача заключается в том, чтобы дегазатор действовал непосредственно на скважине насколько возможно ближе к ее устью. Глинистый раствор должен проходить через дегазатор и непрерывно отдавать определенную часть содержащегося в нем газа. Этот газ, разбавленный непрерывным током воздуха, направляется далее в газоанализатор. Первоначально для непрерывной дегазации Г. Г. Григорьевым с сотрудниками было разработано несколько типов дегазаторов: дегазаторы с различной степенью дегазации глинистого раствора (ящичный дегазатор, сифонно-вакуумный дегазатор, разбрызгивающий дегазатор). При помощи этих дегазаторов и различных типов газоанализаторов (еще до изготовления газокаротажных станций) было получено много газокаротажных диаграмм, позволивших накопить материал и сделать ряд выводов по методике интерпретации и применению газового каротажа.

В ящичном дегазаторе, помещаемом в желоб, по которому идет глинистый раствор, имеются перегородки, обуславливающие зигзагообразное течение глинистого раствора. Путь глинистого раствора в дегазаторе, таким образом, увеличивается, раствор лучше перемешивается, что и способствует отдаче газа в верхнюю, не заполненную газом часть дегазатора. Одновременно происходит барботаж атмосферного воздуха через глинистый раствор путем создания некоторого вакуума. Получающаяся газоздушная смесь идет далее в газоанализатор. В этом дегазаторе, равно как и в других, основанных на описанном принципе, выделяется преимущественно свободный газ, присутствующий в глинистом растворе в виде пузырьков, которые всплывают за время прохождения глинистого раствора через дегазатор. Часть свободного газа может быть утеряна в самом устье скважины. Наиболее крупные пузырьки газа, обладающие наибольшей возможностью всплытия, уйдут в атмосферу, как только глинистый раствор выйдет из скважины. Пока глинистый раствор дойдет до дегазатора, так же может потеряться еще некоторое количество газа. В самом дегазаторе не весь свободный газ попадет в верхнюю его часть. Время прохождения глинистого раствора через дегазатор невелико, и оно исчисляется 1—2 мин. За такой промежуток времени

часть пузырьков, особенно мелких, может не успеть выделиться из глинистого раствора. Глинистый раствор обладает значительной вязкостью за счет находящихся в нем частиц породы, что и задерживает выделение мелких газовых пузырьков. Часть свободного газа может, таким образом, пройти через дегазатор.

Растворенный же газ незначительно выделяется в дегазаторе. Несомненно, что поскольку глинистый раствор все время проходит дегазатор, то некоторое количество растворенного газа выделится из глинистого раствора, особенно если проводится барботаж воздуха. Однако за указанный короткий промежуток времени даже при барботаже успеет выделиться лишь небольшая часть растворенного газа.

Ряд опытов, проведенных для изучения этого вопроса, показал следующее.

Скорость растворения газа при контакте с глинистым раствором оказалась гораздо меньшей, чем при контакте с водой. Так, например, для насыщения 500 мл воды метаном потребовалось 2 часа, а для насыщения глинистого раствора около 20 час. В данном случае растворение происходило лишь благодаря контакту газа с поверхностью жидкости. Газ растворялся в поверхностном слое и затем за счет диффузии и конвекции в более глубоких ее слоях. Конвекционные и иные движения в глинистом растворе происходят гораздо медленнее, чем в воде. Аналогичным образом и выделение газа из глинистого раствора происходит гораздо медленнее, чем из воды. Проведенные опыты показали, что для извлечения метана из глинистого раствора потребовалось при барботаже в 30 раз больше воздуха, чем при извлечении метана из воды.

В связи с указанными обстоятельствами разработка и усовершенствование дегазаторов были направлены на то, чтобы повысить газоотдачу глинистого раствора при его прохождении через дегазатор.

В поплавковом дегазаторе (работы Б. В. Владимирова и Л. А. Галкина), получившем применение в газовом каротаже [52], глинистый раствор сталкивается с перегородками, что увеличивает поверхность газоотдачи. Был разработан дегазатор, в котором производится распыление глинистого раствора при помощи вращающихся ершей (дегазатор ДП). Это распыление глинистого раствора значительно способствует его дегазации. Все эти дегазаторы устанавливаются по возможности ближе к устью скважины. При помощи поплавков обеспечивается постоянный уровень их погружения. Газоздушная смесь из верхней части дегазатора направляется в газоанализатор. Для этой цели применяется небольшой вакуум.

Были также предложены дегазаторы, в которых основным фактором дегазации является интенсивная продувка воздуха через глинистый раствор. Однако в этом случае слишком большое разбавление газа воздухом уже сильно затрудняет анализ газа.

В тресте Нижволнефтегеофизика были разработаны еще два типа дегазаторов — дисковый и шнековый.

Д и с к о в ы й д е г а з а т о р. Схема дискового дегазатора, разработанного И. В. Чекалиным, представлена на рис. 25.

При применении дискового дегазатора необходимо устройство для отвода бурового раствора от устья скважины к дегазатору и приспособление, предназначенное для регулировки вязкости бурового раствора и промывки труб.

Отводящее устройство изготавливается из гофрированных резиновых шлангов диаметром 3'', оно обеспечивает подачу струи бурового раствора от устья скважины к дегазатору. В отличие

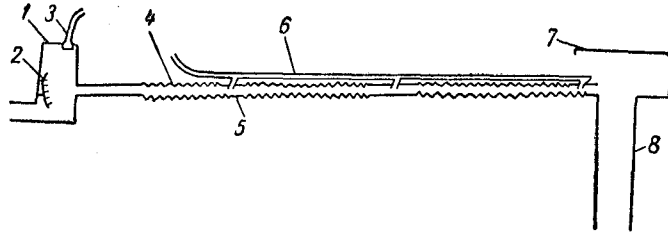


Рис. 25. Схема дискового дегазатора.

1 — кожух дегазатора; 2 — отражатель-разбрызгиватель; 3 — отводный штуцер; 4 — отводящее устройство глинистого раствора от устья скважины к дегазатору; 5 — металлические переходники; 6 — приспособление для регулировки вязкости глинистого раствора; 7 — стол ротора; 8 — ствол скважины.

от существующих дегазаторов это устройство исключает потери свободного газа при выходе раствора на дневную поверхность. Дегазатор состоит из отражателя и кожуха. Отражатель — это плоский металлический диск диаметром 110—120 мм. Края диска надрезаны на отдельные металлические полоски, вогнутые внутрь диска. Кожух представляет собой металлическую коробку, изготовленную из листового железа диаметром 260 мм. Приспособление для регулировки вязкости бурового раствора состоит из системы штуцеров, распределенных вдоль всей длины отводящего устройства.

Работа дискового дегазатора осуществляется следующим образом.

Буровая жидкость, выходящая из ствола скважины 8, попадает в отводящее устройство 4 и по нему движется в дегазатор. В дегазаторе она попадает на отражатель 2, благодаря которому разбрызгивается, увеличивая тем самым газоотдающую поверхность раствора.

Выделившийся из бурового раствора газ откачивается через штуцер и по вакуумной линии транспортируется в газоанализатор. Серьезные помехи в работе этого дегазатора вызывают вязкие растворы. Для уменьшения вязкости раствора предусматри-

вается разбавление его водой через штуцера, расположенные вдоль линии отводящего устройства.

Ш н е к о в ы й д е г а з а т о р. Схема шнекового дегазатора, разработанного А. В. Нырковым, представлена на рис. 26. Этот

дегазатор состоит из следующих частей: шнека 1, направляющего цилиндра для восходящего потока бурового раствора 2, корпуса рабочей камеры с наклонным сливом отработанного бурового раствора 3, турбины, состоящей из четырех лопастей для разбрызги-

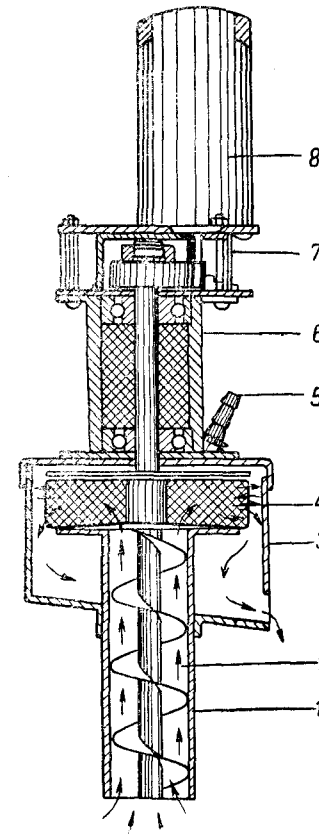


Рис. 26. Схема шнекового дегазатора.

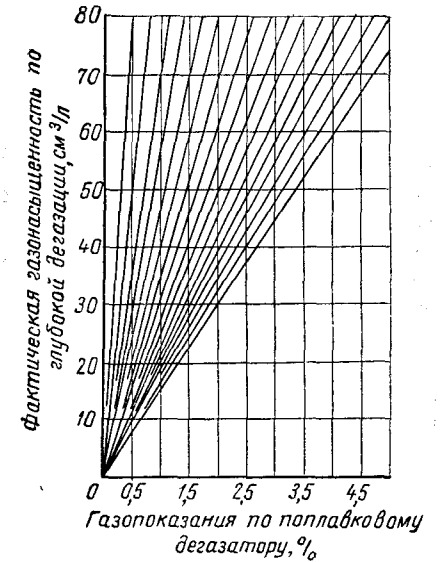


Рис. 27. График пересчета для определения газонасыщенности бурового раствора.

вания и дегазации бурового раствора 4, штуцера для отбора газа 5, корпуса направляющего вала 6, редуктора 7 и синхронного электродвигателя марки СД 8.

Сущность работы этого дегазатора заключается в следующем. При помощи вращения вала, на котором находится шнек с турбиной, буровой раствор непрерывно из желоба подается по направляющему цилиндру в область вращающихся лопастей турбины. Благодаря быстрому вращению турбины ее лопасти разбрызгивают буровой раствор, облегчая этим выделение из него газа

(турбина вращается со скоростью 1000 об/мин, вал вращается от электродвигателя).

Попавший в дегазатор раствор непрерывно сливается по наклонному его дну в желоб, а выделившийся газ, скапливающийся наверху дегазатора, транспортируется через верхний штуцер по газовоздушному тракту в газоанализатор.

Описанные дегазаторы, хотя и позволяют получить во многих случаях неплохие результаты, не всегда обеспечивают оптимальные условия дегазации глинистого раствора.

Так, например, при низком газовом факторе, при низких скоростях бурения, вязких растворах и повышенной скорости их циркуляции газосодержание глинистого раствора может изменяться несколькими кубическими сантиметрами на 1 л раствора. При помощи обычно применяемых поплавковых дегазаторов извлекается лишь очень небольшая часть газа, содержащегося в глинистом растворе. Поэтому при малом газосодержании газозагазованная смесь, поступающая в газоанализатор, будет очень бедна углеводородами. Чувствительность термохимического газоанализатора может оказаться недостаточной.

В связи с этим рекомендуется оснастить действующие газокоротажные станции термовакуумными дегазаторами ТВД-4. В наиболее перспективных участках разреза, а также при разбуривании глубоко залегающих отложений, где обычно резко снижаются скорости проходки, рекомендуется отбирать пробы раствора для глубокой дегазации дегазатором ТВД-4. Необходимо в этих случаях проводить калибровку для того, чтобы можно было сопоставлять результаты глубокой дегазации с результатами, получаемыми при обычной непрерывной дегазации (поплавковый дегазатор). Для этой цели при проведении газового каротажа один раз в смену (или, если необходимо, то и чаще) отбирается проба раствора и проводится ее дегазация на ТВД-4 и анализ на присоединенном к нему газоанализаторе. Сопоставление и пересчет выполняются при помощи графика (рис. 27).

В и б р а ц и о н н ы й д е г а з а т о р. В последнее время в целях эффективного извлечения газа из глинистого раствора без применения прогрева и глубокого вакуума был разработан вибрационный дегазатор (предложен Ю. М. Юровским, В. М. Ларионовым и В. Н. Бабуниным). На рис. 28 приведена схема этого дегазатора, который устанавливается на поплавках. Разработка этого дегазатора была первоначально проведена в лаборатории газового каротажа ВНИИГеофизики (доклад Ю. М. Юровского на конференции в Октябрьском в декабре 1958 г.). Усовершенствование дегазатора (вместо одной было поставлено несколько пластин) было проведено т. А. Н. Растригиным. Внутри дегазатора расположены пластины с магнитами, которые колеблются при пропускании электрического тока. Опыты показали, что эти колебательные движения пластин способствуют выделению газа из глинистого раствора. Степень извлечения газа

в этом дегазаторе в ряде случаев в 10 раз и больше превосходила извлечение газа обычным поплавковым дегазатором. Проводимые

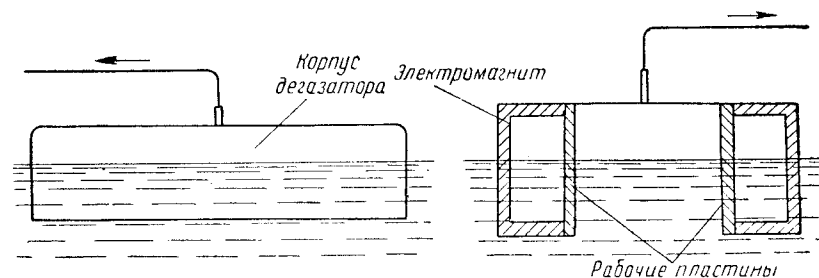


Рис. 28. Схема вибрационного дегазатора.

в настоящее время испытания и дальнейшие усовершенствования этого дегазатора¹ дают основание рекомендовать его для применения в газокоротажных станциях.

ДЕГАЗАЦИЯ КЕРНА

При проведении кернового газокоротажа (газометрии) скважин керн отбирают при помощи обычного керноотборника. Образец подвергается затем дегазации, а извлеченный газ — анализу. Прежде всего необходимо установить, в какой мере керн подвергается естественной дегазации при подъеме его из скважины и переносе в дегазационное устройство.

В керне могут находиться свободный, растворенный и сорбированный газы. Свободный газ, а также газ, образующийся при испарении конденсата C_2-C_4 , неизбежно выделяется из керна частично при его подъеме в скважине, а частично при выемке из керноотборника, отборе и помещении его в герметично закрытый стакан. Это выделение свободного газа является следствием его давления. Как только давление в скважине при подъеме керна станет меньше, чем давление свободного газа в порах керна, то начнется выделение газа. При той проницаемости, которой обладают обычно промышленно газоносные пласты, перепад давлений даже в 1—2 атм достаточен, чтобы за короткое время, исчисляемое минутами, из керна вышел свободный газ.

Особенно легко выделяется газ из керна при его выемке из керноотборника, при этом в открытых сообщающихся порах керна может остаться газ только под атмосферным давлением.

Некоторое количество газа, возможно, под несколько большим давлением останется в очень узких порах и трещинах, где

¹ Имеется ввиду дополнить схему дегазатора барботажными трубками для лучшего вымывания высвободившегося газа.

наличие воды или глинистых частиц препятствует сообщению этого газа с атмосферой. Газ, содержащийся в замкнутых порах, останется в керне при том давлении, под которым он был в пласте.

Таким образом, большая часть свободного газа потеряется при подъеме и выемке керна. Из имеющегося в пластовых условиях свободного газа в керне остаются газ в замкнутых порах, часть газа, задержавшаяся в узких порах, капиллярах и трещинах, сообщение которых с хорошо проницаемыми участками породы затруднено, и очень малая часть газа в этих хорошо проницаемых частях породы.

При дроблении керна, для того чтобы поместить его в экстракторный стакан или иную емкость, потери свободного газа еще увеличатся. Эти потери свободного газа являются недостатком существующей методики кернового газового каротажа. Для того чтобы не допустить этих потерь, выдвигались предложения собрать тот газ, который выделяется из керна при его подъеме в скважине. Так, например, А. А. Черениковым было предложено установить баллон, заполненный водой над керноотборником. Предполагается, что газ, выделяющийся из керна, будет вытеснять воду и собираться в баллоне. Аналогичное приспособление испытывалось Г. Г. Григорьевым. Опыты показали, что газ собирается лишь частично, а в некоторых случаях совсем не собирается. По-видимому, для решения вопроса требуется более совершенная конструкция, поскольку сама мысль о возможности сбора выделяющегося из керна газа является правильной.

Растворенный и сорбированный газы при подъеме и выемке керна будут теряться лишь частично. Медленность диффузионных процессов в породе и содержащейся в ней воде приводит к тому, что за время подъема и выемки керна обмену со свободным газом подвергнется только газ, содержащийся в поверхностном слое частиц породы и воды. Основная масса сорбированного и растворенного газа останется, по-видимому, в керне.

Содержание оставшегося в керне свободного газа зависит от пористости породы. Предположим, что мы имеем образец керна весом 1 кг с пористостью 20%, не считая замкнутых и плохо сообщающихся пор. При условии, что удельный вес породы равен 2, емкость порового пространства составит 400 см³. На глубине 1 км при давлении 100 ат в этом объеме содержится 10 000 нсм³ газа (без поправок). После подъема и выемки керна в нем останется около 100 нсм³ свободного газа в хорошо сообщающихся порах. Некоторое количество свободного газа будет находиться в замкнутых и плохо сообщающихся порах. Что касается сорбированного газа, то содержащееся его количество можно ориентировочно подсчитать следующим образом. Полагая, что обобщенный коэффициент сорбции и растворения составляет 0,02 (по объему) и что соблюдается закон Генри, можно подсчитать, что содержащееся в керне количество сорбированного и растворенного газов составит 1000 нсм³. Иначе говоря, количество этого

газа в 10 раз превышает количество оставшегося в керне свободного газа. Часть этих растворенного и сорбированного газов будет утеряна при подъеме и выемке керна. Кроме того, закон Генри при значительных давлениях уже не соблюдается, а на глубине 1 км температура может быть уже несколько повышенной, что снижает растворимость и сорбцию газа. Поэтому содержание растворенного и сорбированного газов будет меньше указанной выше величины 1000 нсм³.

Вероятно, это содержание будет все-таки значительно выше, чем содержание свободного газа, оставшегося в керне, тем более что при выемке керна, его дроблении и укладке в герметичный стакан свободный газ будет теряться гораздо быстрее, чем растворенный и сорбированный.

Однако сделанный расчет относится только к разобранному случаю. В действительности условия нахождения газа в керне могут быть весьма различными. Коэффициенты сорбции и растворения, состав газа, различие коэффициентов сорбции для разных газов, влияние температуры и давления, пористость и проницаемость породы, условия подъема и выемки керна могут в разных случаях сильно отличаться.

Поэтому как абсолютное содержание каждого из видов газа (свободного, растворенного, сорбированного), так и их соотношение могут быть различными при анализе керна в зависимости от указанных условий и найденное содержание газа с количественной стороны может не соответствовать газонасыщенности породы в пластовых условиях.

Тем не менее даже при таком положении керновый газокаротаж позволяет получить ценные и важные сведения при поисках нефти, на основании которых можно составить определенную характеристику газонасыщенности разреза и при наличии некоторого количества исследуемых скважин проводить глубинную газовую съемку по разным уровням разреза.

Хотя степень дегазации вынуженного керна может быть различной, однако общая закономерность газонасыщения разреза по разным горизонтам сохраняется для скважин одного и того же района. Это дает возможность прослеживать по профилям или по площади изменение газосодержания по разным горизонтам и получать соответствующие глубинные газовые аномалии, могущие ориентировать направление нефтегазопроисковых работ.

Для дегазации керна было предложено несколько способов.

Один из этих способов заключается в том, что керн помещается в металлический баллон, в который затем впускают воду и подогревают (первоначальные работы Г. А. Могилевского). При помощи водяного насоса из баллона извлекают газ. Таким путем достигается лишь частичная дегазация керна.

В дальнейшем в лабораториях конторы Нефтегазосъемка были разработаны способы дегазации керна, при которых почти полностью извлекаются свободный и растворенный газы, а также

значительная часть сорбированного породой газа. Эти способы основаны на том, что керн (в целом виде или раздробленный на куски) помещается в металлический герметически закрывающийся стакан, имеющий отвод. Через этот отвод стакан соединяется с откачивающей аппаратурой (водяной насос той или иной конструкции). Стакан подвергается нагреву до 80—100°. Большой частью это достигается путем помещения стакана в водяную баню или иной металлический сосуд с водой и подогрева воды до указанной температуры. При этих условиях производится откачка стакана. Газ собирается в бутылку и направляется на анализ.

Следует отметить, что такой способ дегазации не позволяет еще извлечь газ, заключающийся в замкнутых порах, а также газ, глубоко сорбированный веществом породы.

В связи с этим были разработаны способы извлечения газа с применением дробления породы и откачки выделяющегося газа. К числу таких способов относится дробление керна в вакуумной ступке (работа Г. М. Агабабова). В металлический сосуд закладываются куски керна. Через верхнюю суженную часть сосуда входит металлический пестик, присоединяемый к верхней части сосуда при помощи гофрированной трубки (от противогаса). Такое устройство обеспечивает герметичность сосуда. Образец керна дробится в течение 20—40 мин. Затем из ступки через имеющийся отвод откачивается газ водяным или ртутным насосом. Металлический сосуд, где дробится керн, может быть помещен в ванну с горячей водой, температура которой в процессе откачки может поддерживаться в пределах 80—100° С. Таким путем можно использовать для дегазации дробление, подогрев и вакуум. Недобротством является применение ручного дробления керна.

Вакуумная мельница для дробления керна и извлечения газа была разработана М. М. Элинсон [50]. Дробление керна здесь механизировано. В мельницу закладываются куски керна и стальные шары или куски металла. В камере мельницы создается некоторый вакуум, после чего мельницу приводят во вращение при помощи электродвигателя. Шары или куски стали разбивают породу и истирают ее в тонкий порошок. Через осевую часть мельницы производится откачка газа. При необходимости для ускорения выделения и откачки газа корпус мельницы может подвергаться некоторому нагреву.

Для десорбции глинистых и других мягких пород был предложен М. И. Субботой способ, основанный на кипячении породы в воде. Порода закладывается в металлический сосуд, заливается водой и герметично закрывается крышкой. В верхней части крышки имеется отвод, который присоединяется затем к трубке холодильника. Производится подогрев сосуда до кипения, и выделяющийся газ по трубке холодильника поступает в бутылку, где и собирается [19].

В ряде работ по кернавому газокаротажу применялся следующий способ отбора и дегазации керна. Вынутый кусок керна под-

вергается дроблению на куски, которые помещаются в стеклянную банку, герметично закрываемую тонкой металлической крышкой. Это завальцовывание крышки с резиновой прокладкой быстро производится ручным способом. (Такое завальцовывание аналогично применяемому для укупорки консервов.) К крышке припаяна отводная трубка. Такая стеклянная банка подвергается затем нагреву в водяной бане, а газ откачивается через отводную трубку.

АНАЛИЗ ГАЗА ПРИ ГАЗОВОМ КАРОТАЖЕ

Проведение анализа газа при газовом каротаже является основной операцией, позволяющей получить диаграмму газосодержания по разрезу горных пород. В связи с этим наиболее рациональные методы анализа газа, необходимая его точность и детальность неоднократно освещались в литературе [33, 36]. По мере разработки новых газоаналитических методов и предъявления новых требований к газовому каротажу испытывалась или внедрялась и новая газоаналитическая аппаратура.

При проведении газового каротажа по глинистому раствору необходим прибор, который в условиях работ газокаротажной станции, располагаемой около буровой скважины, может непрерывно анализировать газовую смесь, идущую из дегазатора. Несколько иные требования могут быть предъявлены к газоанализатору при керновом газокаротаже, а также при глубокой термовакуумной дегазации глинистого раствора, если дегазация производится в лабораторных условиях. В этих случаях нет необходимости в непрерывном и немедленном анализе газа.

Первоначально при газовом каротаже по глинистому раствору и по керну были использованы газосъемочные приборы для углеводородного микроанализа с соответствующим разбавлением смеси воздухом. Также были применены приборы типа Орса (в дальнейшем ВТИ), позволявшие проводить общий анализ с определением углекислого газа, кислорода, суммы углеводородов и азота. Недостатками приборов типа Орса являлись значительная длительность анализа и невозможность раздельного определения углеводородов. В дальнейшем уже при непрерывном газовом каротаже по глинистому раствору стали применять термохимические (электрические) газоанализаторы, основанные на регистрации тепловых эффектов от сгорания углеводородов. Изменяя накал платиновой нити, можно получать показания, характеризующие отдельно наличие метана и тяжелых углеводородов [63, 75]. Преимуществами этого способа анализа, которым пользуются во многих случаях и в настоящее время, являются быстрота и непрерывность. Однако этот способ не дает возмож-

ности определять индивидуальные углеводороды C_2-C_6 . Часто, кроме того, метан и сумму более тяжелых углеводородов определяют неудовлетворительно.

В связи с возросшими требованиями к газовому каротажу и целесообразностью определения индивидуальных углеводородов были разработаны хроматографические газоанализаторы, которые и получили в последнее время практическое применение и используются на многих газокаротажных станциях.

Для анализа газов при газовом каротаже были предложены и другие методы и приборы, как, например, малогабаритные и радиочастотные масс-спектрометры, инфракрасные газоанализаторы и т. д.

ПРИБОРЫ ДЛЯ ОБЩЕГО АНАЛИЗА ГАЗОВ

Приборы ВТИ и другие, основанные на химическом поглощении компонентов газовой смеси и их сожжении, детально описаны в литературе [36], и на их рассмотрении мы останавливаться не будем. Эти приборы, позволяющие определять углекислый газ, сероводород, кислород, водород, окись углерода, азот и сумму углеводородов, в некоторых случаях целесообразно применять при газовом каротаже, в частности при анализе газов, извлеченных из керна. Определение кислорода позволяет судить о примеси воздуха. Сероводород является показателем, характеризующим наличие газоносных горизонтов, содержащих сероводород. Высокая растворимость сероводорода в воде дает возможность в некоторых случаях использовать этот показатель для определения наличия водоносных горизонтов и прогноза газоносности, т. е. сероводород иногда может являться поисковым признаком наличия залежей серы [32].

Работы, проведенные МГРИ и другими организациями, позволили установить, что в некоторых случаях углекислый газ может быть использован при газовой съемке, а следовательно, и при газовом каротаже для поисков рудных месторождений. Углекислый газ является в этих случаях косвенным показателем, связанным с особенностями геологического строения [41].

Кроме того, большая растворимость углекислого газа в воде говорит о возможности использования этого показателя для характеристики водоносных горизонтов. Следует, однако, учитывать, что углекислый газ весьма распространен и его присутствие не является однозначным признаком наличия водоносных горизонтов.

Некоторые исследования по керновой газометрии скважин, выполненные Г. А. Могилевским, показали, что такие компоненты, как водород и азот, а также углекислый газ, дают аномалии, определенным образом связанные с нефтегазовым месторождением [29]. Для более точного и быстрого определения углекислого газа, используемого в качестве поискового показателя

применительно к некоторым рудным месторождениям, были разработаны специальные приборы [11].

Таким образом, проведение общего газового анализа, помимо анализа на углеводороды, представляет в ряде случаев значительный интерес для газового каротажа. Сумму углеводородов на приборах типа Орса можно определять после сжигания и выявления образовавшегося углекислого газа. По соотношению углеводородов к сумме сгоревших углеводородов можно судить и о примеси к метану более тяжелых углеводородов. Однако из-за длительности проведения анализа эти способы не применяют при непрерывном газовом каротаже и ограниченно используют их при других видах газокаротажных работ. Недостаточной для многих целей является и чувствительность прибора.

В связи с этим представляют интерес новые исследования по методике

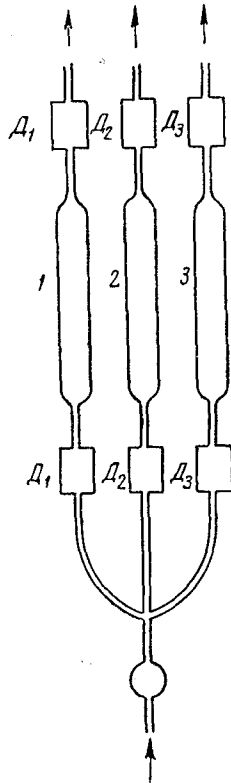


Рис. 29. Схема прибора для непрерывного общего газового анализа.

непрерывного газового анализа, проведенные в газовой лаборатории ИНХС АН СССР (работы В. А. Соколова и его сотрудников) для общего анализа газа. Эта методика основана на непрерывном пропускании анализируемого газа через химические реагенты или адсорбенты, позволяющие задерживать определенные компоненты газовой смеси, и на измерении скоростей потока газа до и после поглотителя.

Схема нового варианта прибора с применением трех поглощающих колонок с реагентами представлена на рис. 29. Анализируе-

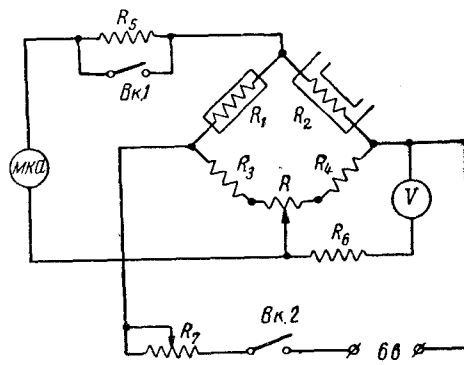


Рис. 30. Электрическая схема термохимического газоанализатора Г-2.

мый газ непрерывно с постоянной скоростью поступает через общий кран и идет далее через три колонки. В колонке 1 находится аскарит, служащий для поглощения углекислого газа. Колонка 2 заполнена сернистым железом для поглощения кислорода. Колонка 3 может быть использована для определения сероводорода или других газов в зависимости от применяемых поглотителей. Для определения сероводорода трубку заполняют безводным медным купоросом, для определения окиси углерода — гопкалитом. Для определения углеводородов в колонку 3 помещают аскарит, а на пути к колонке — сжигательную трубку с платиновой спиралью. Анализируемый газ в этом случае должен содержать достаточное количество кислорода или воздуха и его следует впускать не через общий кран, а отдельно. В колонку 3 можно поместить активированный уголь или другой адсорбент для поглощения и определения тяжелых углеводородов. При необходимости проведения всех упомянутых определений число колонок прибора должно быть соответственно увеличено.

До и после каждой из колонок помещены датчики D_1 , D_2 , D_3 , показывающие скорости газового потока. Чувствительность каждой такой пары датчиков такова, что при скорости газа $2 \text{ см}^3/\text{мин}$ показания электронного потенциометра ЭПП-09 соответствуют $9-10 \text{ мв}$, т. е. занимают почти всю ширину ленты самописца. Измеряя скорости газового потока до и после поглотителя, можно по разнице значений определить содержание того компонента, который был поглощен в колонке. Таким образом, в колонке 1 определяют углекислый газ, в колонке 2 — кислород и т. д. После удаления других компонентов определяют азот.

Для регулировки поступления газа в колонки между общим краном и каждой колонкой вставлена каучуковая трубка с зажимом. Каждый датчик подведен к переключателю, соединенному с самопишущим потенциометром. Измерение производят путем последовательного включения датчиков. Все измерение, дающее кривую состава газа, занимает 2—3 мин. При необходимости действие переключателя может быть автоматизировано.

Когда реагент, имеющийся в колонке, в значительной части уже израсходуется, его необходимо сменить. Практика показала, что, например, аскарит, содержащийся в колонке в количестве 50 г, следует сменять, после того как через колонку прошло 100 л газа, содержащего 5% CO_2 .

ТЕРМОХИМИЧЕСКИЕ (ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ) ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Ниже дается краткое описание применяемых в настоящее время термохимических газоанализаторов.

Газоанализатор Г-2 состоит из следующих основных частей (рис. 30).

R_1 и R_2 — активные плечи (датчики) газоанализатора (из них одно рабочее, другое компенсационное), представляющие собой

спирали из платиновой проволоки диаметром 0,05 мм. Сопротивления активных плеч одинаковы и составляют 1 ом при температуре 20° С и около 3 ом под током при напряжении на концах плеча 1,5 в. При включении источника тока проволоки имеют накали, достаточный для сопряжения углеводородов. R_3 и R_4 — балластные плечи газоанализатора, изготовленные из марганцовой или константановой проволоки с сопротивлением по 10 ом каждое. R — реохорд с сопротивлением 1 ом служит для балансировки моста газоанализатора, т. е. для установки стрелки прибора микроамперметра на нуль при пропускании чистого воздуха через рабочий элемент. $Mка$ — микроамперметр, служащий для измерения тока в измерительной диагонали моста. R_5 — сопротивление, позволяющее уменьшать предел измерения микроамперметра в 10 раз. $Вк.1$ — выключатель для перехода к более грубой шкале микроамперметра, $Вк.2$ — выключатель питания, V — вольтметр, R_6 — сопротивление, R_7 — реостат на 15 ом, служащий для установки рабочего напряжения на мосту. Источник питания имеет напряжение 4—6 в.

Углеводородный газ, проходя через одну из камер R_1 или R_2 , подвергается сожжению. Выделяющееся при этом тепло увеличивает температуру проволоки. Это вызывает разбаланс моста, что и фиксируется микроамперметром. Показания микроамперметра находятся в зависимости от концентрации углеводородов. Прибор может быть применен для определения суммы горючих газов в воздухе.

На вооружении газокаротажных станций находится термохимический газоанализатор НГ-1, позволяющий непрерывно регистрировать суммарный эффект горючих газов и условно определять метан, тяжелые углеводороды и водород.

Принципиально электрическая схема этого прибора аналогична описанной выше для Г-2, но отличается в деталях. Этот газоанализатор, так же как и Г-2, основан на измерении сопротивления платиновой спирали при сожжении над раскаленной ее поверхностью углеводородных газов в смеси с воздухом. (Спираль делают из платиновой нити марки «Экстра» диаметром 0,05 мм.)

Изменение сопротивления платиновой нити зависит от количества тепла, выделяемого при каталитическом сгорании анализируемого газа, вызывающего в цепи моста Уитстона соответствующее изменение электрического тока. По величине изменения тока определяют содержание углеводородных газов в анализируемой смеси, что фиксируется микроамперметром.

Для замеров больших концентраций горючего газа необходимо снижать чувствительность газоанализатора. С этой целью последовательно с микроамперметром подключено дополнительное сопротивление — «загрубление», которое в нужный момент можно включить при помощи специального переключателя.

Разные горючие газы начинают сгорать при различных температурах накала проволоки. Прежде всего начинает сгорать водород, затем тяжелые углеводороды и, наконец, метан. Для последовательного сгорания этих газов подобраны напряжения, обуславливающие необходимую температуру накала платиновой проволоки.

На приборе НГ-1 водород, тяжелые углеводороды и всю сумму углеводородов определяют соответственно при напряжениях 0,4, 0,65 и 1,1 в.

Содержание метана в анализируемой газовой смеси находят по разности показаний, фиксируемых микроамперметром при напряжениях 1,1 и 0,65 в.

Содержание водорода устанавливают в том случае, если при напряжении 0,4 в микроамперметр дает заметные показания. Для этого анализируемый газ пропускают через камеру, заполненную активированным углем, и по разности показаний, фиксируемых при напряжении 0,65 в без угля и с углем, определяют количество водорода и уточняют содержание тяжелых углеводородов.

Следует учесть, что раздельное определение газов на приборе имеет условный характер, так как не имеется четкой разницы в температурах сгорания разных газов, а кроме того, влияет концентрация компонентов. Для приготовления газовых смесей, а также для разбавления газа, поступающего из дегазатора в анализатор, и регулирования скорости его потока служит специальный смеситель. В приборе предусмотрена возможность переключения газовой смеси с одного датчика на другой, что удлиняет срок их службы и повышает качество анализа.

Нуль прибора должен быть установлен при той же скорости потока воздуха, при которой производят анализ. Контроль за скоростью потока осуществляется по ротаметру.

Показания микроамперметра при определенной концентрации газа, например метана, зависят главным образом от каталитической активности платиновых проволок, которая может с течением времени сильно изменяться.

Очевидно, если активность платиновых проволок будет переменной и не контролируемой, то результаты анализов, сделанных в разное время или при перемене датчиков, не могут быть сопоставлены между собой.

Утраченную платиновыми проволоками каталитическую активность можно восстановить путем их активации.

Активация платиновых проволок и калибровка газоанализатора

В процессе эксплуатации термохимических газоанализаторов было установлено, что платиновые проволоки часто изменяют свою чувствительность, а иногда настолько ее теряют, что становится невозможным фиксировать присутствие горючих газов и об-

наруживать проходимые в процессе бурения продуктивные горизонты. Для восстановления каталитической активности платиновой проволоки через камеру газоанализатора пропускают смесь метана или этилена с воздухом при одновременном повышении напряжения. В газосмесителе готовится 4%-ная смесь метана с воздухом или 3%-ная этилена с воздухом.

Через активную камеру с платиновой проволокой пропускают эту смесь при напряжении 1,4 в. Повышение активности проволоки сопровождается непрерывным постепенным возрастанием показаний микроамперметра.

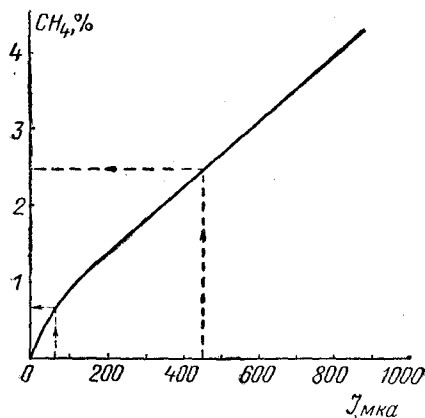


Рис. 31. Калибровочная кривая.

метана. По показаниям микроамперметра строят калибровочную кривую, для этого по оси абсцисс откладывают микроамперы, а по оси ординат — процентное содержание горючего компонента в газовой смеси.

Активацию и калибровку проводят как для рабочего, так и для компенсационного плеча моста с тем, чтобы в процессе проведения газового каротажа при необходимости было возможно менять их местами. Для каждого датчика целесообразно составлять свою калибровочную кривую.

Калибровка газоанализатора позволяет определять цену деления микроамперметра в переводе на проценты газосодержания для каждой пары проволок и для определенного интервала, установленного инструкцией по проведению газокартажных работ. Это позволяет все результаты газового каротажа сопоставлять между собой.

При непрерывной работе рекомендуется калибровать газоанализатор через каждые 8 час. (1 раз в смену) по природному газу или по метану. Для калибровки берется пять известных концентраций: 0,1; 0,5; 1; 2 и 4%.

Приготовленные порции газа поочередно пропускаются через газоанализатор и для каждого случая фиксируется эффект, за-

По достижении предельных значений следует снизить напряжение с 1,4 до 1,1 в; если показания не снижаются в течение нескольких минут, то считают, что процесс активации закончен.

Скорость прохождения смеси должна быть такой же, как при анализе. Регулировка скорости потока осуществляется винтовым зажимом, устанавливаемым перед реометром.

При калибровке газоанализатора применяют смеси с разным содержанием

меренный в микроамперах. По этим данным строят калибровочную кривую (рис. 31).

Для пересчета микроампер, регистрируемых газоанализатором, на процентное содержание компонента пользуются палеткой,

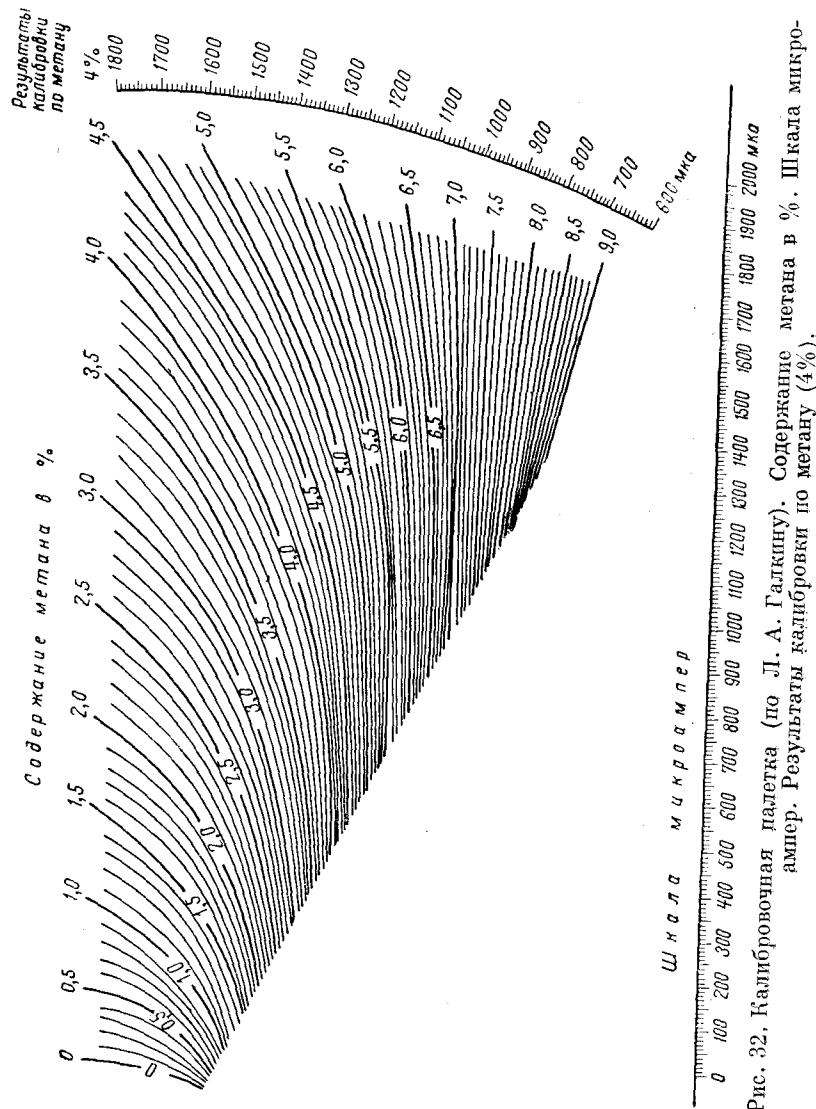


Рис. 32. Калибровочная палетка (по Л. А. Галкину). Содержание метана в %. Шкала микроампер. Результаты калибровки по метану (4%).

изображенной на рис. 32. На плотную белую бумагу наносят масштабную линейку, как это показано в нижней части рис. 32. Имея результаты калибровки газоанализатора по 4%-ной смеси метана с воздухом, накладывают масштабную линейку

таким образом, чтобы один (левый) конец линейки с острием нанесенного на ней треугольника совпал с центром знака «плюс», находящегося в левом верхнем углу палетки, а другой конец линейки пересек дугу, расположенную в правой части палетки (с надписью «Результаты калибровки по 4%-ному метану») в точке, соответствующей показанию калибровки.

Затем на масштабной линейке отыскивают значения в микроамперах, полученные при газовом каротаже, и по пересекающей в этой точке калибровочной кривой палетки устанавливают процент содержания определяемого компонента.

Для обеспечения оптимальных условий и работы датчиков было предложено (Л. А. Галкиным) установить следующий порядок калибровки и активации.

С учетом данных калибровки бывших ранее в эксплуатации 10—20 датчиков необходимо построить калибровочные кривые по пяти точкам эталонного газа (0,1; 0,5; 1,2 и 4%). Это семейство кривых позволит провести среднюю арифметическую калибровочную кривую. Данные осредненной калибровочной кривой в процентах наносятся на шкалу микроамперметра. Это позволяет при проведении газового каротажа (анализе газовой смеси) эффект от сжигания углеводородов регистрировать в процентах.

Впоследствии при эксплуатации определенного датчика необходимо раз в смену проводить калибровку по 1%-ному эталонному газу.

При пропуске 1%-ного эталонного газа необходимо повышением или понижением напряжения доводить показания микро-

Таблица 33

Показания датчиков

№ пар проволоки	Показания газоанализатора при напряжении 1,1 в	Найденное напряжение, в	№ пар проволоки	Показания газоанализатора при напряжении 1,1 в	Найденное напряжение, в
1	1160	0,90	16	980	1,05
2	1080	0,97	17	960	1,05
3	1080	0,90	18	940	1,05
4	1080	0,97	19	940	1,05
5	1060	1,00	20	900	1,10
6	1040	1,00	21	900	1,10
7	1040	1,05	22	900	1,10
8	1020	1,00	23	900	1,10
9	1020	1,00	24	880	1,10
10	1020	0,97	25	880	1,25
11	1000	1,00	26	880	1,25
12	1000	0,97	27	840	1,30
13	1020	0,97	28	800	1,20
14	980	1,05	29	790	1,35
15	980	1,05			

амперметра до соответствующего показанию осредненной калибровочной кривой. В табл. 33 в качестве примера показаны экспериментальные данные по 29 датчикам с диапазоном чувствительности от 790 до 1160 мка.

В третьем столбце показано необходимое напряжение для анализа в зависимости от чувствительности датчика.

При этих условиях один и тот же состав газа дал при эксплуатации каждого из 29 датчиков одинаковый эффект, равный 900 мка.

Активация проволок проводится при пропуске 4% метана с воздухом. При этом необходимо повышать напряжение до тех пор, пока стрелка микроамперметра не прекратит отклоняться вправо. Найденное таким образом напряжение является оптимальным для активации испытуемых датчиков.

Таблица 34

Напряжения, необходимые для сжигания углеводородов

Для суммарного сжигания углеводородов, в	Для сжигания тяжелых углеводородов, в	Для суммарного сжигания углеводородов, в	Для сжигания тяжелых углеводородов, в
0,9	0,53	1,5	0,90
1,0	0,60	1,6	0,94
1,1	0,65	1,7	1,0
1,2	0,70	1,8	1,0
1,3	0,77	1,9	1,1
1,4	0,82	2,0	1,2

Оптимальное напряжение, необходимое для сжигания тяжелых углеводородов, определяется по табл. 34. В каждом отдельном случае оно может быть вычислено по следующей формуле:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{U_3}{U_4},$$

где U_1 — оптимальное напряжение для сжигания всех углеводородов; U_2 — напряжение, равное 1,1 в, ранее принятое для суммарного сжигания углеводородов; U_3 — искомое оптимальное напряжение, необходимое для сжигания только тяжелых углеводородов; U_4 — напряжение, равное 0,65 в, ранее принятое для сжигания одних тяжелых углеводородов.

Например, если оптимальное напряжение (U_1) для определенного датчика при сжигании всех углеводородов окажется равным 1,6 в, то оптимальное напряжение для сжигания тяжелых углеводородов будет

$$U_3 = \frac{1,6 : 0,65}{1,1} = 0,94 \text{ в.}$$

В ранее применяемых газоанализаторах было ограничено разбавление газовой смеси в случаях высоких концентраций углеводородных газов. В приведенной на рис. 33 схеме этот недостаток устранен. Новая схема используется в действующих полуавтоматических газокаротажных станциях ГКС-3. Эта схема

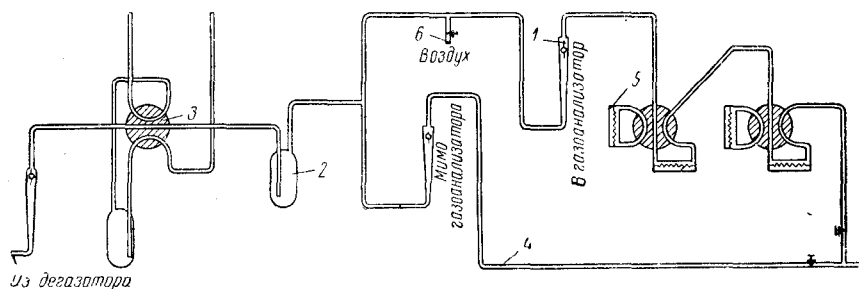


Рис. 33. Схема разбавления в газоанализаторе НГ-2.

1 — ротаметр; 2 — барботер; 3 — кран; 4 — газовоздушная линия; 5 — камеры с платиновыми проволоками; 6 — вентиль.

обеспечивает разбавление смеси воздухом в 10 раз. Ротаметр включен в линию «мимо газоанализатора». Это позволяет устанавливать количество газовой смеси, просасываемой мимо газоанализатора. Воздух добавляется в незначительном количестве через специальный вентиль. Скорость потока в анализаторе должна быть такой же, как и в дегазаторе.

ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Газоанализаторы НГ-1 и НГ-2 при всех их положительных эксплуатационных качествах не дают надежной характеристики содержания углеводородных индивидуальных компонентов, так как при повышенном содержании метана он частично начинает гореть вместе с тяжелыми углеводородами при напряжении 0,65 в (400°), что дает ложный, завышенный эффект по тяжелым углеводородам. Кроме того, возможны искажения за счет горючих газов неуглеводородного характера. Так, например, при наличии в анализируемой смеси водорода или сероводорода последние будут гореть вместе с тяжелыми углеводородами и также давать, следовательно, неправильное представление об их содержании.

Эти недостатки термохимических газоанализаторов, а также необходимость определения индивидуальных углеводородов C_2 — C_6 требовали поисков новых методов и приборов для анализа газов при газовом каротаже. Было установлено, что хроматографический газовый анализ позволяет определять индивидуальные углеводороды и другие компоненты.

Впервые исследования по разработке хроматографического анализа углеводородных газов были проведены у нас в СССР еще в 1934—1936 гг. для изучения тяжелой фракции проб газовой съемки [37, 41]. Было показано, что при пропускании углеводородного газа через колонку с активированным углем происходит разделение метана, этана и пропана (работы В. А. Соколова и Г. М. Егоровой). Следует отметить, что в то время эти исследования и предложенный метод анализа не получили признания. Лишь спустя значительное время, когда конторой Нефтегазосъемка были возобновлены работы в этой области, были предложены схемы хроматографического анализа и приборы, получившие затем применение на практике [33, 38, 39].

Многочисленные работы в области хроматографического газового анализа, проведенные за последнее десятилетие, показали возможность применения этого метода для самых разнообразных видов газоаналитического разделения смесей и определения отдельных компонентов. Эти методы можно использовать для анализа как углеводородных, так и неуглеводородных газов. Для анализа сложных смесей, содержащих предельные и непредельные углеводороды, широко применяется газожидкостная хроматография. Кроме того, в последнее время начала быстро развиваться капиллярная хроматография. Во многих случаях для анализа более простых смесей применяется адсорбционная хроматография. Начинают употреблять «молекулярные сита» (пористые кристаллы), обладающие высокой селективностью при разделении смесей. Все эти методы подробно описаны в литературе [20, 36, 84].

При газовом каротаже анализ облегчается тем, что в составе газа имеются только предельные углеводороды. В связи с этим широко применяется адсорбционный хроматографический анализ.

Хроматографический газоанализатор ГСТ-Л

Общая и электрическая схемы хроматографического газоанализатора ГСТ-Л даны на рис. 34 и 35.

Для фиксации разделяемых компонентов применяются термохимические датчики, аналогичные описанным выше. В электрической схеме газоанализатора (рис. 35) R_1, R_2 — активные плечи газоанализатора (из них одно рабочее, другое компенсационное); R_3 и R_4 — балластные плечи газоанализатора; R_5 — реохорд сопротивлением около 3 ом, служащий для балансировки моста газоанализатора; R_6 — R_{16} — различные сопротивления в измерительной схеме и нагревательные спирали; R_8 — сопротивление, позволяющее изменять предел измерения микроамперметра в 10 раз; $B_{к1}$ — $B_{к6}$ — различные выключатели и переключатели. Микроамперметр $мкА$ служит для измерения тока в измерительной диагонали моста.

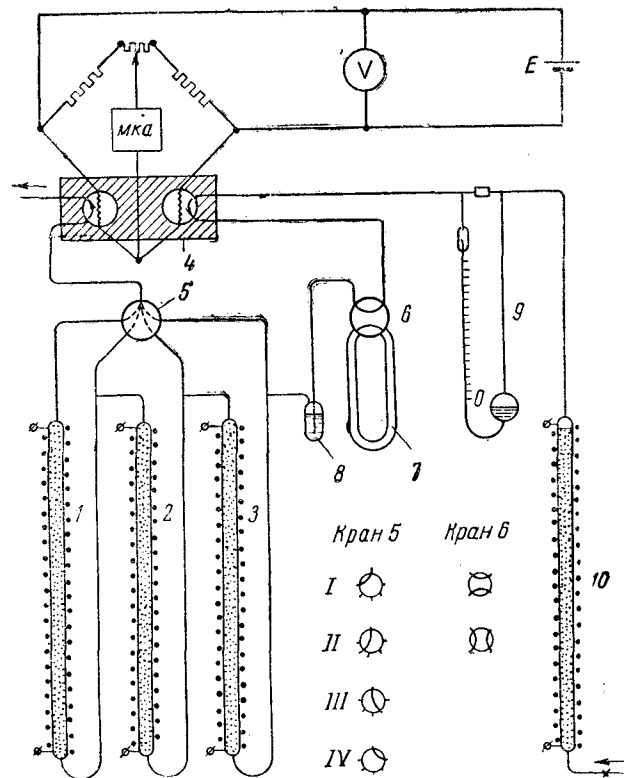


Рис. 34. Общая схема прибора ГСТ-Л.

1, 2, 3 — колонки с сорбентом для разделения смесей; 4 — камера сгорания; 5 — кран; 6 — кран; 7 — пробоотборник; 8 — барботер; 9 — реометр; 10 — сорбционная колонка для очистки воздуха.

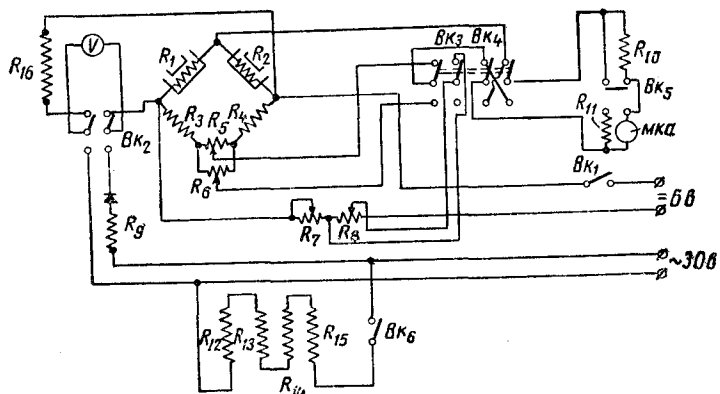


Рис. 35. Электрическая схема прибора ГСТ-ЛЗ.

Прибор предназначен для раздельного анализа газовых смесей, состоящих из углеводородов предельного ряда от метана до гептана включительно, а также водорода и окиси углерода.

Исследуемая газовая смесь пропускается через металлическую трубку с сорбентом. При этом углеводороды сорбируются в колонке и разделяются при помощи непрерывного потока воздуха и при одновременном нагреве трубки с сорбентом спиралью из нихромовой проволоки, через которую идет электрический ток. Вследствие различия коэффициентов адсорбции компонентов газовой смеси они поступают в камеру датчика с различной задержкой во времени. Разделению способствует постепенное изменение сорбционных свойств силикагеля, обусловленное его нагреванием.

О наличии в потоке каждого из имеющихся в смеси компонентов судят по показаниям электрического газоанализатора, основанного, как и в описанных выше приборах, на измерении теплового эффекта от сжигания горючих газов на платиновых проволоках (филаментах) или на измерении теплопроводности. Скорость потока газовой смеси через систему должна поддерживаться постоянной. Для контроля скорости потока в схеме прибора используется реометр.

Пробы газа для анализа отбираются при помощи специального пробоотборника одним поворотом крана.

Воздух, проходящий через систему при проведении анализа, следует очищать от возможных загрязнений (паров бензина и воды и др.). Для этого рекомендуется применять дополнительную трубку с силикагелем, которую следует прогревать в течение 10—15 мин. через каждые 50—100 анализов.

Для просасывания газовой смеси через прибор может быть применен вакуум или давление. Контроль за режимом обогрева печей осуществляется по напряжению (при помощи вольтметра). Напряжение регулируется автотрансформатором ЛАТР-2 или реостатом.

Время выделения каждого компонента практически не зависит от его концентрации в исходной смеси.

Продолжительность анализа смеси, состоящей из газообразных компонентов, составляет 4—5 мин. При наличии паров углеводородов C_5 и выше время анализа увеличивается до 8 мин.

Перед началом анализа прежде всего проверяют герметичность системы. Для нахождения места утечки устанавливают краны в различные положения, отключая таким образом поочередно отдельные участки системы. После проверки герметичности прибора и устранения течи, если она обнаружена, проводится сушка силикагеля, подбор датчиков с последующей активацией платиновых проволок и калибровкой. (Краны должны быть смазаны вакуумной смазкой).

До проведения анализов просушивают силикагель в сорбционной колонке. Для этого включают на 10 мин. обогрев печи,

затем выключают на 10 мин.; так повторяется 2—3 раза. При этом через систему должен непрерывно просасываться воздух.

Платиновые проволоки датчиков подбираются в комплект по 2 шт. в зависимости от их сопротивления, которое обычно изменяется от 0,96 до 1,05 ом (при температуре +20° С).

Разница в сопротивлении подобранных в комплект проволок датчика не должна превышать 0,01 ом. Активные и компенсационные проволоки датчиков работают не в одинаковых температурных условиях. Рекомендуется регулярная перемена местами активной и компенсационной проволок.

Анализ газа на лабораторном хроматографе ГСТ-Л осуществляется следующим образом.

Перед проведением анализа газовая смесь должна быть отобрана в пробоотборник 7 (см. рис. 34).

При отборе пробы из газосмесителя необходимо пропустить через пробоотборник около 100 см³ газовой смеси. После того как проба отобрана, пробоотборник с находящейся в нем пробой газа подсоединяется к двум штуцерам на панели прибора. Пробоотборник вмещает четыре пробы в трубках, присоединенных к одному крану. При положении кранов 5—IV и 6—I устанавливают необходимую скорость потока воздуха по реометру (оптимальная скорость потока указывается в паспорте прибора). Затем включают тумблер питания на панели газоанализатора, устанавливают по вольтметру напряжение 1,6 в на мост измерительной схемы и стрелку микроамперметра на нуль. После установки прибора на нуль переводят кран 6 в положение II и следят за отклонением стрелки прибора. После того как стрелка отклонится до ее крайнего положения, переключают напряжение с 1,6 в на 0,94 в, при котором на платиновых проволоках сгорают лишь тяжелые углеводороды. Показания газоанализатора при 1,6 в позволяют судить об общем содержании горючих, а при напряжении 0,94 в — о содержании тяжелых углеводородов. Если показания по тяжелым углеводородам превышают 50 мка, тогда проводят отдельный анализ газовой смеси.

Порядок проведения отдельного анализа следующий.

После присоединения пробоотборника необходимо снова отрегулировать скорость по реометру, установить напряжение 1,6 в на платиновых нитях измерительной схемы и при помощи реохорда стрелку микроамперметра отвести на нуль. Затем повернуть кран 5 в положение I и кран 6 пробоотборника в положение II, пустить секундомер и спустя 0,5—1 мин. (см. паспорт прибора) включить электропитание печи колонки 2; после этого, наблюдая за движением стрелки микроамперметра, фиксировать величины ее максимального отклонения.

Колонка I заполнена активированным углем марки СГТ и служит для разделения водорода, метана и окиси углерода. Колонка 2 заполнена силикагелем марки АСМ или МСМ и служит для разделения газообразных углеводородов от этана до бутана.

Колонка 3 заполнена силикагелем марки КСК и служит для разделения углеводородов от пентана до гептана включительно.

При указанных положениях кранов проба газа пропускается последовательно через все три колонки. Разделение метана, водорода и окиси углерода происходит на колонке I. Газообразные тяжелые углеводороды адсорбируются на колонке 2.

После того как произошло разделение водорода, метана и окиси углерода, кран 5 переключается в положение II, при котором тяжелые газообразные углеводороды, выделяющиеся вследствие нагрева адсорбента из колонки 2, проходят через кран 5 (минуя колонку I) в камеру датчика.

После выделения компонентов, адсорбированных в колонке 2, кран 5 переключается в положение III. При этом положении крана только колонка 3 оказывается подключенной к камере датчика. В этот момент определяют содержание углеводородов С₅ и выше. При показаниях прибора, близких к 200 мка, переключают тумблер в положение «× 10» для закругления шкалы. Наблюдения продолжают вести до тех пор, пока прибор не будет давать фоновых показаний.

В процессе проведения анализа необходимо строго следить за постоянством скорости потока газовой смеси и напряжением, подаваемым на обогрев колонок и на мост измерительной схемы. По окончании анализа следует установить краны сорбционных колонок в положение I. Это необходимо для предотвращения насыщения сорбента парами воды из атмосферного воздуха.

При эксплуатации газоанализатора ГСТ-Л необходимо иметь в виду, что силикагель по истечении некоторого срока работы утрачивает свои сорбционные свойства, о чем можно судить по ухудшению качества разделения. Это наблюдается при работе с повышенными концентрациями тяжелых углеводородов в анализируемых смесях. В таких случаях следует снять трубку (сорбционную колонку), высыпать из нее отработанный силикагель, засыпать свежий силикагель и установить трубку на место. После просушки силикагеля прибор готов к работе.

Для того чтобы ускорить охлаждение колонок после проведения анализа, рекомендуется пользоваться настольным вентилятором.

При активации платиновых проволок смесь пропускать мимо адсорбционных колонок прямо в камеру газоанализатора.

Калибровка прибора производится по каждому из определяемых компонентов смеси.

На основании полученных данных строят калибровочные кривые. По оси абсцисс откладывают показания газоанализатора, выраженные в микроамперах, а по оси ординат — известные концентрации каждого из компонентов газовой смеси.

В последней модификации прибора ГСТ-ЛЗ применяются 4 колонки, заполненные силикагелем КСК.

Приготовление смесей заданной концентрации должно производиться с учетом присутствия воздуха или других углеводородных компонентов в эталонном углеводородном газе.

Для концентраций горючих газов, не превышающих 1%, между ростом концентрации каждого компонента и показаниями прибора, выраженными в микроамперах, сохраняется линейная зависимость. Это дает возможность с достаточной для практики точностью осуществлять расчет анализов, пользуясь калибровочными прямыми, построенными по одной точке (для концентрации 1%).

При постоянстве теплового режима колонок, а также при постоянстве режима пропускания газовой смеси через прибор и при условии надлежащей активности платиновых проволок величина показаний для различных компонентов будет зависеть в основном от чувствительности датчиков.

Различие в тепловом эффекте при сгорании различных газов, обусловленное теплотворной способностью газа, а также в коэффициентах адсорбции сохраняется практически постоянным и может учитываться введением соответствующих поправок.

Из изложенного выше можно сделать вывод, что с некоторым приближением можно осуществлять калибровку прибора по одному какому-либо компоненту. В этом случае определение процентного содержания отдельных компонентов смеси значительно упрощается и может производиться без калибровочных кривых для каждого компонента при помощи таблиц, которые составляются на основе результатов анализа эталонных смесей индивидуальных горючих газов.

Перед началом работы необходимо произвести калибровку прибора путем пропускания 1%-ного метана из пробоотборника через сорбционные колонки в камеру сжигания.

Пропускная 1%-ную смесь метана с воздухом через сорбционную колонку, записывают показания прибора в микроамперметрах. Проводя разделение газовых смесей, фиксируют показания по отдельным компонентам и по таблицам и переводным коэффициентам находят содержания каждого из компонентов в процентах.

Получаемые таким путем концентрации каждого компонента не обладают большой точностью. Однако, поскольку все эти определения производятся одинаково, относительные их значения сохраняют при газовом каротаже во всех случаях ту или иную закономерность.

Описанный прибор может быть использован не только при проведении газокаротажных работ, а также при любых других лабораторных исследованиях. Подобные приборы нашли широкое применение при проведении газового каротажа, в промышленных предприятиях по разработке озокеритовых залежей, в нефтяном флоте и т. д.

Для обеспечения более детального анализа на ранее выпущенных газокаротажных станциях в настоящее время разработан

и применяется упрощенный хроматографический анализатор, представляющий небольшую приставку к термохимическому газоанализатору, находящемуся на вооружении всех действующих газокаротажных станций. Эта приставка состоит главным образом из сорбционных колонок. Используются вся измерительная часть (микроамперметр и вольтметр) и электрический мост с датчиками, имеющимися в термохимическом анализаторе НГ-1.

Общая схема этого прибора (ГСТ-ЛП) приведена на рис. 36. Принцип и порядок работы те же, что и для ГСТ-Л.

Для отбора необходимого количества образцов газа из участков, охарактеризованных по данным газового каротажа повышенной газонасыщенностью бурового раствора, предназначены восьмикамерные пробоотборники.

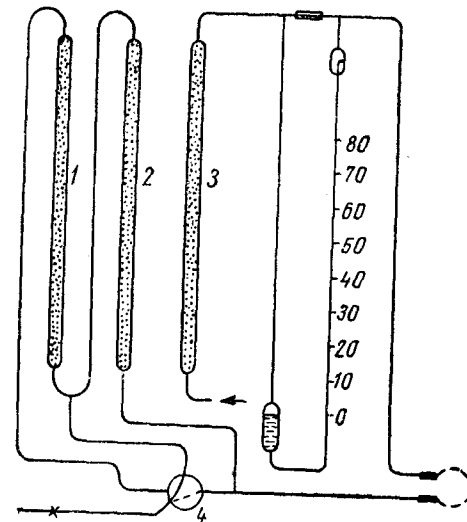


Рис. 36. Схема приставки ГСТ-ЛП.
1, 2, 3 — сорбционные колонки; 4 — кран.

О раздельном анализе природного газа, содержащего метан и незначительные концентрации тяжелых углеводородов

На практике часто приходится встречаться с природным газом, содержащим большие концентрации метана (доходящие до 90% и более) и незначительные концентрации тяжелых углеводородов (измеряющиеся единицами, а иногда и долями процента), что вызывает определенные трудности при анализе газа.

При исследовании 25 см³ природного газа ГСТ-Л обеспечивает следующую чувствительность: для метана 0,05%, для пропана и бутана 0,002—0,003%. Продолжительность анализа 4—5 мин. Точность анализа +5—10%. Для многих районов Союза эта методика дает вполне удовлетворительные результаты, однако при небольших концентрациях тяжелых углеводородов в анализируемой смеси часто не получают надежных данных.

Анализируемую смесь обычно разбавляют, чтобы содержание метана не превышало 4%. При этих условиях соответственно произведенному разбавлению уменьшается содержание тяжелых углеводородов, которых в некоторых случаях и до того в смеси очень немного. При очень низком содержании тяжелых углево-

дорогов в метане весьма трудно добиться необходимой точности анализа, если его проводить обычным путем.

Во избежание разбавления и без того незначительной концентрации тяжелых углеводородов в анализируемой смеси (при высоких концентрациях метана) была предложена следующая мето-

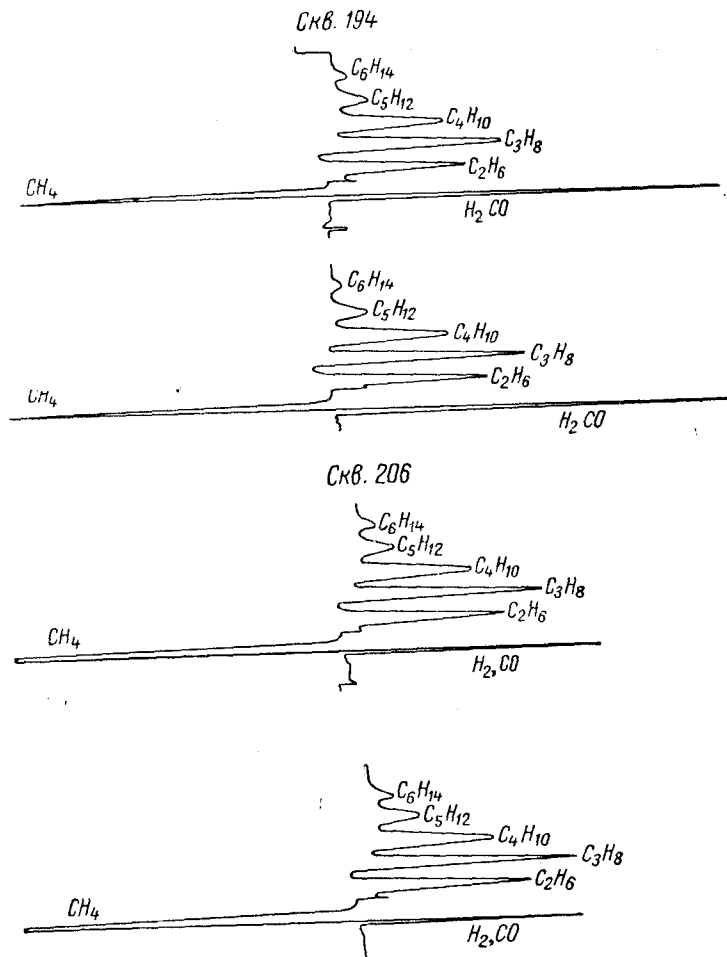


Рис. 37. Раздельные анализы проб газа.

дика. Вначале через сорбент пропускается $0,25-1,5 \text{ см}^3$ газа и при этом определяется только метан. Затем через сорбент пропускалось 25 см^3 исследуемого газа и на период прохождения метана напряжение выключалось и включалось лишь незадолго до начала выхода этана. Метан при втором анализе, следовательно,

не сгорал и не влиял на определение тяжелых углеводородов.

Другая методика, разработанная в лаборатории ВНИИ Геофизики Л. А. Галкиным и А. И. Новиковым, заключается в следующем. Во время воздействия на сорбент теплового поля можно на период прохождения метана держать датчик под незначительным напряжением, не превышающем $0,7 \text{ в}$ ($250-300^\circ \text{ C}$). Измерение концентрации метана проводится в этом случае по теплопроводности. После прохождения метана напряжение следует увеличить до $1,6 \text{ в}$ ($900-1000^\circ$) и вести регистрацию остальных компонентов углеводородных газов обычным путем (по теплоте сгорания).

Однако при существующей схеме газоанализатора переход во время анализа с одного напряжения на другое приводит к тому, что микроамперметр обычно теряет исходную точку нуля и стрелка прибора уходит за шкалу.

В целях устранения этого нежелательного явления был введен в схему дополнительный реохорд.

Эта схема обеспечивает стабильность нуля при переходе (во время анализа) с одного напряжения на другое, что позволяет анализировать углеводородные газы различных концентраций.

При пользовании этой методикой отчетливо выделяется окись углерода или водород, если таковые имеются в газовой смеси, так как метан, определяемый по теплопроводности, записывается самописцем в левой части диаграммы, а окись углерода или водород и все остальные гомологи метана — в правой части. Такая регистрация метана, окиси углерода или водорода в противоположных частях диаграммы особенно важна еще и потому, что окись углерода или водород и метан выделяются при весьма небольшой разнице во времени. Особенно важно отметить, что это разделение происходит при длине сорбционной колонки 25 см .

На рис. 37 приведены характерные диаграммы автоматической записи раздельного анализа горючих газов.

Из приведенных диаграмм видно отчетливое разделение водорода или окиси углерода, метана, этана, пропана, бутана и гексана.

Хроматографический автоматизированный газоанализатор ГСТ-5А

Действие автоматизированного прибора ГСТ-5А основано на том же принципе, что и прибора ГСТ-Л, описанного выше. Отличительной особенностью прибора ГСТ-5А являются специальный кран, соединенный с моторчиком, и дополнительные двадцати-камерные пробоотборники.

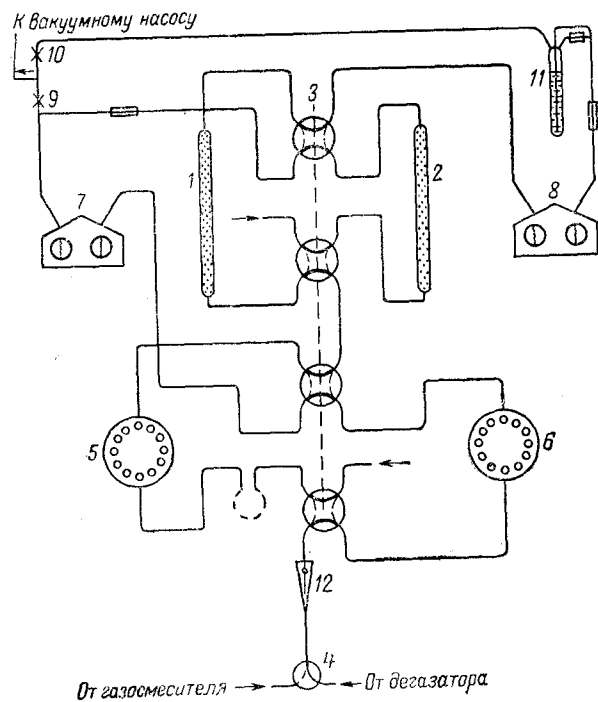


Рис. 38. Схема газоанализатора ГСТ-5А.

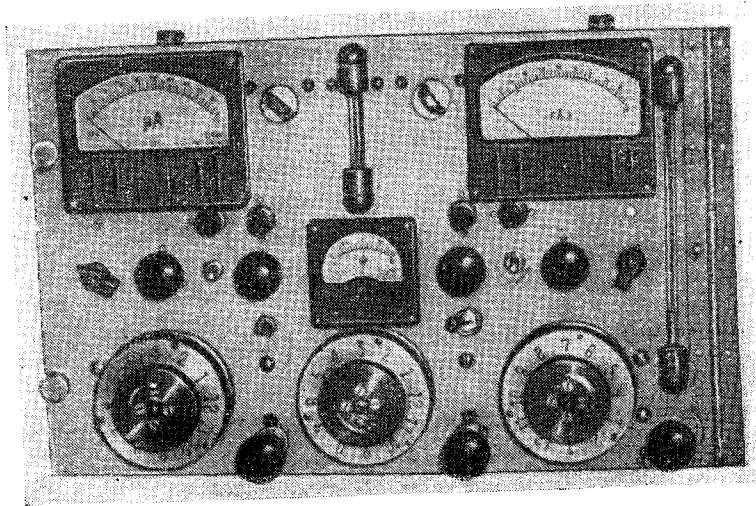


Рис. 39. Внешний вид прибора ГСТ-5А.

Общая схема прибора приведена на рис. 38, внешний вид прибора на рис. 39.

На рис. 38 показано устройство специального крана 3, при помощи которого осуществляются все необходимые переключения коммуникаций для изменения направления потока газовой смеси.

Через линию с дросселем 9 непрерывно просасывается из дегазатора газовая смесь. При различных положениях крана 3 смесь проходит через пробоотборник 5 или 6.

На схеме при положении ходов крана, показанных сплошными линиями, газовая смесь проходит через пробоотборник 6 в камеру сжигания 7. В то же время проба газа, ранее отобранная в пробоотборник 5, подается в линию, ведущую к сорбционной колонке 1, затем в камеру сжигания 8, через маностат 11 и дроссель 10 в вакуумную линию. Маностат служит для поддержания постоянства скорости потока газовой смеси. Путем автоматического поворота крана 3 поочередно включают в работу одну из колонок (1, 2) с соответствующим пробоотборником. При проведении калибровки и активации платиновых проволочек вместо дегазатора к газоанализатору подсоединяют газосмеситель (для этой цели служит кран 4). Ротаметр 12 служит для контроля за скоростью потока газовой смеси, проходящего через камеру сжигания.

Кран поворачивают через каждые 8 мин. при помощи ведущего мотора, срабатывающего при подаче импульса от реле времени. Действие ведущего мотора основано на принципе действия мотора СД-2.

В течение 8 мин. кран остается неподвижным до подачи следующего импульса на ведущий мотор.

Как было сказано выше, в процессе проведения каротажа можно отбирать дополнительные пробы газа (в количестве 33 проб) для их последующего анализа. Кроме того, имеется возможность отсоединять заполненный пробоотборник и подключать взамен дополнительный пробоотборник, приданный в комплекте (рис. 40). С краном 3 связано (кинематически) устройство, включающее и выключающее электрическую цепь обогрева сорбционных колонок.

Отличие прибора ГСТ-5 заключается в следующем.

1. Более рационально в схеме расположены пробоотборники, позволяющие в процессе непрерывного проведения анализа отбирать дополнительно 33 пробы газовой смеси.

2. Применен маностат, обеспечивающий постоянство скорости газовой смеси через газоанализатор, вследствие чего оказалось возможным упразднить реометр.

3. Газоанализатор включается автоматически при наличии повышенных газопоказаний. Для этого в самописце установлен датчик, который при заданной величине газопоказаний

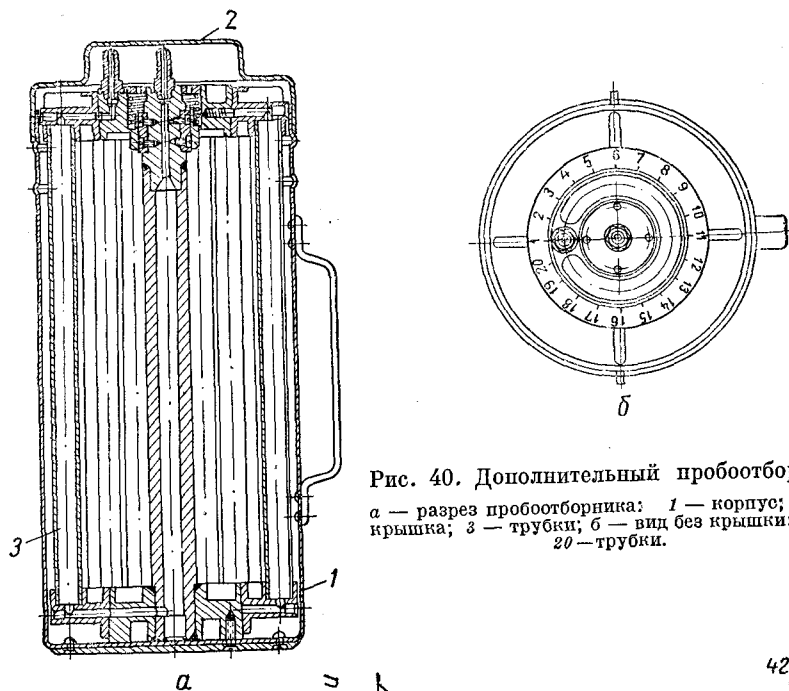


Рис. 40. Дополнительный пробоотборник.
 а — разрез пробоотборника: 1 — корпус; 2 — крышка; 3 — трубки; б — вид без крышки: 1 — 20 — трубки.

Рис. 41: Диаграмма газопоказаний при заполнении камер пробоотборника 1%-ным этиленом.

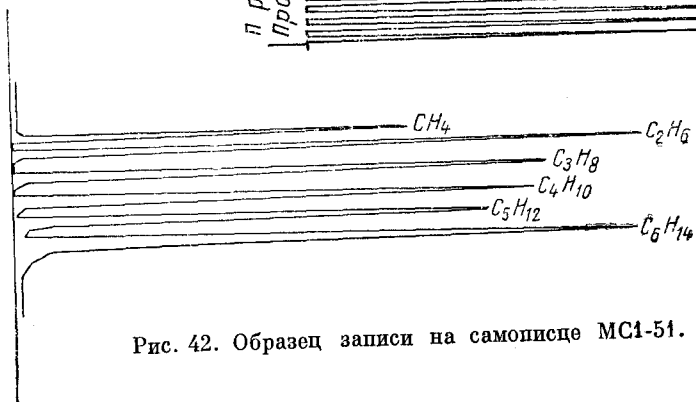
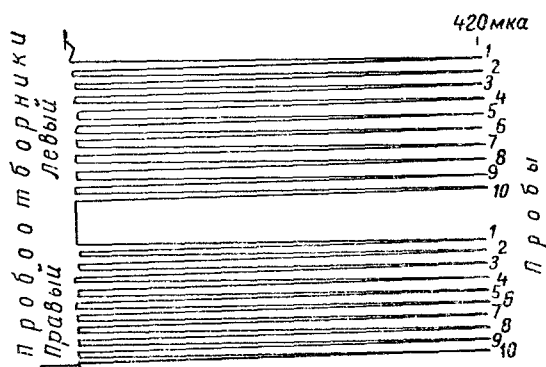


Рис. 42. Образец записи на самописце MC1-51.

посылает импульс на ведущий мотор, обеспечивающий автоматизацию проведения анализа.

В измерительной схеме газоанализатора ГСТ-5 включены два реохорда, что дает возможность осуществить автоматическую регистрацию результатов при использовании двух принципов измерения (теплоты сжигания и теплопроводности), кроме того, наличие двух реохордов позволяет продлить срок службы filamentов.

На рис. 41 показан результат автоматической записи проверочных анализов воздуха, содержащего 1% этилена в разных камерах пробоотборников. На рис. 42 показан образец записи на самописце MC1-51.

О МЕТОДИКЕ И УСЛОВИЯХ ПРОВЕДЕНИЯ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРИ ГАЗОВОМ КАРОТАЖЕ

Поскольку при газовом каротаже необходимо проводить большое число анализов и для этого требуется много однотипных приборов, дающих вполне сравнимые результаты, был проведен А. М. Левитом ряд исследований для выяснения влияния различных факторов на показания приборов, чтобы выработать оптимальные условия проведения анализа и получить разделение газовых смесей, необходимое для газового каротажа. К числу факторов, влияющих на показания приборов, относятся качество адсорбента, длина и форма колонок, количество анализируемого газа. Ниже описываются результаты этих исследований.

Адсорбенты

Проведенные в этой области исследования показали, что хорошей разделительной способностью для предельных углеводородов C_1-C_6 обладает силикагель. Для разделения углеводородных газов были испытаны следующие марки силикагелей: АСМ-КСМ, МСМ, ШСМ, АСК, КСК, МСК, ШСК. Характеристика этих марок силикагеля, синтетического алюмосиликата, окиси алюминия, фосфата кальция, каолина и активированного угля дана в табл. 35.

Указанные силикагели исследованы при различных способах их обработки: в необработанном виде после промывки горячей дистиллированной водой до отрицательной реакции на Cl и SO_4 , после кипячения в азотной кислоте с последующей отмывкой до отрицательной реакции на NO_3 , Cl и SO_4 и после обработки силикагеля растворами едкого натра и поташа различных концентраций.

При выборе адсорбента для разделения определенной газовой смеси необходимо получить как можно большее расстояние на диаграмме между компонентами. Это расстояние зависит от разности теплот их адсорбции.

Характеристика силикагелей и других адсорбентов

Марка силикагеля	Размер зерна в адсорбенте, мм	Величина зерна адсорбента, приведенного для анализа, мм	Насыпной вес при 20° С, г/л	Насыпной вес после нагревания при 150° С, г/л	Удельная поверхность, м ² /г	Содержание алюминесцирующих битумов, баллы
Кусковой силикагель						
АСМ	0,5—0,2	0,5—0,25	933	781	—	4
КСМ	7,0—2,7	1—0,25	907	735	666	1
МСМ	2,0—0,2	1—0,25	913	708	—	3
ШСМ	3,5—1,5	1—0,25	946	720	624	1
АСК	0,5—0,2	0,5—0,25	460	455	—	4
КСК	7,0—2,0	0,5—0,25	—	—	—	—
МСК	2,0—0,2	0,5—0,25	434	412	—	2
ШСК	3,5—1,5	0,5—0,25	—	—	—	—
Гранулированный силикагель						
КСМ	7,0—2,7	1—0,25	825	804	—	8
ШСМ	3,5—1,0	1—0,25	—	—	—	—
КСМ	7,0—2,7	0,5—0,25	477	485	—	2
ШСК	3,5—1,0	0,5—0,25	480	469	—	3
Алюмосиликат синтетический						
Промышленный	—	0,5—0,25	723	—	—	0
Окись алюминия						
Промышленный А	9—6	1—0,25	—	594	—	0
Трехзамещенный фосфат кальция						
Осажденный ла-рат	5—4	1—0,25	—	458	—	0
Каолин						
Природный	—	1—0,25	—	848	5	—
Пемза						
Природный	9—6	1—0,25	—	600	—	—
Активированный уголь						
СКТ	2—1	2—1	503	390	—	—
ЛГ	2—1	2—1	520	407	765	—
БАУ	3—2	3—2	205	187	—	—
Йодный	3—2	3—2	477	340	—	—

При слабой адсорбции анализируемых газов на силикагеле не происходит разделения смеси и все компоненты вымываются вместе, а при слишком сильной адсорбции вымывание газа идет очень долго. Поэтому пики на кривой измерения получаются расплывчатыми и по ним трудно определить концентрацию анализируемых компонентов. При оценке пригодности силикагеля различных марок для анализа углеводородных смесей различного состава необходимо знать их адсорбционную способность.

Для определения адсорбционной способности силикагеля различных марок по отношению к этану силикагель помещают в колонку высотой 25 см и высушивают при 160° С. После остывания силикагеля к колонке присоединяют газоанализатор и при комнатной температуре пропускают со скоростью 50 мл/мин этановоздушную смесь (0,5%). Момент насыщения адсорбента этаном устанавливают по появлению на газоанализаторе показания 40 мка. Инерцию системы определяют временем появления показаний на газоанализаторе (40 мка) при пропускании смеси через колонку без адсорбента.

Закономерность такого метода определения адсорбционной способности различных сорбентов можно подтвердить следующим образом. Если принять, что поступающий в адсорбент углеводородный газ поглощается мгновенно, то продолжительность поглощения этого газа адсорбентом (t) можно вычислить по формуле

$$t = \frac{a}{vC_0} h,$$

где a — величина равновесной статической активности; h — высота адсорбционного слоя; v — скорость газового потока; C_0 — начальная концентрация смеси.

Поскольку в этих опытах величины h , C_0 и v постоянны, приведенная формула принимает вид: $t = Ka$. Это значит, что продолжительность поглощения (t) пропорциональна величине статической активности адсорбента (a).

Для опытной проверки применимости этого уравнения для условий проведения газового каротажа определялась продолжительность поглощения одной и той же газовой смеси (0,5% этана) на одном и том же адсорбенте (силикагель АСМ) при высоте слоя адсорбента 25 и 50 см. В этом случае величины a , v и C_0 являются постоянными, меняется только величина h , поэтому формула принимает вид: $t = K_1 h$. Это значит, что увеличение высоты слоя адсорбента в 2 раза должно вызвать увеличение продолжительности поглощения тоже в 2 раза.

При высоте слоя силикагеля 25 см продолжительность поглощения составляла 130 сек., а при высоте 50 см — 252 сек. Отсюда видна применимость этого метода при проведении газового каротажа при помощи хроматографа ГСТ-Л.

Наибольшей адсорбционной способностью обладает силикагель марки АСМ, затем марки КСМ, МСМ и, наконец, ШСМ (табл. 35).

Таблица 36

Время насыщения этаном силикагеля различных марок и некоторых других адсорбентов

($v = 50$ мл/мин; $h = 25$ см; концентрация этана 0,5%; инерция установки 55 сек.)

Название адсорбента	Марка	Вес адсорбента после просушки при 150° С, г	Время до начала пропуска смеси до появления показаний в 40 мка, сек.	Время задержки этана на адсорбенте, сек.
Силикагель кусковой, мелкопористый	АСМ	4,6	190	135
	КСМ	4,6	182	127
	МСМ	4,2	177	122
	ШСМ	4,5	170	115
Силикагель кусковой, крупнопористый	АСК	2,6	78	23
	КСК	—	—	—
	МСК	2,4	68	13
	ШСК	—	—	—
Силикагель гранулированный, мелкопористый	КСМ	4,65	165	110
	ШСМ	—	—	—
Силикагель гранулированный, крупнопористый	КСК	2,75	66	11
	ШСК	2,65	66	11
Алюмосиликат синтетический	Промышленный	3,5	105	50
Каолин	Природный	5,0	57	2
Трехзамещенный фосфат	Осажденный	2,7	65	10
Оксид алюминия	Промышленная А ₁	3,5	70	15
Пемза	—	3,5	59	4

Адсорбционная способность крупнозернистого силикагеля в 50 раз и более ниже, чем у мелкопористого.

Из табл. 35 видно, что гранулированный мелкопористый силикагель марки КСМ менее активен, чем образцы кускового мелкопористого силикагеля.

Это относится также и к обеим маркам гранулированного крупнопористого силикагеля: они наименее активны из всех сравниваемых марок кускового крупнопористого силикагеля.

Приведенный в табл. 35 промышленный образец синтетического алюмосиликата по своим адсорбционным свойствам стоит на границе между мелкопористым и крупнопористым силикагелями.

Из данных табл. 35 следует, что для четкого разделения смесей углеводородных газов от метана до бутана включительно лучше всего применить силикагель марки АСМ. Для разделения углеводородов от пентана до гептана включительно следует использовать крупнопористый силикагель различных марок.

Для разделения смесей углеводородов С₁—С₆ при их совместном присутствии целесообразно пользоваться двумя марками силикагеля АСМ и КСК.

При необходимости анализа углеводородов С₁—С₆ на одном образце силикагеля лучше всего применять силикагель марки АСК и разделение проводить в колонке высотой 50 см.

Из других адсорбентов, приведенных в табл. 36, некоторый интерес для разделения углеводородов С₅—С₆ на приборе ГСТ-Л представляют окис алюминия и трехзамещенный фосфат кальция. Эти адсорбенты по своим свойствам близки к крупнопористому силикагелю.

Природный каолин и пемза оказались не пригодными для приборов ГСТ-Л ($h = 25$ см).

Для подбора условий разделения смеси метана с этаном, пропаном и бутаном в колонку поочередно загружают различные адсорбенты и после высушивания при 160° вводят анализируемую смесь и пропускают газ-проявитель.

В табл. 37 даны результаты определений разделительной способности силикагелей. Исходная газовая смесь содержала метана 2,25%, этана 1,9%, пропана 1,8%, бутана 1,5% (остальные—воздух). Основная смесь, обозначенная как *a*, затем разбавлялась воздухом (*a*/8, *a*/32 и т. д.).

Все изученные образцы кускового мелкопористого силикагеля хорошо разделяют смеси предельных углеводородных газов при одинаковом режиме анализа. Из табл. 37 видно, что неотмытый силикагель также разделяет эти газовые смеси.

Приведенные опыты показали, что разделение четырехкомпонентной смеси можно провести и на гранулированном силикагеле. Однако разделительные свойства всех марок кускового силикагеля значительно выше, чем у рассмотренного.

Влияние промывки на избирательную способность силикагеля различных марок

Концентрация анализируемой смеси	Максимальные показания газоанализатора, <i>мкв</i>															
	силикагель МСМ				силикагель АСМ				силикагель КСМ				силикагель ШСМ			
	отмытый		неотмытый		отмытый		неотмытый		отмытый		неотмытый		отмытый		неотмытый	
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀
а	990	1180	1160	1280	1010	1200	1290	1400	680	670	790	790	910	860	900	1030
	1000	1080	1100	1260	1000	1140	1280	1440	620	580	720	690	900	800	920	1050
а/8	110	155	180	200	105	152	192	220	70	75	109	102	100	110	134	153
	145	175	200	245	105	125	172	180	70	67	95	90	95	95	128	153
а/32	25	27	38	43	23	25	30	38	17	12	10	18	25	23	28	30
	30	38	45	52	22	22	32	38	14	9	17	17	27	23	28	28
а/64	17	13	16	22	13	12	0	18	—	—	—	—	13	7	10	8
	14	12	12	15	10	9	10	11	—	—	—	—	10	8	10	7

Промышленный синтетический алюмосиликат находится по своим адсорбционным свойствам на границе между мелкопористым и крупнопористым силикагелями. Поэтому можно было предположить, что разделение метана от этана на алюмосиликате в колонке высотой 25 см будет неполным. Результаты анализа подтвердили это предположение. На колонках высотой 50 см разделение метана, этана, пропана и бутана получалось вполне удовлетворительное. Разделение газообразных углеводородов на крупнопористом силикагеле происходит значительно слабее, чем на мелкопористом. Результаты разделения смеси бутана с *n*-пентаном и *n*-гексаном на различных образцах крупнопористого силикагеля в колонке высотой 50 см приведены в табл. 38 и 39.

Таблица 38

Разделение смеси бутана (0,25%) с пентаном и гексаном (по 0,5%) на кусковом крупнопористом силикагеле различных марок

Название газа	Показания газоанализатора, <i>мкв</i>			
	АСК		МСК	
	максимум	минимум	максимум	минимум
Бутан	200	17	210	16
Пентан	370	60	360	55
Гексан	460	13	455	10

Минимальные показания между пиками компонентов характеризуют степень их разделения.

Из табл. 38 видно, что для целей газового каротажа разделение смеси бутана с пентаном и гексаном происходит удовлетворительно на обеих марках кускового крупнопористого силикагеля.

Таблица 39

Разделение смеси бутана с пентаном и гексаном (по 0,5%) на гранулированном крупнопористом силикагеле различных марок

Название газа	Показания газоанализатора, <i>мкв</i>			
	КСК		ШСК	
	максимум	минимум	максимум	минимум
Бутан	156	12	198	0
Пентан	445	44	500	30
Гексан	300	15	440	5

Из табл. 39 видно, что анализируемая смесь на гранулированном силикагеле разделяется несколько лучше, чем на кусковом. Адсорбционная способность каолина, трехзамещенного фосфата кальция и окиси алюминия значительно ниже, чем у силикагеля и угля. Поэтому была проверена возможность их использования для разделения углеводородов С₄—С₆ в колонках высотой 25 см.

Для этой цели перечисленные адсорбенты загружались в колонки и на них анализировалась смесь *n*-бутана, *n*-пентана, *n*-гексана и *n*-гептана.

Таблица 40

Разделение смеси углеводородов С₄Н₁₀ + С₅Н₁₂ + С₆Н₁₄С₇Н₁₆ (по 0,3%) на различных адсорбентах в колонке высотой 25 см

Адсорбент	Марка адсорбента	Вес адсорбента, г	Время насыщения адсорбента этаном (0,5%) при <i>h</i> = 25 см, сек.	Показания газоанализатора, <i>мкв</i>							
				бутан		пентан		гексан		гептан	
				максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
Каолин	Природный	8	2	300	4	75	13	125	25	75	15
		5	10	440	50	200	14	145	12	74	6
Трехзамещенный фосфат кальция	Промышленный А ₁	8	15	580	14	240	8	250	20	88	22
Окись алюминия											

Разделение шестикомпонентной углеводородной смеси на силикагеле марки АСК

Состав смеси (а): CH_4 — 0,97%; C_2H_6 — 0,92%; C_3H_8 — 0,5%; C_4H_{10} — 0,97%;
 C_5H_{12} — 0,96%; C_6H_{14} — 1,2%
 ($h = 50$ см; $v = 50$ мл/мин; $U = 60$ е)

Концентрация анализируемой смеси	Показания газоанализатора, мка											
	метан		этан		пропан		бутан		пентан		гексан	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
а	210	0	450	0	300	12	410	25	350	52	250	25
а/2	100	0	220	0	138	5	220	14	200	33	140	12
а/4	55	2	120	2	67	2	155	12	130	21	91	14
а/8	20	0	42	0	34	0	50	4	44	6	35	8
а/16	9	0	16	0	16	0	20	3	16	5	15	6

легко вымываются с крупнопористого силикагеля, переносятся на мелкопористый, где они и разделяются.

После разделения газообразных углеводородов выключают трубку с мелкопористым силикагелем и при нагревании вымывают из крупнопористого силикагеля оставшиеся в нем углеводороды C_4 — C_6 .

Таблица 43

Разделение смеси углеводородов C_1 — C_6 на силикагеле марки АСМ и окиси алюминия

Состав смеси (а): CH_4 — 0,7%; C_2H_6 — 0,5%; C_3H_8 — 0,4%; C_4H_{10} — 0,6%;
 C_5H_{12} — 1,5%; C_6H_{14} — 0,5%
 ($U = 25$ е после 1,5 мин.; $U = 25$ е после C_3H_8 (Al_2O_3); $v = 65$ мл/мин)

Концентрация анализируемой смеси	Показания газоанализатора, мка											
	метан		этан		пропан		бутан		пентан		гексан	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
а	170	4	195	10	245	15	340	0	345	3	176	11
а/2	62	0	86	0	102	0	240	0	143	0	88	0
а/4	30	0	42	0	52	0	85	0	64	0	42	0
а/8	15	0	21	0	26	0	31	0	24	0	20	0

Из табл. 40 видно, что разделение исследуемой смеси лучше всего происходит на окиси алюминия, которая обладает наибольшей адсорбционной способностью (15 сек.), и слабее на каолине, обладающем наименьшей адсорбционной способностью. Окись алюминия может быть использована для разделения парообразных смесей.

Результаты опытов по разделению шестикомпонентной углеводородной смеси на крупнопористом силикагеле различных марок в колонке высотой 50 см приведены в табл. 41.

Таблица 41

Разделение шестикомпонентной углеводородной смеси на силикагеле различных марок

Состав смеси (а): CH_4 — 1,3%; C_2H_6 — 1,4%; C_3H_8 — 1,0%; C_4H_{10} — 1,4%;
 C_5H_{12} — 0,4%; C_6H_{14} — 0,4%

($h = 50$ см; $v = 45$ мл/мин; после метана $U = 50$ е)

Название силикагеля	Марка силикагеля	Показания газоанализатора, мка											
		метан		этан		пропан		бутан		пентан		гексан	
		максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
Кусковой Гранулированный	АСК . . .	470	25	810	0	720	0	960	36	183	11	56	10
	ШСК . . .	470	250	950	2	800	9	1250	57	270	28	120	15
	КСК . . .	760	0	0	0	350	0	800	8	180	0	71	0

Из табл. 41 видно, что разделение шестикомпонентной углеводородной смеси лучше всего происходит на кусковом силикагеле марки АСК. Гранулированный силикагель марки ШСК плохо отделяет метан от этана, а марки КСК их вовсе не разделяет.

Результаты, полученные при разделении шестикомпонентной углеводородной смеси различной концентрации на силикагеле АСК, приведены в табл. 42.

Из табл. 42 видно, что на силикагеле марки АСК в колонке высотой 50 см получается хорошее разделение шестикомпонентной смеси углеводородов.

Поскольку опыты по разделению шестикомпонентной углеводородной смеси на крупнопористом силикагеле в колонке высотой 25 см не дали положительных результатов, для этой цели были применены две колонки высотой 25 см: одна с крупнопористым силикагелем, а вторая с мелкопористым.

Углеводороды C_4 — C_6 в процессе анализа задерживаются на крупнопористом силикагеле, а углеводороды C_1 — C_3 , которые

Проведенные опыты показали, что на силикагеле марок АСМ и АСК в двух колонках высотой 25 см получается удовлетворительное разделение шестикомпонентной смеси. Эти марки силикагеля могут быть рекомендованы для анализа смесей предельных углеводородов.

В связи с тем, что окись алюминия хорошо разделяет смесь бутана с пентаном и гексаном, окись алюминия может быть рекомендована для разделения углеводородов на приборе ГСТ-Л. Результаты разделения шестикомпонентной смеси на окиси алюминия и силикагеле приведены в табл. 43.

О разделении газовых смесей, содержащих непредельные углеводороды

Разделение газовых смесей, содержащих как предельные, так и непредельные углеводороды, является весьма важным как в лабораторных условиях, так и в промышленности.

Разделить такие смеси представляет большие трудности, особенно при работе с колонками малых размеров. Для выяснения условий разделения смесей предельных и непредельных углеводородов попарно разделяли смеси этана с этиленом, пропана с пропиленом и бутана с бутиленом. При подборе соответствующих условий добиваются хорошего разделения этих углеводородов. Однако при совместном присутствии всех этих углеводородов разделение пропилена и бутана не происходит (табл. 44).

Таблица 44

Разделение смесей предельных и непредельных углеводородных газов различных концентраций на силикагеле марки АСМ

Состав смеси (а): $C_2H_6 + C_2H_4 + C_3H_8 + C_4H_{10} + C_4H_8$ по 1%
($h = 50$ см; $v = 35$ мл/мин; $U = 40$ в после 1 мин.; $U = 60$ в после C_2H_4)

Концентрация анализируемой смеси	Показания газоанализатора, мка									
	этан		этилен		пропан		бутан		бутилен	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
а	900	16	1040	4	800	4	1700	56	200	10
а/2	440	0	550	0	450	0	925	28	184	15
а/4	220	0	300	0	220	0	450	6	74	6
а/8	122	0	156	0	130	0	250	4	40	5
а/16	48	0	67	0	60	0	125	0	16	3
а/32	16	0	22	0	22	0	50	0	—	—

Из табл. 44 видно, что для указанных условий анализа смесь названных углеводородов (без пропилена) хорошо разделяется на силикагеле марки АСМ в колонках высотой 50 см.

Разделительная способность активированного угля различных марок. Для выяснения возможности применения активированного угля при разделении различных газовых смесей определялись адсорбционные свойства угля различных марок по отношению к метану. Для этой цели угли поочередно загружались в колонку высотой 25 см и высушивались при 160° С. После остывания колонку присоединяли к газоанализатору и через нее пропускали метановоздушную смесь (1%) до появления показания на газоанализаторе (40 мка). Полученные результаты приведены в табл. 45.

Таблица 45

Время насыщения угля различных марок метаном ($v = 50$ мл/мин; $h = 25$ см; концентрация метана 1%)

Марка угля	Вес угля после просушки, г	Время от начала пропускания до появления показания 40 мка, сек.	Время задержки метана на адсорбенте, сек.
СКТ	2,3	170	115
АГ	2,4	170	115
БАУ	1,1	85	30
Йодный	2,0	83	28

Из табл. 45 видно, что метан сильнее адсорбируется на угле марок СКТ и АГ, чем на угле марок БАУ и йодный.

Отсюда следует полагать, что для разделения смеси водорода с окисью углерода и метана в колонке высотой 25 см больше всего подойдет уголь марок СКТ и АГ.

Время задержки этана из 0,5%-ной этановоздушной смеси на угле марки СКТ составляет более 1 часа. Это в десятки раз больше времени задержки этана на силикагеле марки АСМ, который хорошо разделяет четырехкомпонентную смесь. Отсюда можно сделать заключение, что активированный уголь будет мало пригоден для разделения смесей тяжелых углеводородов.

Разделение смеси $H_2 + CO + CH_4$ на активированном угле различных марок. Опыты по разделению смеси $H_2 + CO + CH_4$ на силикагеле различных марок в колонке высотой 25 см не дали положительных результатов. Относительно лучшее разделение смеси в колонках высотой 25 см достигается на угле марки СКТ, несколько хуже — на угле марки АГ, а уголь марок БАУ и йодный вовсе не разделяют эту смесь. Аналогичные опыты были проведены и в колонках высотой 50 см (табл. 46).

Из табл. 46 видно, что в колонках высотой 50 см получается лучшее разделение анализируемой смеси. Однако и здесь уголь марок БАУ и йодный дают нечеткие результаты.

Таблица 46

Разделение смеси $H_2 + CO + CH_4$ на активированном угле различных марок в колонке высотой 50 см

Состав смеси: $H_2 - 2\%$; $CO - 2\%$; $CH_4 - 2\%$; $S = 25$ мл

Марка	Режим анализа	Показания газоанализатора, мка					
		водород		окись углерода		метан	
		максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
СКТ	$v = 30$ мл/мин. После H_2 $U = 60$ в	290	0	142	15	145	2
АГ	$v = 50$ мл/мин. После H_2 $U = 60$ в	135	6	120	29	176	0
БАУ	$v = 30$ мл/мин. После H_2 $U = 60$ в	162	50	165	16	270	0
Йодный	$v = 30$ мл/мин. После H_2 $U = 30$ в	220	59	186	26	181	0

Для разделения смеси $H_2 + CO + CH_4$ предпочтительно принимать уголь марки СКТ.

Разделить смесь $H_2 + CO + CH_4$ на силикагеле различных марок даже в колонке высотой 50 см трудно, поэтому на приборе ГСТ-Л такие смеси разделяют в двух колонках, в одну из которых загружают силикагель АСМ, а во вторую — уголь марки СКТ.

Влияние высоты слоя адсорбента на четкость разделения газовых смесей. Время появления исследуемого газа за слоем адсорбента определяется уравнением

$$t = \frac{a}{vC} h,$$

где a — величина адсорбции; v — скорость потока газа; C — концентрация газа; h — высота слоя адсорбента.

Если в это уравнение вместо выражения $\frac{a}{C}$ поставить его значение Γ , то оно примет вид:

$$t = \frac{\Gamma}{v_1} h,$$

где Γ — коэффициент Генри.

Пусть разделению подлежат два компонента, несколько различающиеся между собой по коэффициенту Генри Γ и $\Gamma + \Delta\Gamma$

и по теплоте адсорбции Q и $Q + \Delta Q$. Второй компонент будет отставать от первого на время $t = \frac{h}{v} \Delta\Gamma$. Отсюда следует, что расстояние между разделяемыми компонентами Δx будет определяться уравнением

$$\Delta x = h \frac{\Delta\Gamma}{\Gamma} = h \frac{\Delta Q}{RT}.$$

Это значит, что расстояние между двумя компонентами при раздельном анализе газов прямо пропорционально длине слоя адсорбента, разности теплот адсорбции этих газов на адсорбенте и обратно пропорционально абсолютной температуре адсорбента. Следует, однако, учесть, что увеличение длины слоя адсорбента приводит к уменьшению концентрации выходящего из колонки газа.

В газоанализаторах ГСТ-Л применялись колонки с высотой слоя адсорбента 25 и 50 см. Из рассмотренных выше результатов видно, что разделение многих смесей в колонке высотой 50 см протекает значительно лучше, чем в колонке высотой 25 см. Однако разделение смеси метана с этаном, пропаном и бутаном протекает хорошо и в колонках высотой 25 см. Для выяснения влияния высоты слоя адсорбента в колонке на разделение такой смеси поочередно заполняли колонку силикагелем марки АСМ до высоты 5, 10, 15, 20 и 25 см и разделяли на нем указанную смесь (табл. 47).

Таблица 47

Разделение смеси метана с этаном, пропаном и бутаном на силикагеле марки АСМ при различной высоте слоя адсорбента

Высота слоя адсорбента в колонке, см	Показания газоанализатора, мка							
	метан		этан		пропан		бутан	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
5	380	150	390	4	345	18	380	0
10	360	16	395	0	360	6	400	0
15	355	4	450	0	410	11	460	10
20	370	0	425	0	400	6	425	4
25	345	0	440	0	370	0	380	0

Из табл. 47 видно, что при увеличении высоты слоя адсорбента от 5 до 20 см разделение анализируемой смеси улучшается. Результаты разделения при высоте слоя адсорбента 20 и 25 см очень близки между собой. Это значит, что допустимая высота колонки для разделения смеси метана с этаном, пропаном и бутаном на силикагеле АСМ составляет 20—25 см.

При других условиях, как это указано выше, допустимая высота колонки будет иной (50 см и более). Для анализа очень сложных газовых смесей, содержащих плохо разделяемые компоненты (изомеры углеводородов C_5 , C_6 и выше), применяются колонки длиной несколько метров.

Влияние количества анализируемого газа на четкость его разделения на приборе ГСТ-Л. Оптимальное количество газовой смеси, необходимой для компонентного анализа углеводородных газов, зависит от концентрации различных компонентов в этой смеси. Так, например, для определения в природном газе концентрации метана, достигающей 99%, следует пользоваться пробоотборником 2 мл. Для определения концентрации тяжелых углеводородов в газах, в которых концентрация этана и пропана не превышает 0,01%, через адсорбент следует пропускать до 500 мл анализируемого газа.

Влияние количества газовой смеси на четкость разделения углеводородных газов средних концентраций показано в табл. 48.

Таблица 48

Влияние количества газовой смеси на четкость разделения газообразных углеводородов в колонке высотой 25 см

Количество анализируемого газа, мл	Максимальные показания газоанализатора (при минимальных показаниях, равных нулю), мка			
	метан	этан	пропан	бутан
5	48	60	43	44
10	88	126	93	94
15	100	240	186	210
20	120	250	220	240
25	120	300	310	350

Из табл. 48 видно, что изменение количества анализируемого газа (от 5 до 25 мл) не оказывает сильного влияния на четкость ее разделения для смесей средних концентраций. При анализе газовых смесей средних концентраций оптимальное количество газа в колонке высотой 25 см составляет 15—20 мл.

Результаты определения влияния количества анализируемого газа при разделении более сложных газовых смесей приведены в табл. 49.

Из табл. 49 видно, что и при анализе более сложных смесей количество анализируемого газа от 5 до 50 мл не оказывает сильного влияния на четкость разделения. Так же как и в ранее описанном случае, хорошие показания получаются

Таблица 49

Влияние количества анализируемого газа на точность разделения газовой смеси CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_3H_8 , C_3H_6 , C_4H_{10} (по 0,3%) на силикагеле марки АСМ в колонке высотой 50 см

Количество анализируемого газа, мл	Показания газоанализатора, мка											
	метан		этан		этилен		пропан		пропилен бутан		бутилен	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
5	85	2	125	0	116	0	102	0	200	24	42	15
10	160	5	250	0	230	2	210	2	400	58	95	15
15	200	4	380	0	360	2	310	4	600	85	131	20
20	220	4	460	5	460	5	390	6	560	85	190	24
25	220	5	650	25	650	12	560	10	960	135	250	30
50	220	4	940	15	950	10	830	9	1200	200	380	35

при пользовании пробоотборниками 15—20 мл. Влияние количества анализируемой смеси на разделение нормальных углеводородов C_4 — C_7 показано в табл. 50.

Таблица 50

Влияние количества анализируемого газа на точность разделения газовой смеси C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6H_{14} , C_7H_{16} (по 0,3%) на силикагеле марки КСК в колонке высотой 50 см

Количество анализируемого газа, мл	Показания газоанализатора, мка							
	бутан		пентан		гексан		гептан	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
5	161	0	110	4	84	10	58	5
10	300	5	180	14	136	28	112	26
15	410	5	300	18	200	45	165	26
20	510	12	350	24	250	65	200	28
25	600	6	380	22	280	66	230	25

Из табл. 50 видно, что, как и в описанных выше опытах, количество анализируемого газа (от 5 до 25 мл) не сильно влияет на четкость разделения паров углеводородов. Количество анализируемой смеси и здесь можно ограничить 15—20 мл.

Также определяли влияние количества анализируемого газа на разделение смеси бутана с пентаном и гексаном на окиси алюминия. Для этой цели в колонку с силикагелем марки КСК вво-

дили 5, 10, 15 и 25 мл анализируемого газа и исследовали их разделение при вымывании воздухом. Результаты измерений приведены в табл. 51.

Таблица 51

Влияние количества анализируемого газа на точность разделения газовой смеси $C_4H_{10} + C_5H_{12}$ и C_6H_{14} на окиси алюминия в колонке высотой 25 см

Количество анализируемого газа, мл	Показания газоанализатора, мка					
	бутан		пентан		гексан	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
5	180	5	94	3	141	10
10	360	13	250	11	320	16
15	460	14	300	12	380	16
25	560	20	520	34	670	20

Из табл. 51 видно, что при анализе смесей углеводородов C_5-C_6 количество анализируемой газовой смеси мало влияет на четкость разделения компонентов.

Влияние количества анализируемого газа на четкость разделения смеси водорода с окисью углерода и метаном на угле марки СКТ показано в табл. 52.

Таблица 52

Влияние количества анализируемого газа на четкость разделения газовой смеси $H_2 + CO + CH_4$ (по 2%) на угле марки СКТ в колонке высотой 25 см

Количество анализируемого газа, мл	Показания газоанализатора, мка					
	водород		окись углерода		метан	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
5	600	0	130	10	550	0
10	700	16	185	38	660	0
15	800	50	380	110	1000	0
20	870	240	500	150	1060	12
25	800	200	300	100	1100	0
5/25	380	43	120	50	560	0

Из табл. 52 видно, что при анализе смеси водорода с окисью углерода и метаном на угле СКТ количество газа, взятое для анализа, сильно влияет на четкость разделения смеси. Лучшие резуль-

таты получаются при нанесении на адсорбент 5 мл газа. С увеличением количества анализируемого газа разделение смеси резко ухудшается. Сущность процесса зависит не столько от содержания горючих газов в анализируемой смеси, сколько от ее объема. Например, как это видно из табл. 52, разбавление 5 мл анализируемого газа до 25 мл и нанесение на адсорбент всего количества разбавленного газа приводит к худшему разделению смеси.

Результаты разделения смеси водорода с окисью углерода и метаном различных концентраций при нанесении 5 мл газа на угле марки СКТ даны в табл. 53.

Таблица 53

Разделение смеси водорода с окисью углерода и метаном на угле марки СКТ при нанесении 5 мл анализируемой смеси

Концентрация анализируемой смеси	Показания газоанализатора, мка					
	водород		окись углерода		метан	
	максимум	минимум	максимум	минимум	максимум	минимум
a	560	0	181	5	660	0
a/2	300	0	85	12	340	0
a/4	155	2	45	10	145	0
a/8	85	3	28	10	76	0
a/64	30	0	10	4	20	0

Из приведенных в табл. 53 данных следует, что для анализа смесей водорода с окисью углерода и метаном следует пользоваться пробоотборником 5 мл. Калибровочные кривые для этой смеси должны быть рассчитаны для данного объема.

Для анализа углеводородных смесей средних концентраций на приборе ГСТ-Л в колонке высотой 25 см рекомендуется взять 15—20 мл анализируемого газа, а для анализа смеси водорода с окисью углерода и метаном — всего лишь 5 мл.

Влияние скорости потока проявителя на четкость разделения газовых смесей. Из уравнения

$$\Delta x = h \frac{\Delta Q}{RT},$$

где Δx — расстояние на диаграмме между пиками двух компонентов; h — высота слоя адсорбента; ΔQ — теплота адсорбции; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура, следует, что это расстояние между пиками двух компонентов не зависит от

скорости потока. Ширина полосы компонента μ зависит от коэффициента диффузии D и от линейной скорости потока v согласно уравнению $\mu = \sqrt{\frac{mDh}{v}}$, из которого следует, что значение v нужно выбрать таким, чтобы отношение $\frac{D}{v}$ было минимальным.

При очень малых скоростях потока коэффициент диффузии характеризует молекулярную продольную диффузию и не зависит от изменения скорости потока. Работать в этой области нецелесообразно, так как происходит размазывание полосы. Увеличение скорости потока приводит к уменьшению размазывания. При большом увеличении скорости потока начинает сказываться конечность кинетики адсорбции и $\frac{D}{v}$ становится пропорциональным \sqrt{v} при внешней диффузии или v при внутренней диффузии.

Из сказанного следует, что нужно применять такие скорости потока проявителя, которые отвечают гидродинамическому перемещению. В описанных исследованиях скорость потока составляла 30—60 мл/мин или 2—4 см/сек.

Влияние изменения диаметра хроматографической колонки на четкость разделения смеси метана с этаном, пропаном и бутаном. При цилиндрической форме колонки для одного и того же объема адсорбента можно варьировать отношение длины слоя к его диаметру. При отсутствии продольной диффузии и при заданной объемной скорости разделение газообразной смеси зависит исключительно от объема адсорбента и не зависит от формы слоя. Однако для кинетики внешней диффузии скорость адсорбции растет со скоростью потока. Поэтому размазывание полос будет меньше в узкой колонке. Аналогичные результаты должны получаться при учете продольной диффузии. Расстояние между полосами в узкой колонке должно быть больше, чем в широкой, во столько раз, во сколько площадь широкой колонки больше площади узкой. Размазывание полос в узкой колонке будет меньше влиять на разделительную способность, чем в широкой, так как ширина полос медленно увеличивается с возрастанием скорости по сравнению с увеличением расстояния между полосами. Стеночный эффект в узкой колонке должен также влиять в меньшей степени, чем в широкой.

Для выяснения влияния изменения диаметра хроматографической колонки на разделительные свойства силикагеля определялась адсорбционная способность 1 г силикагеля в колонках диаметром 9 и 5,5 мм и высотой 25 см. В стандартную колонку диаметром 5,5 мм для достижения высоты 25 см загружалось 4,6 г силикагеля марки АСМ, а в колонку диаметром 9 мм — 12 г.

Время защитного действия силикагеля по отношению к этану в широкой колонке составляет 253 сек, а в стандартной 135 сек.

На 1 г силикагеля время защитного действия в широкой колонке составляет 21,1 сек., а в стандартной — 29,3 сек. Это значит, что увеличение диаметра стандартной колонки приводит к уменьшению адсорбционной способности единицы объема силикагеля, а следовательно, к ухудшению его разделительной способности. Для выяснения целесообразности дальнейшего уменьшения диаметра стандартной колонки (5,5 мм) сравнивали адсорбционную способность 1 г силикагеля в стандартной колонке и в колонке диаметром 3,5 мм и высотой 45 см. Выше было показано, что при одинаковом диаметре колонок увеличение высоты слоя адсорбента в 2 раза приводит к повышению адсорбционной способности тоже в 2 раза. Это значит, что эти колонки можно вполне сравнивать. Время защитного действия силикагеля весом 3,1 г в узкой колонке составляло 95 сек. Это значит, что на 1 г силикагеля приходится 30,6 сек. Эта величина мало отличается от таковой для стандартной колонки. Отсюда можно предполагать, что разделительная способность силикагеля по отношению к углеводородным газам в колонке высотой 45 см и диаметром 3,5 мм будет уступать разделительной способности стандартной колонки.

Некоторое влияние на разделительную способность силикагеля в узкой колонке может оказать более равномерный нагрев адсорбента.

О воспроизводимости результатов анализа смесей углеводородов

Для выяснения воспроизводимости результатов разделения смесей углеводородов C_1 — C_6 в колонках высотой 25 см было проведено 25 анализов одной и той же углеводородной смеси на одних и тех же адсорбентах при постоянных условиях анализа. Результаты этих определений приведены в табл. 54.

Из табл. 54 видно, что средняя погрешность анализа составляет по метану 6,5%, по этану 6,8%, по пропану 7%, по бутану 9%, по пентану 7,8% и по гексану 10%. Максимальная погрешность по 25 анализам составляет по метану 10%, по этану 14%, по пропану 10%, по бутану 14% и по пентану 14%. Кроме того, из данных табл. 54 видно, что активность адсорбентов в течение 25 анализов заметно не изменяется.

Была выяснена воспроизводимость результатов 16 анализов той же смеси на силикагеле марки АСМ и окиси алюминия марки A_1 . Характерные результаты последних пяти анализов приведены в табл. 55.

Из табл. 55 видно, что средняя погрешность анализа составляет по метану 2%, по этану 4%, по пропану 2%, по бутану 2%, по пентану 5% и по гексану 4%. Максимальная погрешность для метана 5%, для этана 7%, для пропана 6%, для бутана 2%, для пентана 5% и для гексана 8%.

Таблица 54

Воспроизводимость результатов анализа углеводородной смеси C_2H_6 —1%, C_3H_8 —1%, C_4H_{10} —0,5%, C_5H_{12} —0,5%, C_6H_{14} —0,5% на силикагеле марок АСМ (для C_1 — C_4) и КСК (для C_5 — C_6) ($h_1 = 25$ см; $h_2 = 25$ см; $v = 65$ мл/мин; $U_1 = 25$ в после 1 мин.; $U_2 = 25$ в после 5,5 мин.)

№ анализа	Показания прибора, мка											
	метан		этан		пропан		бутан		пентан		гексан	
	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум
1	460	0	695	0	295	8	315	5	305	50	182	21
2	445	3	640	0	280	10	355	9	250	40	168	18
3	380	1	595	0	250	4	345	0	280	26	184	0
4	360	0	540	0	230	2	345	0	240	26	185	0
5	360	1	580	0	245	7	355	15	230	34	197	10
6	360	0	600	0	250	6	360	11	230	30	184	14
7	470	0	655	0	295	7	400	5	295	32	250	5
8	455	0	595	0	260	1	360	0	245	25	194	6
9	450	0	605	0	265	2	400	1	250	25	200	8
10	450	2	660	4	295	11	425	15	280	42	245	11
11	440	0	640	0	255	0	340	0	255	23	198	0
12	440	0	600	0	250	3	375	4	255	32	220	7
13	425	0	600	0	260	1	345	0	265	38	194	5
14	440	0	645	0	280	1	380	0	300	33	245	0
15	415	0	560	0	240	4	355	8	245	26	240	1
25	460	0	645	0	250	2	340	4	245	33	200	11
Среднее значение	423	0	615	0	270	4	364	5	262	32	204	7

Близкие результаты были получены и при разделении шестикомпонентной смеси предельных углеводородов на силикагеле марок АСМ и АСК в двух колонках высотой 25 см (табл. 56).

Анализ углеводородных газов при малых концентрациях

Чувствительность применяемого хроматермографа ГСТ-Л бывает часто недостаточной для компонентного анализа газа, извлеченного из бурового раствора при газовом каротаже. Например, газ Березовского газового месторождения содержит 1% тяжелых углеводородов. Среди тяжелых углеводородов на долю этана приходится 80%, на долю пропана 18%, а на долю бутана 2%.

При газовом каротаже, когда в анализируемой газовой смеси содержится от 1 до 3% горючих, содержание тяжелых углеводородов изменяется от 0,01 до 0,03%. В составе тяжелых углеводоро-

Таблица 55

Воспроизводимость результатов анализа шестикомпонентной углеводородной смеси C_2H_6 —1%, C_3H_8 —1%, C_4H_{10} —0,5%, C_5H_{12} —0,5%, C_6H_{14} —0,5% на силикагеле марки АСМ и Al_2O_3 ($h_1 = 25$ см; $h_2 = 25$ см; $v = 65$ мл/мин; $U_1 = 25$ в после 1,5 мин.; $U_2 = 25$ в после 4,2 мин.)

№ анализа	Показания прибора, мка											
	метан		этан		пропан		бутан		пентан		гексан	
	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум
12	485	0	505	5	260	8	290	0	405	15	260	7
13	460	0	480	4	240	5	290	0	345	22	225	1
14	455	0	460	5	240	6	285	0	395	19	250	6
15	445	0	445	6	245	8	290	0	360	20	240	2
16	450	0	450	7	240	8	290	0	395	18	250	8
Среднее значение	495	0	468	5	245	7	289	0	380	19	245	5

Таблица 56

Результаты анализа смеси, содержащей водород, окись углерода и газообразные предельные углеводороды, на угле марки СКТ и силикагеле марки АСМ в двух колонках высотой 25 см

Концентрация анализируемой смеси	Показания газоанализатора, мка											
	водород		окись углерода		метан		этан		пропан		бутан	
	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум	макс-мум	мини-мум
a	950	0	710	30	1100	5	940	0	1000	15	1102	12
a/2	490	0	350	12	500	0	550	0	560	8	605	2
a/4	220	0	146	10	200	0	250	0	250	2	300	2
a/8	96	0	70	8	101	0	120	0	109	0	127	0
a/16	48	0	35	5	48	0	56	0	52	0	58	0

дов на долю этана приходится от 0,008 до 0,024%, пропана — от 0,002 до 0,006%, а бутана — от 0,0003 до 0,0009%. При обычной методике анализа такие концентрации прибором ГСТ-Л не отмечаются. Для определения их необходимо пропускать через адсорбент значительные количества анализируемой газовой смеси при

Результаты анализа разбавленных смесей углеводородных газов
 CH_4 — 3%, C_2H_6 — 0,06%, C_3H_8 — 0,01% на угле марки СКТ в колонке
 высотой 25 см со скоростью 50 мл/мин

Количество газа, пропущенного через уголь, мл	Максимальные показания газоанализатора, мка					
	метан		этан		пропан	
	макси- мум	мини- мум	макси- мум	мини- мум	макси- мум	мини- мум
100	760	0	—	—	—	—
250	700	25	350	40	120	16
500	650	40	400	75	250	9
1000	740	70	300	100	280	20
250	330	25	220	40	105	12
500	320	45	230	100	190	25
1000						

Таблица 57

Результаты анализа разбавленных смесей углеводородных газов
 CH_4 — 1%, C_2H_6 — 0,03%, C_3H_8 — 0,005%, C_4H_{10} — 0,002% на силикагеле
 марки АСМ в колонке высотой 25 см со скоростью 50 мл/мин

Количество газа, пропу- щенного через силикагель, мл	Максимальные показания газоанализатора, мка							
	метан		этан		пропан		бутан	
	макси- мум	мини- мум	макси- мум	мини- мум	макси- мум	мини- мум	макси- мум	мини- мум
100	480	0	26	0	20	0	21	0
200	460	0	—	—	32	0	31	0
250	475	12	47	1	46	0	52	0
500	490	5	20	8	61	0	96	0
1000	520	3	—	—	58	2	95	0
3000	530	20	30	20	450	8	—	—
100	260	0	—	—	—	—	—	—
200								
250	250	1	14	10	30	5	58	4
500								
500	250	10	12	10	30	10	35	0
1000								

Из данных табл. 58 видно, что метод пропускания значительных количеств анализируемой смеси через силикагель и уголь при комнатной температуре может применяться для анализа малых концентраций (< 0,03%) тяжелых углеводородов. Количество пропускаемого газа, необходимое для проведения анализа, зависит от состава газа и концентраций интересующих нас компонентов. Так, например, для анализа газа, получаемого при про-

ведении газового каротажа в районе Березовского газового месторождения, где основным компонентом среди тяжелых углеводородов является этан и отсутствуют углеводороды C_5 и выше, следует применять активированный уголь, который сильнее адсорбирует этан при комнатной температуре и легко выделяет его во время анализа.

Оптимальное количество газовой смеси, которое следует ввести в угольную колонку, следующее: для определения в смеси с метаном и пропаном составляет 500 мл, для определения этана на силикагеле — 250 мл, для определения тяжелых углеводородов C_3 и выше — 300—500 мл и более.

Основные выводы и рекомендации по проведению хроматографического анализа при газовом каротаже на приборах ГСТ-Л

На основании проведенных работ по компонентному анализу горючих газов можно сделать следующие выводы.

1. Для анализа смеси метана с этаном, пропаном и бутаном следует использовать силикагель марки АСМ. Разделение проводить в колонке высотой 25 см, газ брать в количестве 25 мл. Силикагель марки АСМ можно заменять кусковым силикагелем марок КСМ, МСМ и ШСМ.

Максимальные показания получаются при температурах (°С): 25° для метана, 63° для этана, 96° для пропана и 125° для бутана. Анализ длится 5 мин.

Этот же анализ можно провести и на алюмосиликате в колонке высотой 50 см. Максимальные показания достигаются при температурах (°С): 20° для метана, 63° для этана, 106° для пропана и 144° для бутана. Анализ длится 4,5 мин.

2. Смесь предельных и непредельных газообразных углеводородов (метан + этан + этилен + пропан + бутан + бутилен) можно разделить на силикагеле марки АСМ в колонке высотой 50 см.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 25° для метана, 87° для этана, 100° для этилена, 196° для пропана, 213° для бутана и 220° для бутилена. Анализ длится 11 мин.

3. Смесь бутана с пентаном и гексаном следует разделять в колонке высотой 25 см на гранулированном силикагеле марки КСК или МСК. Эта смесь может быть также разделена на кусковом силикагеле марки АСК или МСК в колонке высотой 25 см.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 60° для бутана, 82° для пентана и 102° для гексана. Анализ длится 8 мин.

Эту смесь можно хорошо разделить и на окиси алюминия марки А. Продолжительность анализа 6 мин.

4. Смесь водорода с метаном, этаном, пропаном и бутаном следует разделять на силикагеле марки АСМ в колонке высотой 50 см.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 20° для водорода, 20° для метана, 94° для этана, 154° для пропана и 180° для бутана. Продолжительность анализа 6 мин.

5. Для разделения смеси водорода, окиси углерода и метана следует использовать в качестве адсорбента уголь марки СКТ.

Разделение рекомендуется проводить в колонке высотой 25 см. Для анализа следует брать 5 мл газа. Уголь марки СКТ можно заменить углем марки АГ. Максимальные показания получаются при температурах (°C): 20° для углерода, 33° для окиси углерода, 77° для метана. Продолжительность анализа 2,5 мин.

6. Для анализа смеси метана с этаном, пропаном, бутаном, пентаном и гексаном на одном адсорбенте следует использовать силикагель марки АСК. Разделение необходимо в колонке высотой 50 см. Другие марки силикагеля для этой цели мало пригодны. Анализ длится 8 мин.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 20° для метана, 56° для этана, 105° для пропана, 134° для бутана, 158° для пентана и 175° для гексана.

7. Смесь газообразных углеводородов метан + этан + пропан + бутан с концентрацией какого-либо компонента 0,03% и ниже можно определить при введении в адсорбент значительных объемов газа. В силикагель АСМ вводится при комнатной температуре со скоростью 50 мл/мин 250 мл газа, которые потом разделяются по обычной методике.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 30° для метана, 98° для этана и 120° для пропана.

При разделении разбавленной смеси на угле рекомендуется пропустить 500 мл газа со скоростью 50 мл/мин при комнатной температуре и после этого анализ вести по обычной методике.

Продолжительность анализа на силикагеле 11 мин., а на угле 15 мин. Точнее концентрация разбавленного этана определяется при разделении смеси на угле.

8. Для анализа смеси водорода с окисью углерода, метаном, этаном, пропаном и бутаном следует использовать два адсорбента: уголь марки СКТ и силикагель марки АСМ.

Водород, окись углерода и метан разделяются на угле марки СКТ, а остальные компоненты на силикагеле АСМ. Разделение вести в двух колонках высотой 25 см. Уголь марки СКТ можно заменить углем марки АГ, а силикагель марки АСМ силикагелем марок МСМ, КСМ и ШСМ. Продолжительность анализа 7 мин.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 20° для водорода, 45° для окиси углерода, 75° для метана, 50° для этана, 118° для пропана и 150° для бутана.

9. Смесь метана с этаном, пропаном, бутаном, пентаном и гексаном можно разделить в колонках высотой 25 см на двух адсорбентах: на кусковом силикагеле марки АСМ и гранулированном марок КСК и МСК.

Все газообразные углеводороды разделяются на силикагеле марки АСМ, а углеводороды C₃—C₆ на силикагеле марок КСК или ШСК. Продолжительность анализа 10 мин.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 25° для метана, 77° для этана, 118° для пропана, 157° для бутана, 109° для пентана и 146° для гексана.

Эту смесь можно также разделить на кусковом силикагеле марок АСМ и АСК. Кроме того, ее можно хорошо разделить, применив две колонки высотой 25 см (каждая), на силикагеле марки АСМ и окиси алюминия марки А₁ при продолжительности анализа 9 мин.

10. Разделение смеси водорода с окисью углерода, метаном, этаном, этиленом, пропаном, бутаном и бутиленом можно проводить на угле марки СКТ и силикагеле марки АСМ.

Уголь загружать в колонку высотой 25 см, а силикагель — в колонку высотой 50 см. Продолжительность анализа 13 мин.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 20° для водорода, 68° для окиси углерода, 94° для метана, 58° для этана, 95° для этилена, 198° для пропана, 212° для бутана и 230° для бутилена.

11. Смесь метана с этаном, этиленом, пропаном, бутаном, бутиленом, пентаном, гексаном можно разделять в двух колонках высотой 50 см. В одной из них, заполненной силикагелем марки АСМ, разделяются метан, этан, этилен и пропан, во второй, заполненной окисью алюминия марки А₁, разделяются бутан, этилен, пентан и гексан. Продолжительность анализа 12 мин.

Максимальные показания получаются при температурах (°C): 52° для метана, 83° для этана, 97° для этилена, 200° для пропана, 105° для бутана, 154° для бутилена, 187° для пентана и 198° для гексана.

12. При анализе природных газов, часто содержащих до 98% метана, необходимо отдельно определять метан и отдельно остальные компоненты: в первом случае брать пробу 2 мл, во втором — 25 мл, но при этом анализе метан пропускается без накала платиновых проволок.

Для определения метана можно разбавить смесь в 50 раз, а остальные компоненты определить без разбавления.

Аналогичной методикой рекомендуется пользоваться во всех случаях, когда концентрация одного компонента смеси намного превышает концентрацию остальных.

Продолжительность двух таких определений при отсутствии углеводородов C_5-C_6 составляет 10 мин. На приборе ГСТ-Л с усовершенствованной электрической схемой можно анализировать смеси с большими концентрациями метана, не разбавляя их. Для этого метан определяют по теплопроводности при напряжении 0,6 в, а остальные компоненты по теплоте сгорания при 1,6 в.

ПРИМЕНЕНИЕ ДРУГИХ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ ПРИ ГАЗОВОМ КАРОТАЖЕ

Описанные выше хроматографические газоанализаторы ГСТ-Л получили применение при газовом каротаже благодаря простоте и удобствам конструкции и методики работ, обеспечивающих необходимые показатели, характеризующие наличие углеводородных и иных горючих газов [52].

Для газового каротажа могут быть использованы и другие типы хроматографических газоанализаторов, например хроматографический газоанализатор ХТ-2.

Схема этого газоанализатора, разработанного СКБ АТ, представлена на рис. 43.

На приборе можно производить анализ многокомпонентных газовых смесей (до C_8 включительно), содержащих предельные, непредельные и низкокипящие газы. Для отбора проб и автоматической регулировки режимом анализа применяются программное реле времени и другие приспособления; содержание индивидуальных компонентов анализируемой смеси автоматически записывается электронным потенциометром типа ЭПП-09.

В приборе предусмотрена возможность выключения программного реле и проведения анализа при ручном управлении, что особенно важно для подбора режима при анализе смесей нового состава.

Работа прибора основана на разделении смеси газов при движении их через слой адсорбента с одновременным воздействием переменного во времени теплового поля. Хроматограф ХТ-2 состоит из стэнда, в котором установлены регистрирующий прибор, измерительная и силовая панели. Кроме того, в нем смонтирована разделительная колонка с дозатором и газоанализатором и фер-

рорезонансный стабилизатор напряжения. В качестве газоносителя в приборе применен воздух, очищенный от пыли и паров воды. От компрессора или из баллона воздух поступает в трубки 2, 3, 4, 5, где он очищается от следов углеводородов, влаги и кислых газов, а затем через регулятор давления 1 поступает в шестиходовой кран дозатора 6 и в разделительную колонку 11. Из колонки воздух поступает в трубку 17, где очищается от влаги

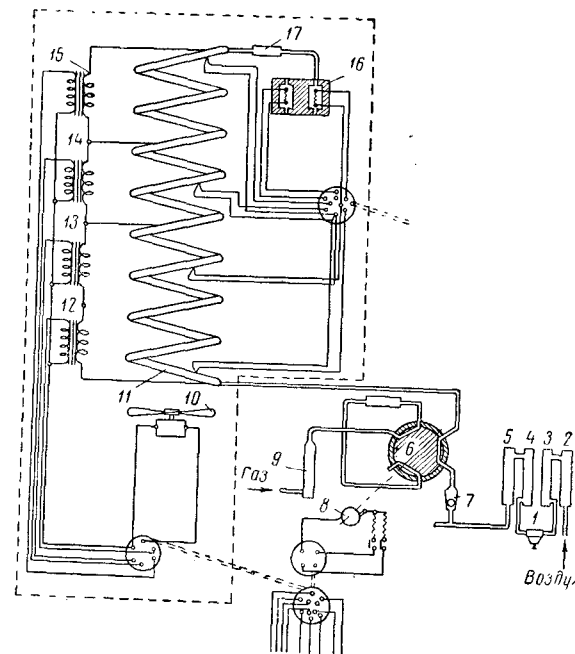


Рис. 43. Схема хроматографического газоанализатора ХТ-2.

и углекислоты, содержащихся в адсорбенте, и затем переходит в активную камеру газоанализатора 16. Расход воздуха контролируется ротаметром 7.

Газ, подвергающийся анализу, предварительно очищается от влаги и кислых газов в трубке 9 и через шестиходовой кран дозатора 6 поступает в камеру дозатора.

Анализ производится следующим образом: программное реле включает мотор дозатора 8, при этом кран 6 поворачивается на 60° и камера дозатора включается в воздушную линию. Воздух вытесняет газ и наносит его на адсорбент в разделительной колонке.

После того как водород и метан прошли колонку и были отмечены газоанализатором 16, программное реле подключает нагревательные трансформаторы 12, 13, 14 и 15 в такой последова-

тельности, на такое время и под такое напряжение, чтобы тепловое поле на колонке изменилось заданным образом. После выделения гексана прекращают нагрев, включают вентилятор 10 и кран дозатора возвращается в исходное положение.

Практика показывает, что при 6-минутном цикле анализа, на который бывает настроен выпускаемый промышленный прибор, водород, окись углерода и метан не разделяются. Точно так же на приборе не представляется возможным определять малые концентрации тяжелых углеводородов в присутствии больших концентраций метана, так как имеется датчик только по теплоте сгорания.

В целях усовершенствования этого прибора был разработан хроматографический газоанализатор ХТ-3, который отличается от прибора ХТ-2 следующим.

В качестве фиксирующего устройства применяется по выбору либо прибор, реагирующий на изменение теплопроводности газового потока, либо прибор, фиксирующий теплоту сгорания горючих компонентов. Температура адсорбционных колонок автоматически регулируется по заданной программе. Расход газа-носителя автоматически поддерживается на заданном уровне.

В схеме регистрирующего канала предусмотрены автоматическая коррекция нуля-пункта, а также применение логарифмической шкалы в потенциометре и автоматического интегратора. В верхней части прибора размещен самопишущий автоматический потенциометр с интегратором. Под ним расположена пневматическая панель, которая откидывается в сторону, открывая доступ к разгонным колонкам, дозатору и газоанализатору. Еще ниже (наклонно) размещен силовой блок, на панели которого собраны все органы управления электрической схемой прибора. На задней стороне панели расположены все релейно-контактные элементы схемы; для удобства доступа к ним панель сделана откидной.

Автоматическая циклическая работа прибора обеспечивается при помощи кулачкового реле времени (таймера). Таймер в приборе управляет как пуском пробы, так и ступенчатым изменением заданной температуры разгонных колонок в процессе анализа и автоматической коррекцией положения нуля регистрирующего потенциометра после каждого цикла анализа.

Чувствительность прибора ХТ-3 по метану 0,2%, а по остальным углеводородам 0,02%. Ошибка анализов составляет $\pm 5\%$ от измеряемой концентрации.

Известен также хроматографический газоанализатор, называемый теплодинамическим (работа А. А. Жуховицкого и Н. М. Туркельтауба).

Метод анализа основан на непрерывном пропускании анализируемого газа через слой адсорбента при периодическом передвижении вдоль этого слоя электропечи с градиентом температур. При этом наименее адсорбирующийся компонент — метан — движется по слою, не адсорбируясь, и его концентрацию определяют

непрерывно по прибору, основанному на измерении теплопроводности газов.

Тяжелые углеводороды адсорбируются в начале слоя и при следующем цикле движутся вдоль слоя со скоростью печи каждый при своей характеристической температуре. Концентрации их определяются прибором, основанным на измерении теплового эффекта сгорания, как средняя концентрация газа, поступившего на анализ за время одного цикла (3—10 мин.).

Благодаря накоплению тяжелых углеводородов в течение всего цикла и выделению их в очень малых объемах достигается высокая чувствительность анализа.

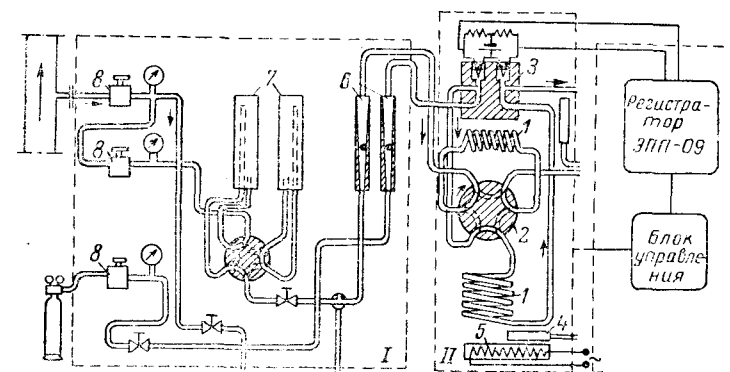


Рис. 44. Схема хроматографического газоанализатора ХПА-2.

I — панель подготовки газа; II — датчик-анализатор; 1 — колонка; 2 — пробоотборный кран; 3 — детектор по теплопроводности; 4 — термометр; 5 — нагреватель; 6 — ротаметры; 7 — очистка газа; 8 — редукторы давления.

Показания фиксирующих приборов записываются автоматическим потенциометром ЭПП-09.

Хроматограф ХПА-2, разработанный ВНИИ НП и СКБ АНН, отличается той особенностью, что в качестве чувствительных элементов датчика используются полупроводниковые термосопротивления, включенные в схему моста постоянного тока (рис. 44). Разбаланс моста пропорционален концентрации отдельных компонентов в пробе газа и фиксируется автоматическим потенциометром ЭПП-09. Датчик может быть расположен на значительном расстоянии от блока управления (до 100 м).

На рис. 45 показаны диаграммы, получаемые при анализе сложных газовых смесей предельных и непредельных углеводородов.

Приборы ГСТ-5, ГСТ-5А наиболее приспособлены для анализа газов при проведении газового каротажа. Остальные приборы, являющиеся, кроме того, и более дорогостоящими, в меньшей мере подходят для данной цели, хотя при соответствующих изме-

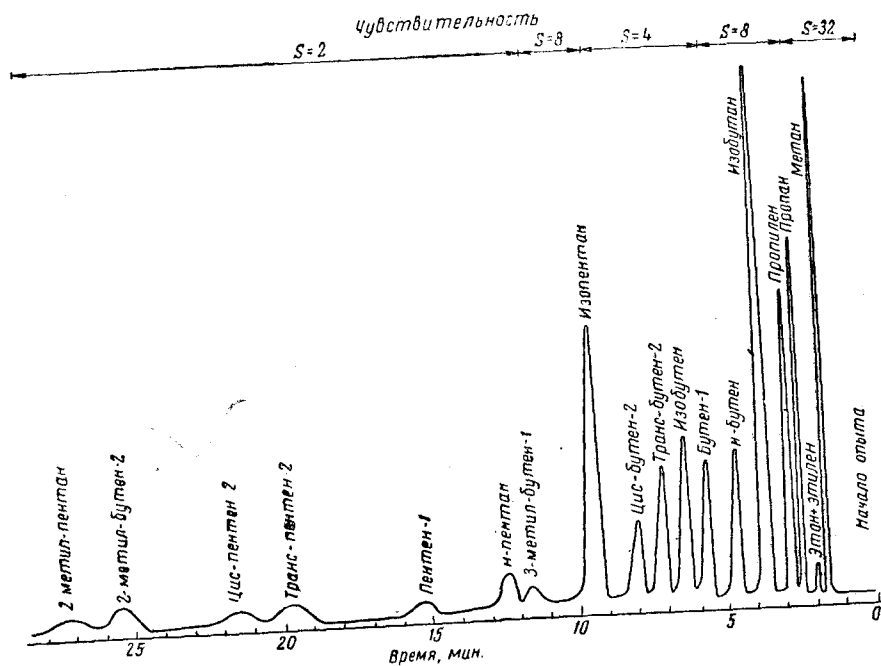


Рис. 45. Диаграмма хроматографического анализа сложной газовой смеси.
Температура 20°C, скорость потока водорода 8 л/час.
Длина колонки 6 м. Количество анализируемого газа 3 мл.

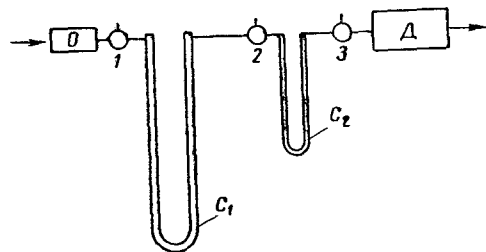


Рис. 46. Схема микроанализатора для газовой съемки.

O — очистительная система; C₁ — трубка для хроматографического разделения и накопления тяжелых углеводородов; C₂ — хроматографическая трубка для разделения тяжелых углеводородов; Д — детектор; 1—3 — краны.

нениях и дополнениях и эти приборы могут быть использованы. На рис. 46 представлена схема прибора для микроанализа углеводородных газов.

Следует в то же время отметить, что на приборах типа ГСТ при выделении отдельно углеводородов C₅ и C₆ нельзя определить в них содержание каждого из изомеров. Изобутан и бутан также разделяются лишь частично.

На данном этапе развития газового каротажа неясно, что может нам дать определение всех изомеров предельных углеводородов C₄—C₆. Однако возможно, что в дальнейшем такие определения потребуются для детализации газокаротажных диаграмм и получения более точных прогнозов о характере залежи нефти и газа и ее местоположении.

В этом направлении необходима дальнейшая исследовательская работа.

НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОМ АНАЛИЗЕ ГАЗА

Различные усовершенствования методики и техники хроматографического газового анализа были направлены в последнее время прежде всего на разработку более совершенных детекторов и улучшение разделительной способности хроматографических колонн.

Детекторы

Можно выделить два новых типа детекторов, разработанных в последнее время, — пламенные и ионизационные. В пламенных детекторах газом-носителем является водород или водородсодержащая смесь, а проводимые измерения основаны на изменении количества выделяющегося тепла или испускаемого светового излучения. Ионизационный детектор основан на измерении ионизационного тока в газе-носителе. Для получения ионизационного тока используется подходящий радиоактивный источник. Наличие примеси какого-либо компонента в газе-носителе вызывает изменение ионизационного тока.

Пламенный детектор. Схема пламенного детектора представлена на рис. 47,а. В качестве газа-носителя в первых работах Р. Скотта [76] применена смесь водорода с азотом. Эта смесь по выходе из разделительной колонки попадает в камеру сжигания детектора, куда подается воздух. Над имеющимся при сжигании пламенем находится термопара. Поскольку примесь какого-либо компонента, выходящего вместе с газом-носителем из колонки, вызывает изменение температуры пламени, то изменяется и напряжение, даваемое термопарой. Чувствительность такого способа измерений достигает $1/20$ мкг (микрограмм) на 1 мл газа-носителя при величине наблюдаемого эффекта, в 2 раза превышающей фоновые значения.

Детектор применяется главным образом для анализа горючих газов. Он чрезвычайно чувствителен к изменениям скорости течения газа, что требует точного контроля и регулировки тока газа. Детектор необходимо калибровать, чтобы получать количественные данные и учитывать теплоту сгорания компонентов.

Известна модификация описанного способа измерений, при которой в качестве газа-носителя применяют азот, а водород добавляют уже после колонки непосредственно перед детектором. Это позволяет использовать детектор для определения водорода в присутствии углеводородных газов. Если обеспечены точный контроль и регулировка тока водорода, то на детектор в этом случае уже

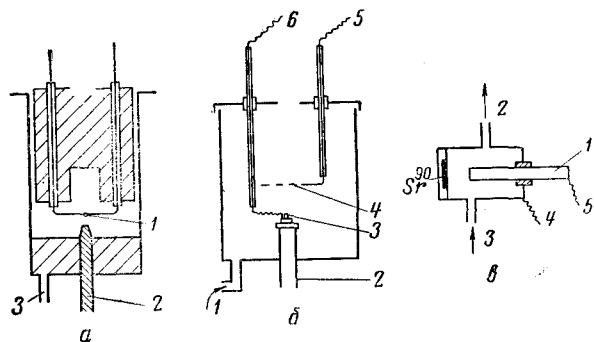


Рис. 47. Схемы детекторов.

а — пламенный: 1 — термопара; 2 — разделительная колонка; 3 — подача воздуха; б — пламенно-ионизационного: 1 — воздух; 2 — разделительная колонка; 3 — горелка; 4 — сетка; 5 — к усилителю; 6 — к самописцу; в — ионизационного: 1 — центральный электрод; 2 — выход газа; 3 — газ из колонки; 4 — к усилителю; 5 — к самописцу.

мало влияют небольшие колебания в токе азота, являющегося газом-носителем.

Эмиссионный детектор. Модификацией пламенного детектора является эмиссионный детектор, в схеме которого согласно работе Д. Гранта [76] имеется горелка, где происходит сгорание водорода, карбюрированного парами бензола. Свет, даваемый пламенем горелки, попадает через линзу на фотоэлемент.

Электроток от фотоэлемента идет в усилитель и далее на самописец. Газ-носитель из разделительной колонки направляется в горелку по другой трубке тройника. Таким образом, водород с примесью бензола не идет через колонку, а вводится непосредственно перед горелкой. Примесь бензола придает пламени соответствующую светимость, которая изменяется в зависимости от содержания компонентов, элюированных из колонки. Для количественных определений нужна калибровка прибора по каждому из анализируемых компонентов.

Детектор дает для различных классов органических соединений неодинаковые показания. Это видно из хроматограмм одной и той

же смеси, полученных Д. Грантом эмиссионным детектором и обычным путем при помощи детектора, основанного на сравнении теплопроводности (катарометра). Соотношение пиков на кривых толуола и *n*-октана, а также бензола и циклогексана различно на хроматограммах. Эмиссионный детектор дает более слабые пики для *n*-октана и циклогексана по сравнению с катарометром.

Эмиссионный детектор может быть использован в сочетании с детектором другого типа, что позволит дифференцировать классы соединений, присутствующих в анализируемой смеси. Эмиссионный детектор был использован Д. Грантом для дифференцирования парафинов, нафтенных, непредельных и ароматических углеводородов [76].

Пламенно-ионизационный детектор. Этот детектор был описан Мак-Вильямсом [76], а его схема показана на рис. 47, в. Из разделительной колонки газ попадает в камеру, где происходит сжигание при помощи подводимого сюда воздуха. Над пламенем имеется сетчатый электрод. Конец горелки помещен на изоляторе, и к нему присоединен второй электрод. При сжигании углеводородсодержащих веществ образуется много ионов, которые создают ток между сетчатым электродом и изолированным концом горелки, для чего используется разность потенциалов 100 в. Получающийся ток проходит последовательно через высокое сопротивление и детектор. При помощи преобразователя напряжение подается на соответствующий самописец. Детектор дает нулевые показания между пиками и нечувствителен к изменениям температуры колонки и небольшим изменениям в скорости газа-носителя.

Длина применявшейся колонки составляла 1,2 м. Специально приготовленный носитель имел в качестве жидкой фазы апиэновое масло. Температура колонки 200° С, скорость газа-носителя (смесь водорода и азота) 30 мл/мин. Например, при анализе 5 мг раствора 2,5%-ного тетрадекана в декане. Небольшой пик на хроматограмме соответствует 0,125 мг тетрадекана, что свидетельствует о высокой чувствительности детектора. Наблюдается характерная зависимость между содержанием углерода в анализируемых веществах и показаниями детектора для определенных классов органических соединений. При количественных определениях необходима калибровка по каждому из анализируемых веществ.

Ионизационный детектор по β -лучам. На рис. 47, в показана схема разработанного Бэром [76] ионизационного детектора, в котором в качестве источника β -излучения применен Sr^{90} . Газ из разделительной колонки проходит через камеру, где имеется изолированный центральный электрод. В камеру попадают β -лучи от радиоактивного источника. Емкость камеры 2 мл. Центральный электрод поддерживается при отрицательном потенциале около 100 в по отношению к стенкам камеры. Излучение радиоактивного препарата соответствует 25 мкюри.

Ионизационный ток проходит через высокие сопротивления: преобразователь, усилитель и самописец. Чувствительность этого детектора приблизительно такая же, как и пламенного.

А р г о н о в ы й д е т е к т о р. Этот тип детектора, разработанный Ловелоком, нечувствителен к небольшим изменениям скорости газа-носителя и изменениям температуры [76]. Анализируемые компоненты, как и в ионизационном детекторе, не разрушаются в процессе детектирования. Аргоновый детектор имеет очень высокую чувствительность. Радиоактивный излучатель помещен на цилиндрической поверхности внутри детектора. Действие детектора основано на применении аргона в качестве газа-носителя. Из отдельной колонки газ попадает в камеру детектора, проходит пространство, облучаемое радиоактивным препаратом, и выходит из камеры. Благодаря излучению образуется сравнительно небольшое число ионов аргона в детекторе. Эти ионы под действием разности потенциалов между стенками детектора и центральным электродом (до 2500 в) приобретают достаточную энергию, чтобы образовать большое число метастабильных атомов аргона. Метастабильные атомы не заряжены, но имеют достаточную энергию, чтобы ионизировать молекулы органических соединений, элюированных из колонки. Благодаря большому ионизированному эффекту, получаемому таким путем, детектор обладает высокой чувствительностью.

Г а з о р а з р я д н ы й д е т е к т о р. Большой интерес представляет детектор, в котором используется разряд при низком давлении. Действие детектора основано на изменении разрядного напряжения между двумя электродами, находящимися в газе, выходящем из разделительной колонки. Electroды расположены в камере, куда попадает элюированный газ. При помощи вакуумного насоса газ откачивается и в камере создается разрежение. Детектор действует при давлении 3,5 мм рт. ст., напряжении около 100 в между электродами. Изменения силы тока или напряжения во время прохождения газа через камеру детектора усиливаются и регистрируются самописцем. Детектор имеет очень высокую чувствительность и позволяет проводить анализы очень малых количеств веществ (от 10^{-10} до 10^{-12} г-мол). При малых количествах анализируемой смеси некоторое влияние оказывает адсорбция на металлических электродах.

Разделительные хроматографические колонки

Длина хроматографической колонки, ее диаметр, характер адсорбента или абсорбента, а также условия применения (температура, скорость газа-носителя и т. д.) определяют разделительную способность колонки. Ряд исследований был проведен для разработки теории хроматографического разделения и определения эффективности колонки при элюировании.

Димтер, Зюйдерверг и Клиненберг [76] предложили уравнение, устанавливающее эквивалентность определенной высоты колонки теоретической тарелки в зависимости от нескольких факторов.

По данным названных исследователей эффективность разделительного действия колонки может быть до известной степени улучшена путем увеличения ее длины. Однако это увеличение длины колонки приводит к необходимости повышать перепад давлений газа (на входе и на выходе колонки), что вызывает значительное ускорение движения газа в последней части колонки, увеличение эффекта массопередачи и уменьшение эффективности разделения.

Разделительная способность хроматографической колонки для какой-либо смеси зависит от времени удержания компонентов жидкой фазой и от ширины полос (зон) компонентов на выходе из колонки. Нельзя считать правильным то естественно появляющееся впечатление, что степень разделения зависит только от времени удержания и что если увеличить вдвое длину колонки, то вдвое увеличится и разница во времени удержания и соответственно улучшится разделение смеси. Имеются другие упомянутые выше факторы, влияющие на степень разделения, а также количество присутствующей жидкой фазы.

Требуемого разделения смеси не всегда можно достигнуть путем подбора жидкой фазы, особенно при разделении многокомпонентных смесей.

Увеличение разницы во времени выхода каких-либо двух компонентов не всегда улучшает их разделение.

В последнее время был проведен ряд работ по повышению разделительного действия хроматографических колонок. Были разработаны типы колонок, действие которых соответствовало 10000—30000 теоретических тарелок [23]. В одних случаях это достигалось специальной упаковкой твердой фазы и подбором жидкой, в других случаях были применены длинные колонки (15 м). Поскольку на длинных колонках применялся соответственно большой перепад давлений газа, то устройство колонки позволяло ограничивать скорость газа в ее конце. Таким путем была достигнута высокая эффективность действия колонки.

Новым типом хроматографических колонок являлись капиллярные колонки. В 1957—1958 гг. были сделаны предложения о возможности применения капиллярных трубок для разделения газовых смесей. С одной стороны, при этом имелась в виду газожидкостная хроматография [83], а с другой стороны, возможность использования различия в трении различных газов о стенки капилляра [36].

Последнее было предложено автором настоящей книги, и некоторые проведенные в 1957 г. эксперименты в этой области подтвердили возможность разделения смесей таким путем. Влажный стеклянный капилляр для некоторых газовых смесей можно рас-

смазывать как капиллярную хроматографическую колонку, на внутренней поверхности которой имеется тончайший слой воды. По-видимому, полученное таким путем разделение некоторых газов было обусловлено хроматографическим действием пленки воды. Развитие теории капиллярного газо-жидкостного разделения и практическое применение этих колонок для аналитических целей были осуществлены Голеем [61].

Были применены капиллярные колонки из нержавеющей стали длиной несколько десятков метров. Внутренний диаметр капилляра около 0,3 мм. В последнее время стали применять капилляры из стекла, из нейлона и некоторых других материалов [79]. Внутренняя стенка капилляра покрыта тонкой пленкой жидкой фазы. Для этой цели берется жидкая фаза и готовится ее раствор в каком-либо легколетучем растворителе (легкокипящий бензин, пентан, петролейный эфир и т. п.). Этот раствор пропускается через колонку, а затем через нее продувается воздух. После испарения растворителя на стенках капилляра остается тонкий слой нелетучей жидкой фазы.

Скорость газа-носителя в таких колонках составляет 0,5—20 мл/мин, а эффективность достигает нескольких сотен тысяч теоретических тарелок при длине 200—300 м. Капиллярные колонки дают возможность сравнительно быстро анализировать сложные газовые смеси.

Малое количество жидкой фазы вызывает необходимость брать для анализа лишь 1—2 мкг вещества, а это требует применения весьма чувствительных детекторов — пламенно-ионизационного, аргонового и др.

Масс-спектрометрические и другие методы анализа в применении к газовому каротажу

Ввиду необходимости автоматизированного проведения большого количества анализов при газовом каротаже с чувствительностью по индивидуальным углеводородам до $10^{-3}\%$ желательны испытывать и применять иные методы газового анализа, кроме рассмотренных выше (термохимических и хроматографических).

Были высказаны предложения использовать для этой цели масс-спектрометрический метод. Обычные стационарные масс-спектрометры, выпускаемые нашей промышленностью для газового анализа, являются слишком громоздкими и неудобными для газового каротажа, тем более что анализ на этих приборах выполняется не столь быстро, как требуется, а кроме того, необходимо много времени на расшифровку диаграмм.

По-видимому, наиболее удобным типом прибора для газового каротажа является радиочастотный (ион-резонансный) масс-спектрометр. Этот масс-спектрометр основан на разделении ионов по скоростям, времени полета, эффекту резонанса в скрещивающихся

полях, по периоду свободных колебаний ионов в электростатическом параболическом поле.

Ионы образуются так же, как и в обычных масс-спектрометрах, в результате бомбардировки молекул газа электронами, выделяющимися из накаливаемой проволоки. В радиочастотной трубке-камере, помещенной в магнитном поле, ионы, образовавшиеся около электронного луча, немедленно разделяются в соответствии с отношением их массы к заряду (m/e), так как они ускоряются под действием радиочастотного напряжения. Только ионы, обладающие определенной величиной m/e , имеющие нормальную резонансную частоту в магнитном поле, равную частоте прикладываемого напряжения, могут получить достаточно энергии, чтобы достигнуть коллектора. Спектр масс получается путем постепенного изменения частоты прикладываемого напряжения.

Поскольку ионы в сильном магнитном поле движутся по спиралям, высокая разрешающая способность прибора может быть достигнута в небольшой трубке, служащей одновременно источником ионов и анализатором. Та часть трубки, в которой образуются и разделяются ионы, имеет размеры спичечной коробки.

Радиочастотный масс-спектрометр позволяет получать весьма четкие кривые спектров масс.

Как известно, радиочастотные масс-спектрометры были применены на искусственных спутниках Земли и на космических ракетах.

При введении соответствующих приспособлений радиочастотный масс-спектрометр с автоматизированной записью может быть применен для анализа газа при газовом каротаже.

Известны также работы по применению инфракрасной спектроскопии в сочетании с хроматографическим анализом газов для определения метана при газовом каротаже.

ГАЗОКАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ

Дегазация глинистого раствора или керна и результаты анализа выделенного газа позволяют получить исходные данные для характеристики газонасыщенности проходимых при бурении горных пород. Однако этого недостаточно, чтобы построить диаграмму газонасыщенности с точной привязкой полученных данных к определенным глубинам, т. е. к определенным пластам горных пород.

Для этого необходимо установить так называемое отставание глинистого раствора и знать истинные глубины скважины для соответствующих показаний газоанализатора.

В целях получения еще более детальной геохимической характеристики пройденных бурением горных пород требуется провести анализ на присутствие нефти и битумов в глинистом растворе, шламе и керне, а также целесообразно учитывать физические свойства горных пород. Все эти получаемые материалы вместе взятые позволяют дать более правильную интерпретацию газокаротажных диаграмм.

Поскольку непрерывный газовый каротаж необходимо проводить непосредственно на скважине, то для этой цели были разработаны передвижные газокаротажные станции, представляющие собой автомашину, на которой в закрытом фургоне помещена лаборатория, позволяющая получать все необходимые данные (газовый анализ, люминесцентный анализ, глубину скважины и т. д.). Дегазатор глинистого раствора помещается непосредственно около устья скважины, а выделяющийся газ по металлической трубке поступает на станцию в газоанализатор.

Первые попытки проведения непрерывного газового каротажа делались у нас еще в период 1938—1939 гг. К сожалению, начавшаяся Великая Отечественная война не позволила осуществить эти работы надлежащим образом.

До 1950 г. у нас применялся главным образом эпизодический газовый каротаж и велись опытные работы по внедрению различных дегазаторов и газоанализаторов для непрерывного газового каротажа.

Отечественные полуавтоматические газокаротажные станции (ПГКС) были разработаны в 1949 г., после чего начался серийный выпуск. По мере изготовления станций эпизодический газовый каротаж заменялся непрерывным.

Накопленный опыт по эксплуатации первых газокаротажных станций (ПГКС-1) позволил внести в их конструкцию ряд изменений, с учетом которых с 1951 г. начался серийный выпуск модернизированной станции (ГКС-2), имевшей ряд усовершенствований и преимуществ по сравнению с первыми образцами станции. В дальнейшем была выпущена новая станция ГКС-3.

Аппаратура станции позволяет определять через заданные интервалы содержание в буровой жидкости углеводородных газов, глубину забоя скважины, расход жидкости, ее физико-химические свойства (удельный вес, вязкость, водоотдачу, процент песка и люминесцентно-битуминологическую характеристику).

Глубина забоя скважины и расход буровой жидкости фиксируются для определения ее отставания; эти данные используются для привязки газопоказаний к определенным глубинам скважин.

Физико-химические исследования буровой жидкости используются при расшифровке газокаротажных диаграмм.

ОБЩАЯ СХЕМА СТАНЦИЙ ГКС-3 И АППАРАТУРА ДЛЯ ПРИВЯЗКИ ГАЗОПОКАЗАНИЙ К ИСТИННЫМ ГЛУБИНАМ СКВАЖИН

Все указанные выше измерения выполняются следующими основными приборами и оборудованием, входящим в комплект газокаротажной станции ГКС-3, смонтированный в специальной автомашине ГАЗ-51 или ГАЗ-63: дегазатором, термохимическим газоанализатором, глубиномером, расходомером с панелью отставания, вакуумметром, силовой панелью, генераторной группой, портативной лабораторией и прочим дополнительным оборудованием станции.

Станцию устанавливают на расстоянии 60 м от скважины. Схема установки станции на буровой приведена на рис. 48. На рис. 49 показана принципиальная электрическая схема, а на рис. 50 дан общий вид пульта аппаратурной группы.

В желобе у устья скважины на поплавках устанавливают дегазатор, через который непрерывно протекает буровая жидкость. Дегазатор крепят к борту желоба специальными тросами и соединяют с газоанализатором станции тонкой металлической трубкой.

Одновременно устанавливают датчик глубин, выключатель «мертвого конца» и датчик отставания. После проверки и регулирования аппаратуры станцию подключают к сети буровой. При отсутствии у буровой электроэнергии устанавливают генераторную группу и подключают к ней станцию.

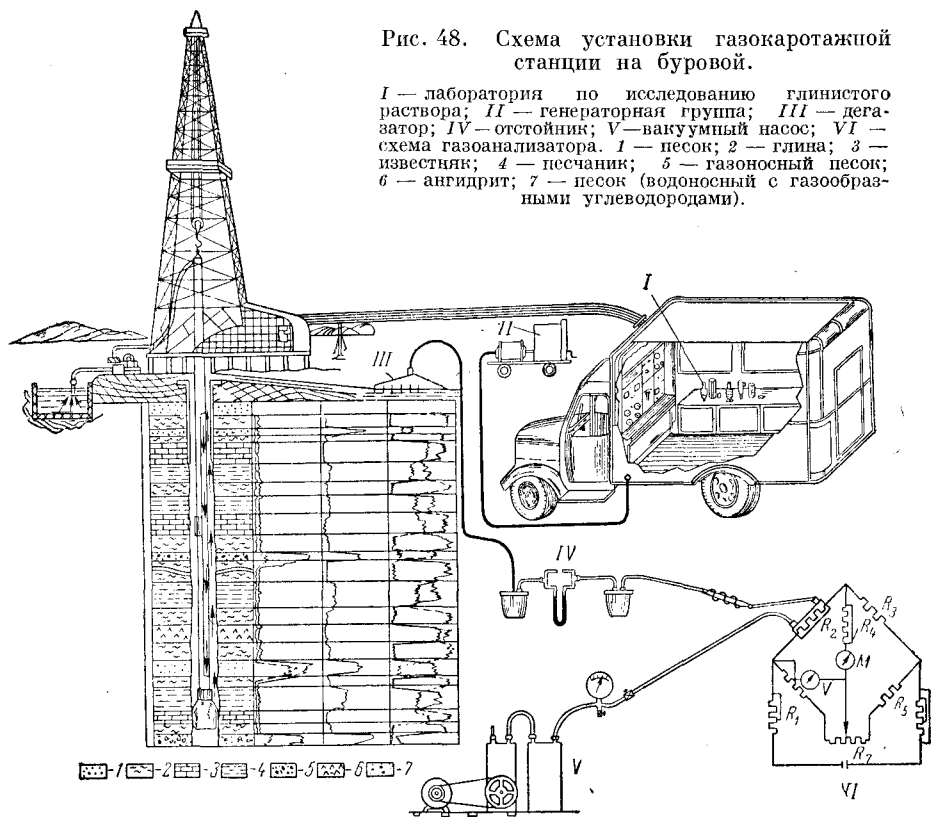
Аппаратура, осуществляющая питание всех узлов станции, состоит из силовой панели VI, силового щита VII, силового транс-

форматора VIII, автомобильных аккумуляторов XXIX, шунтового реостата X и генератора переменного тока XV.

Силовая панель (рис. 49) имеет выключатель VI для включения аккумуляторов автомашины XXIX, выключатель B2 для зарядки аккумуляторов, переключатель П4, вольтметр ИПЗ

Рис. 48. Схема установки газокаротажной станции на буровой.

I — лаборатория по исследованию глинистого раствора; II — генераторная группа; III — дегазатор; IV — отстойник; V — вакуумный насос; VI — схема газоанализатора. 1 — песок; 2 — глина; 3 — известняк; 4 — песчаник; 5 — газоносный песок; 6 — ангидрит; 7 — песок (водоносный с газообразными углеводородами).



(для замера напряжения аккумуляторов), переключатель ПЗ (для переключения питания газоанализатора), амперметр переменного тока ИП2 на 15 а (для контроля потребляемого станцией тока).

Силовой трансформатор VIII мощностью 2,5 квт состоит из трех следующих обмоток.

1. Первичной — для подбора соответствующего напряжения питания при помощи вольтметра с выводами I—14. Диапазон напряжения входящего тока 110, 220, 380 и 550 в. При помощи переключателя ИП1 на силовой панели регулируется напряжение на выходе трансформатора.

2. Вторичной — на 110 в с выводами 22—23.

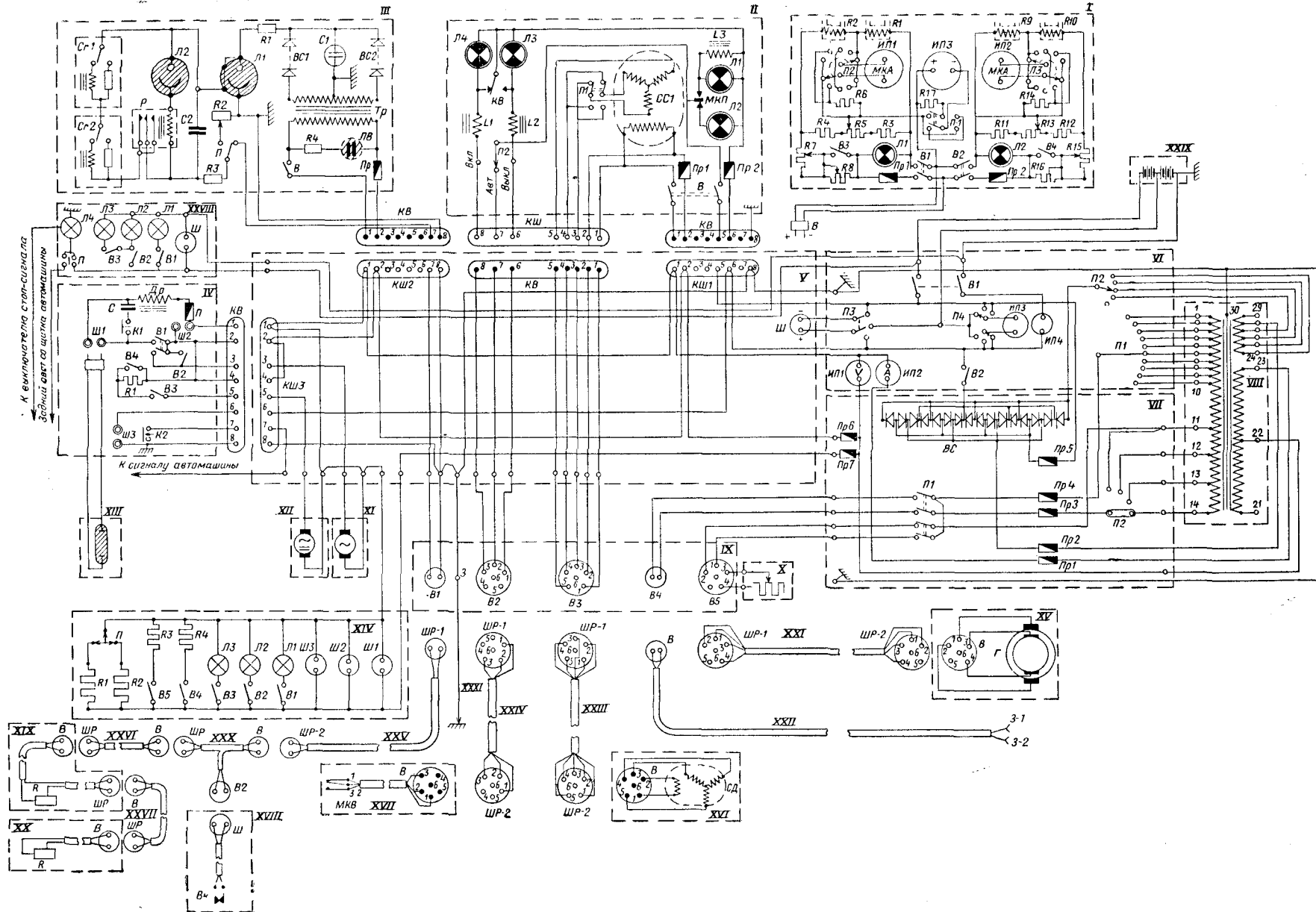
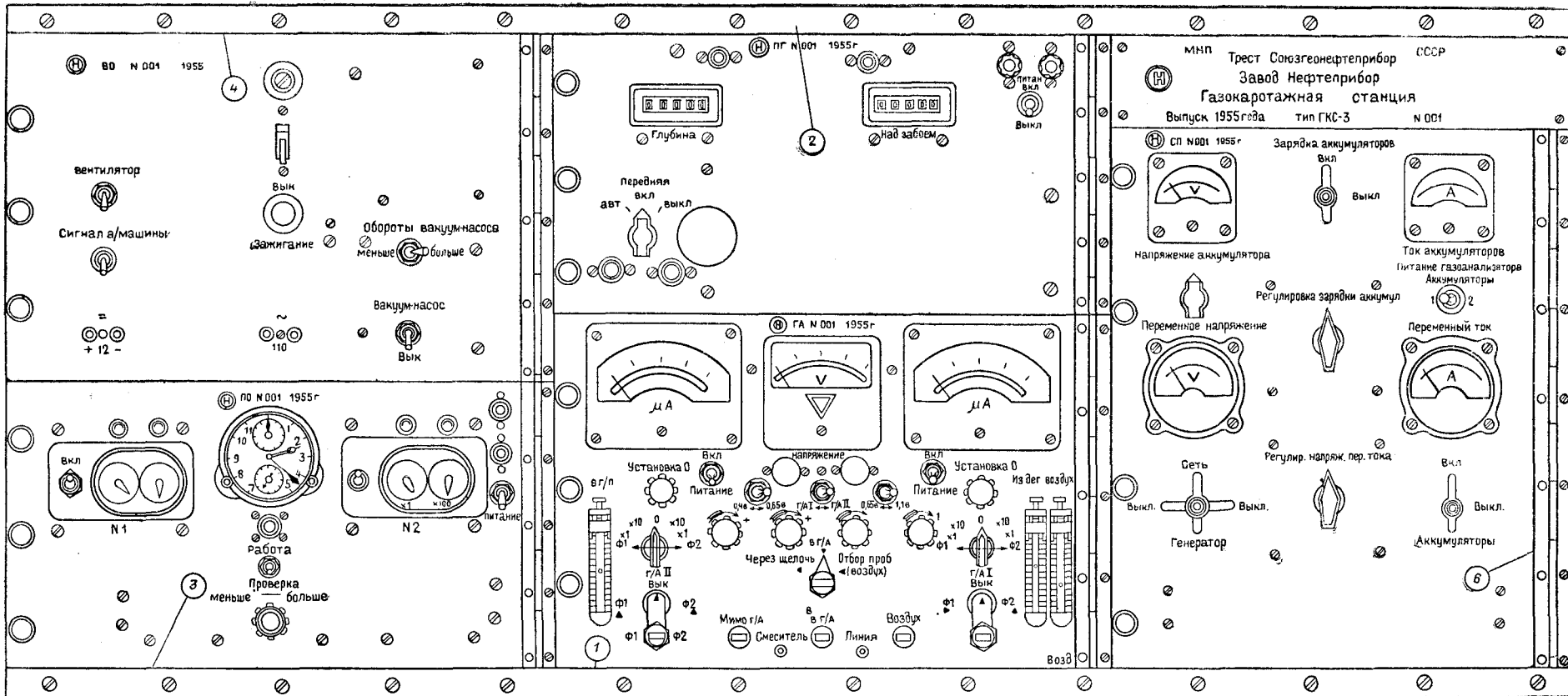


Рис. 49. Принципиальная электрическая схема газокоротажной станции ГКС-3 (см. табл. 59).



○ NN позиций по принципиальной схеме (рис 49)

Рис. 50. Общий вид пульта аппаратурной группы станции ГКС-3.

3. Вторичной — с выводами 24—29 для зарядки аккумуляторов ХХІХ через селеновый выпрямитель ВС.

При помощи переключателя П2 на силовой панели, подключенного к выводам указанной обмотки, по амперметру ИП4 подбирается необходимый ток для зарядки аккумуляторов.

Генераторная группа, состоящая из генератора АПН-28,5 и бензинового двигателя Л6/3, соединяется через входной щиток ІХ со станцией специальным электрическим кабелем ХХІ.

Под пультом управления установлен шунтовой реостат Х, который для регулирования напряжения генератора соединен с возбуждающей обмоткой генератора.

Газопоказания, фиксируемые на газокаротажной станции в процессе бурения скважины, естественно, не соответствуют той глубине, которую одновременно с газоанализатором регистрирует глубиномер. Пока глинистый раствор дойдет до поверхности и будет проведен анализ, глубина скважины уже увеличится. Поэтому глубина, регистрируемая в момент анализа газовой смеси, будет всегда больше той глубины, на которой буровая жидкость обогатилась газом. Следовательно, в процессе проведения газового каротажа необходимо систематически производить привязку газопоказаний к истинной глубине с учетом поправки на отставание буровой жидкости. Поправка за счет отставания буровой жидкости должна быть равна величине углубления скважины за время подъема раствора от забоя к поверхности. Таким образом, для получения истинной глубины газопроявлений необходимо из глубины забоя скважины в момент анализа вычесть интервал, пробуренный за время движения буровой жидкости от забоя до устья скважины.

Точный и систематический учет отставания буровой жидкости позволяет в конечном итоге выявлять по данным газового каротажа интервалы глубин скважин, которые можно рекомендовать для испытания их нефтегазоносности. Неточная привязка газопоказаний к глубине может привести к ошибкам определения этих интервалов.

Величина отставания буровой жидкости все время меняется в процессе бурения в зависимости от глубины скважины и ее конструкции.

При проведении газокаротажных работ применяют два основных способа вычисления отставания буровой жидкости.

Первый способ основан на предположении, что стенки скважины строго вертикальные и ровные, отсутствует поглощение буровой жидкости и производительность насоса постоянная; сущность этого способа заключается в вычислении времени движения буровой жидкости от забоя скважины до дневной поверхности, исходя из производительности буровых насосов. Этот способ не может быть точным, так как не учитываются искажения за счет изменения режима работы буровых насосов, поглощения буровой жидкости и т. д.

Обозначения к электрической схеме, приведенной на рис. 49

Обозначение	Название
I. Панель газоанализатора	
<i>R1; R2; R9; R10</i> <i>R3; R4; R11; R12</i> <i>R7; R8; R15; R16</i>	Чувствительные элементы Элементы моста (сопротивление по 10 ом) Переменные сопротивления (реостаты) по 15 ом для регулирования напряжений питания моста
<i>R6; R14</i>	Сопротивления по 1450 ом для заглубления шкал микроамперметров
<i>R5; R13</i>	Потенциометры по 2,3 ом для установки нуля микроамперметров
<i>R17;</i> <i>ИП1; ИП2</i> <i>ИП3</i>	Эквивалентное сопротивление вольтметра (1000 ом) Микроамперметры М-24 Вольтметр М-45
<i>В1; В2; П1</i>	Тумблеры ТВГ для включения питания мостов и переключения вольтметра
<i>В3; В4</i>	Тумблеры ТП-1 для переключений напряжений с 0,65 в на 1,1 в и с 0,65 в на 0,4 в
<i>П2; П3</i>	Переключатели полярности микроамперметров и заглубления шкалы
<i>Л1; Л2</i>	Лампы для указания о включении питания газоанализаторов (на 6,3 в; 0,2 а)
<i>Пр1; Пр2</i> <i>В</i> <i>К1</i>	Предохранители (ПК-45-2) Вилка боковая для включения панели в штепсель 5Ш Шестиходовой кран для соединения газовой линии с рабочими камерами газоанализатора, баллоном со щелочью, воздухом и штуцерами для отбора проб
<i>К2; К3</i>	Краны для переключения газовой линии тракта к чувствительным элементам газоанализатора
<i>ВН1</i> <i>ВН2</i>	Вентиль для подачи воздуха в газоанализатор Вентиль для пропускания газовой смеси мимо газоанализатора
<i>ВН3</i>	Вентиль для регулирования скорости газовой смеси в газоанализаторе
<i>Ш1; Ш2</i>	Штуцеры для подсоединения трубок с углем, газосмесителя и т. д.
<i>Р1</i>	Ротаметр для контроля скорости газовой смеси из дегазатора
<i>Р2</i>	Ротаметр для контроля скорости газовой смеси в газоанализаторе
<i>Р3</i>	Ротаметр для контроля скорости потока воздуха
II. Панель глубин	
<i>СС1</i> <i>Л1; Л2</i>	Сельсин-приемник СС-501 Обмотки катушек электромагнитного переключателя для механического включения и выключения сельсина от кинематической схемы панели глубин
<i>Л3</i>	Обмотка тормозного соленоида для торможения счетчика «Глубина» в момент нахождения долота над забоем

Обозначение	Название
<i>Л1</i> <i>Л2</i> <i>Л3</i>	Сигнальная электролампа счетчика «Над забоем» Сигнальная электролампа счетчика «Глубина» Сигнальная электролампа электромагнитного выключателя «Выключено»
<i>Л4</i> <i>КВ</i> <i>МКП</i>	Сигнальная электролампа «Включено» Концевой выключатель электромагнитного механизма Микропереключатель тормозного соленоида и сигнальных ламп
<i>Пр1; Пр2</i> <i>В</i> <i>П1</i>	Предохранители ПК-45-2 Тумблер ТВГ — выключатель питания панели Тумблер ТВГ — переключатель направления вращения «Реверс»
<i>П2</i> <i>КВ</i> <i>КШ</i> <i>Сч1</i> <i>Сч2</i> <i>Р</i>	Переключатель электромагнитного выключателя Восьмиконтактная ножевая колодка Восьмиконтактная гнездовая колодка Счетчик «Глубина» Счетчик «Над забоем» Рукоятка изменений показаний счетчиков
III. Панель отставания	
<i>Тр</i> <i>Л1</i> <i>Л2</i>	Трансформатор Стабилизатор СГ-3С для стабилизации напряжений Стабилизатор СГ-2С (релаксационный генератор) для генерации релаксационных колебаний
<i>Л3</i> <i>Р1</i> <i>Р2</i>	Лампа неоновая МН-5, сигнализирующая о питании панели Сопротивление 2ВТ; 5,1 ком — нагрузка стабилизатора Сопротивление переменное СП-1; 10 ком для проверки работы панели
<i>Р3</i>	Сопротивление 2ВТ; 5,0 ком, ограничивающее частоту релаксации
<i>Р4</i>	Сопротивление ВС-0,5; 47 ком, гасящее напряжение в цепи сигнальной лампы
<i>С1</i> <i>С2</i>	Конденсатор фильтра электролитический КЭ-2 30 мф × 150 в Конденсаторы релаксационного генератора (два) КМБГ 20 мф × 160 в, включенные в параллель
<i>В</i> <i>П</i> <i>Р</i> <i>Сч1; Сч2</i> <i>Пр</i> <i>ВС1; ВС2</i> <i>КВ</i>	Тумблер ТП-1 — выключатель питания Тумблер ТП-1 — переключатель проверки Реле (поляризованное РП-5) Счетчики импульсов Предохранитель ПК-47-0,5 а Выпрямители селеновые 8 шайб, Ø18 мм Восьмиконтактная ножевая колодка
IV. Панель вспомогательного оборудования	
<i>В1</i> <i>В2</i> <i>В3</i> <i>В4</i> <i>Др</i> <i>С</i> <i>К1</i>	Выключатель люминескопа и вентилятора Выключатель вентилятора Выключатель вакуум-насоса Переключатель оборотов вакуум-насоса Дроссель люминескопа Конденсатор пуска люминескопа КМБГ, 1 мф Кнопка зажигания лампы люминескопа

Обозначение	Название
<i>Пр</i>	Предохранитель люминескопа
<i>К2</i>	Кнопка сигнала автомашинны
<i>Ш1</i>	Штепсель лампы люминескопа (с внутренней стороны панели)
<i>Ш2</i>	Штепсель на 110 в переменного тока
<i>Ш3</i>	Штепсель на 12 в постоянного тока
<i>КВ</i>	Восьмиконтактная ножевая колодка
<i>Р1</i>	Дополнительное сопротивление в цепи мотора вакуум-насоса 25 ом ПЭ-IV
V. Распределительный щит	
<i>КВ</i>	Восьмиконтактная ножевая колодка для подключения панели глубин
<i>КШ1</i>	Восьмиконтактные звездные колодки для подключения
<i>КШ2; КШ3</i>	Панели глубин отставания и вспомогательного оборудования
<i>Ш</i>	Контактные гнезда для подключения питания газоанализатора
VI. Силовая панель	
<i>П1</i>	Переключатель регулирования напряжения переменного тока на 110 в
<i>П2</i>	Переключатель регулирования заряда аккумуляторов
<i>П3</i>	Тумблер ТВГ — переключатель питания газоанализатора (с одного аккумулятора на другой)
<i>П4</i>	Переключатель вольтметра для проверки напряжения аккумуляторов
<i>В1</i>	Выключатель аккумуляторов
<i>В2</i>	Выключатель заряда аккумуляторов
<i>ИП1</i>	Вольтметр переменного напряжения 15 в 3421
<i>ИП2</i>	Амперметр переменного тока 20 а 3421
<i>ИП3</i>	Вольтметр постоянного напряжения 20 в ПМ-70
<i>ИП4</i>	Амперметр постоянного тока 20×20 ПМ-70
VII. Силовой щит	
<i>ВС</i>	Выпрямитель селеновый 16 шайб ВС-100
<i>П1</i>	Выключатель «Сеть-генератор»
<i>П2</i>	Переключатель напряжений 110, 220, 380 и 550 в
<i>Пр1</i>	Предохранитель в цепи переменного тока «Общий» на 20 а
<i>Пр2</i>	Предохранитель в цепи переменного тока заряда аккумуляторов на 20 а
<i>Пр3; Пр4</i>	Предохранители входной цепи «Сеть»
<i>Пр5</i>	Предохранитель в цепи заряда аккумуляторов по постоянному току на 20 а
<i>Пр6</i>	Предохранитель в цепи питания приборов станции 110 в на 10 а
<i>Пр7</i>	Предохранитель в цепи питания освещения и отопления станции 110 в на 10 а

Обозначение	Название
VIII. Силовой трансформатор	
<i>Выходы 1—10</i>	Точная подгонка напряжения
<i>11—14</i>	Переключение трансформатора на 110, 220, 380 и 550 в
<i>24—29</i>	Выходы питания выпрямителя для заряда аккумуляторов
<i>22—23</i>	Выходы трансформатора 110 в
IX. Входной щиток	
<i>В1</i>	Вилка контактная для подключения соединительного кабеля датчиков отставания и выключателя циркуляции
<i>В2</i>	Вилка шестиконтактная для подключения соединительного кабеля, выключателя «мертвого конца»
<i>В3</i>	Вилка шестиконтактная для подключения соединительного кабеля, датчика глубин
<i>В4</i>	Вилка двухконтактная для подсоединения соединительного кабеля «Сеть»
<i>В5</i>	Вилка шестиконтактная для подсоединения кабеля генератора
<i>В</i>	Зажим для подсоединения заземления
X. Шунтовой реостат генератора	
XI. Мотор вентилятора	
XII. Мотор вакуум-насоса	
XIII. Лампа люминескопа	
XIV. Освещение и отопление станции	
<i>Ш1; Ш2; Ш3</i>	Розетки бытовые 110 в для радиоприемника, паяльника и т. п.
<i>Л1; Л2; Л3</i>	Электролампы осветительные переменного тока на 127 в, 60 вт
<i>П</i>	Переключатель отопления
<i>Р1; Р2</i>	Электронечи отопления (сопротивления по 25 ом) по 9 шт.
<i>Р3; Р4</i>	Сопротивления для отопления окон (ПЭ-IV-300-500 ом)
<i>В3</i>	Тумблер ТП-1 — выключатель освещения
<i>В1; В2</i>	Выключатели освещения на бра
<i>В4; В5</i>	Тумблер ТП-1 — отопление окон
XV. Генераторная группа	
<i>В</i>	Вилка шестиконтактная
<i>Г</i>	Генератор АПН-28,5
XVI. Датчик глубин	
<i>СД</i>	Сельсин-датчик СС-501
<i>В</i>	Вилка шестиконтактная
XVII. Выключатель «мертвого конца»	
<i>В</i>	Вилка шестиконтактная
<i>МКВ</i>	Микровыключатель ВК-140-1

Обозначение	Название
XVIII. Выключатель циркуляции	
<i>Вк</i> <i>Ш</i>	Микровыключатель ВК-140-1 Двухконтактная вилка
XIX—XX. Датчик отставания	
<i>R</i> <i>B</i> <i>19ШР</i>	Переменные сопротивления по 4700 ом Двухконтактная вилка Двухконтактная розетка
XXI. Кабель соединительный (с генератором)	
<i>ШР1; ШР2</i>	Розетки шестиконтактные соединительной муфты
XXII. Кабель соединительный (с сетью)	
<i>B</i> <i>3-1; 3-2</i>	Розетка двухконтактная соединительной муфты Зажимы типа «Крокодил»
XXIII. Кабель соединительный (с датчиком глубин)	
<i>ШР1; ШР2</i>	Розетки шестиконтактные
XXIV. Кабель соединительный (с выключателем «мертвого конца»)	
<i>ШР1; ШР2</i>	Розетки шестиконтактные
XXV. Кабель соединительный (с датчиком отставания)	
<i>ШР1; ШР2</i>	Розетки двухконтактные
XXVI—XXVII. Кабели соединения датчиков отставания	
<i>26—27ШР</i> <i>26—27В</i>	Штепселя двухконтактные Вилки двухконтактные
XXVIII. Аварийное освещение	
<i>Ш</i>	Штепсельная розетка бытовая на 12 в
<i>Л1; Л2; Л3</i>	Электrolампы в плафонах по 12 в, 15 вт
XXIX. Аккумуляторы (два) СТЭ-70 (автомашины)	
XXX. Кабель соединительный с датчиком циркуляции	
<i>B</i> <i>ШР1; ШР2</i>	Вилка двухконтактная Штепселя двухконтактные

Второй способ более точен, здесь определяется отставание буровой жидкости опытным путем при помощи индикаторов, которыми могут быть целлофан, овес, бензин и др. Сущность этого способа, применяемого на полуавтоматических газокаротажных станциях ГКС-3, сводится к следующему.

Устанавливают объем буровой жидкости в затрубном пространстве скважины. Далее при помощи глубиномера непрерывно регистрируют глубину забоя скважины, а также посредством расходомера и панели отставания определяют расход выходящей из скважины буровой жидкости.

В итоге для определения отставания буровой жидкости измеряют число импульсов, соответствующее объему жидкости, циркулирующей в скважине, и в том числе отдельно замеряют число импульсов, соответствующее объему буровой жидкости внутри буровых труб, а также в затрубном пространстве, соответствующем запаздыванию регистрации газопоказаний. К полученной величине прибавляют еще отставание движения газозооной смеси от дегазатора до анализатора.

При использовании этой методики необходимо установить в желобе трапецию ГрозНИИ с датчиком расходомера и перед завинчиванием квадрата в буровые трубы ввести индикатор.

В момент возобновления циркуляции буровой жидкости отмечают показания одного из счетчиков панели отставания и при выходе индикатора на дневную поверхность вторично регистрируют показания этого же счетчика.

Момент появления индикатора (целлофан и т. п.) при выходе буровой жидкости на дневную поверхность устанавливается визуально в желобе специальными ситами. Если в качестве индикатора применяется бензин или иное вещество, то его присутствие определяется соответствующим способом. Для определения паров бензина служит тот же термохимический газоанализатор.

Зарегистрированное число импульсов на панели отставания будет соответствовать полному циклу циркуляции буровой жидкости от устья до забоя по трубам и от забоя к устью скважины по затрубному пространству.

Для определения величины отставания буровой жидкости, выраженной в импульсах ($P_{от}$), необходимо из общего числа импульсов (P) вычесть число импульсов, соответствующее прокачке буровой жидкости внутри буровых труб ($P_{б.т}$).

Пользуясь табл. 60, вычисляют внутренний объем буровых труб, для чего взятый из табл. 60 объем 1 м буровых труб умножают на глубину скважины в метрах.

Далее определяют число импульсов, необходимое для прокачки буровой жидкости через весь внутренний объем буровых труб; вычисленный объем буровых труб в литрах делят на среднее значение каждого импульса (устанавливаемое экспериментальным путем).

Внутренний объем 1 пог. м бурильных труб в литрах

Диаметр трубы, дюймы	Тип трубы		
	легкая	средняя	тяжелая
3	4,737	4,287	3,835
4	8,005	7,585	7,129
5	12,522	11,934	11,360
6	18,208	17,498	16,801
7	24,609	—	—
8	31,119	—	—

Искомую величину отставания буровой жидкости (в импульсах) находят из формулы

$$P_{от} = P - P_{б.т.}$$

К вычисленной величине отставания буровой жидкости $P_{от}$ следует прибавить еще время движения газозвоздушной смеси от дегазатора к анализатору, выраженное также в импульсах.

Время движения газовой смеси от дегазатора к анализатору определяют следующим образом. К месту присоединения газозвоздушной линии к дегазатору подносят ватку, смоченную бензином; в этот же момент записывают показания счетчика импульсов «отставания». Когда стрелка микроамперметра резко отклонится (пары бензина дошли до газоанализатора), регистрируют показания счетчика импульсов. Разницу этих двух регистраций прибавляют к общей величине импульсов «отставания» ($P_{от}$). Учитывая полученные данные, устанавливают два счетчика с таким расчетом, чтобы показания второго счетчика превышали показания первого на величину «отставания». Газопоказания регистрируются с учетом данных «отставания» буровой жидкости.

В тех случаях, когда описанным методом пользоваться нельзя, рекомендуется применять метод подсчета отставания по времени или метод расчета.

Этот метод отличается от предыдущего тем, что после ввода индикатора в бурильные трубы замечают время начала циркуляции буровой жидкости и время выхода индикатора на дневную поверхность. Затем определяют время, необходимое для прохождения буровой жидкости от устья скважины через бурильные трубы к забою. По разности этих двух замеров определяют время продвижения раствора в затрубном пространстве.

Для указанных измерений и вычислений, а также для расчетного способа пользуются табл. 60 и 61; при этом принимают во внимание тип и диаметр примененных труб и высоту уровня буровой жидкости над трапецией ГрозНИИ. При помощи табл. 60

можно вычислить время заполнения 1 пог. м бурильных труб. Полученное значение (в минутах) умножают на всю глубину скважины и вычитают из общего времени полного цикла циркуляции буровой жидкости от устья до забоя скважины и обратно к устью. Эта величина и есть отставание буровой жидкости, выраженное во времени.

К времени отставания буровой жидкости необходимо прибавить еще время запаздывания газозвоздушной смеси при ее продвижении от дегазатора к анализатору, определяемое описанным выше способом. Знание времени отставания буровой жидкости и скорость проходки позволяет относить те или иные газопоказания к соответствующим глубинам скважины.

Таблица 61

Объем 1 пог. м затрубного пространства скважины, выраженный в литрах

Диаметр колонны или скважины, дюймы		Диаметр бурильных труб, дюймы				
		4	5	6	7	8
Обсадная колонна	5	3,0	—	—	—	—
	6	7,4	2,0	—	—	—
	7	13,8	8,4	1,8	—	—
	8	21,2	15,7	9,2	—	—
	9	29,9	24,4	17,9	10,6	—
	10	40,0	34,6	28,0	20,8	12,6
	11	50,9	45,5	35,9	31,7	23,4
	12	62,3	56,9	50,3	43,1	34,9
	13	75,3	69,9	63,3	56,1	47,8
	14	88,2	82,7	76,2	69,0	60,7
	16	117,3	111,9	105,3	98,1	89,9
18	150,9	145,5	139,0	131,7	123,5	
20	190,0	184,6	178,1	170,8	162,6	
Скважина (долото)	5 ^{3/4}	6,5	—	—	—	—
	6 ^{3/4}	12,8	—	—	—	—
	7 ^{3/4}	20,2	—	—	—	—
	8 ^{3/4}	28,6	—	—	—	—
	9 ^{3/4}	37,9	32,5	—	—	—
	10 ^{3/4}	48,3	42,9	36,3	29,1	20,9
	11 ^{3/4}	59,7	54,3	47,7	40,5	32,3
	12 ^{3/4}	72,1	66,7	60,2	52,9	44,7
	13 ^{3/4}	85,6	80,1	73,6	66,4	58,1
	14 ^{3/4}	100,0	94,6	88,0	80,8	72,6
15 ^{3/4}	115,5	110,0	103,5	96,3	88,0	
17 ^{3/4}	149,4	144,0	137,4	130,0	122,0	

Глубиномер

В процессе проведения газового каротажа в момент отбора пробы газа и его анализа замеряют глубину скважины. Эти данные необходимы для определения отставания буровой жидкости.

Учитывая последнее, осуществляют привязку газопоказаний к истинным глубинам скважины.

Возникающие погрешности часто объясняются несовершенством методики вычисления отставания буровой жидкости.

Однако практика показывает, что ошибка в определении отставания буровой жидкости не превышает $\pm 0,5-1$ м при глубинах скважины 1000 м.

Смещения газопоказаний относительно истинных глубин их проявления, доходящие иногда до 5—10 м при глубинах 1000 м, объясняются главным образом неправильными определениями глубин скважины, вызванными проскальзыванием тросика, его обрывами и расфазировкой сельсинов.

В связи с этим большое значение приобретает методика определения глубин скважин в процессе проведения газового каротажа. Применяемый для этих целей на станциях глубиномер состоит из датчика глубиномера, панели глубины и выключателя «мертвого конца». Датчик глубиномера состоит из сельсина и системы блоков, которые крепятся на верху вышки у кранблока. Работа глубиномера осуществляется следующим образом. Перемещение бурового инструмента приводит в движение шкив сельсин-датчика. Направление движения шкива определяется спуском или подъемом бурового инструмента. Передвижение шкива на сельсин-датчике вызывает при помощи пятижильного кабеля соответствующее перемещение шкива на сельсин-приемнике, который непосредственно связан со счетчиками панели глубиномера.

Во время подъема инструмента при помощи дифференциала, связанного с сельсин-приемником, осуществляется вращение вала счетчика, а шестерня привода счетчика блокируется с тормозным соленоидом до возврата счетчика на нуль.

Включается панель глубин при помощи двух электрических проводов, присоединяющихся к распределительному щиту станций.

Когда буровой инструмент находится в подвешенном состоянии, «мертвый конец» буровой лебедки натягивается и рессора выпрямляется. В этом случае контакты микровыключателя замыкаются и питание подается на катушку электромагнитного механизма; при этом якорь электромагнита на панели глубин перемещается к сельсину и соединяет механизм панели глубин с валом ротора сельсина.

Когда трос буровой лебедки разгружается от тяжести инструмента, рессора выключателя «мертвого конца» сгибается, переводит подвижной контакт микровыключателя и замыкает его контактом, соединенным с обмоткой электромагнита. В этом случае якорь электромагнита перемещается в сторону, разъединяя механизм панели глубин от сельсин-приемника.

Для повышения точности определения глубины скважин разработан и принят к внедрению глубиномер с лебедкой. Схема глубиномера приведена на рис. 51.

Глубиномер устанавливается на станции. Посредством стального тросика 1 перемещение талевого блока (а следовательно, и инструмента) передается барабану 2, соединенному с дифференциалом 3, который приводит в движение или счетчик глубины 4, или счетчик подъема 5. При холостых ходах талевого блока вследствие слабого натяжения «мертвого конца» талевого каната счетчики автоматически отсоединяются от барабана посредством описываемого ниже устройства. Так как счетчик 4 показывает лишь перемещение нагруженного талевого блока, то в каждый данный момент по счетчику глубины отсчитывают длину колонны бурильных труб, находящихся в скважине.

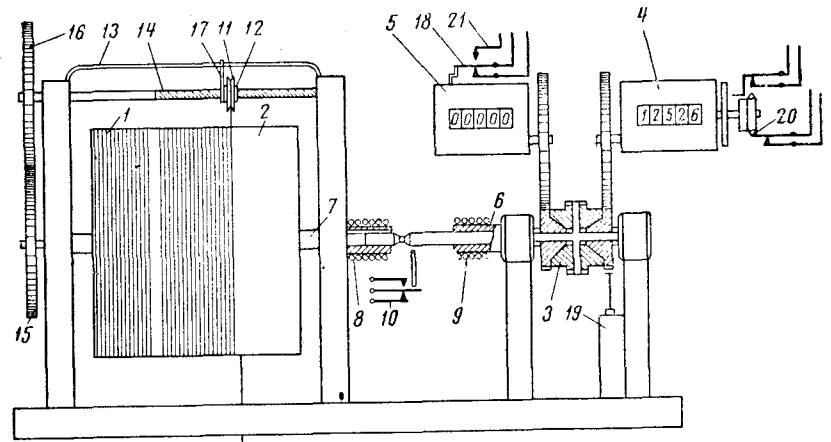


Рис. 51. Общая схема глубиномера.

При подъеме нагруженного талевого блока (когда на счетчике подъема появляются показания) при помощи специального кулачка на барабане счетчика подъема выключатель 18 замыкает цепь соленоида тормозного устройства 19, которое закрывает счетчик бурения 4. После этого вращение дифференциала передается только счетчику подъема 5. Одновременно выключатель 21 разрывает цепь питания моторчика прибора времени бурения. Когда показания счетчика подъема сбрасываются до нуля (при обратном движении талевого устройства) и счетчик бурения получает свободу движения, тогда выключатель 21 замыкает цепь моторчика прибора времени бурения. Счетчик подъема при установке на нуль доходит до упора, который препятствует его движению за нуль.

В процессе перемещения нагруженного талевого блока, т. е. в процессе бурения или спуска инструмента, вал 6 сцеплен с валом 7. Вал 6 на конце пустотелый, вал 7 также пустотелый на конце и имеет внутри продольный паз. Движение сердечника влево

и вправо вызывается пропуском тока через соленоиды 8 и 9. Соленоиды находятся на пустотелых концах левого и правого валов. Причем как тот, так и другой вал свободно вращаются в обмотках своих соленоидов. Включение цепи соленоидов осуществляется при помощи специального выключателя, устанавливаемого на «мертвом конце» талевого каната. Выключатель «мертвого конца» представляет собой стальную шину (наподобие рессоры), которая расправляется при значительном натяжении каната и производит замыкание цепи обмотки правого соленоида 9. Уменьшение натяжения каната вызывает возвращение шины в первоначальное положение, при этом замыкается цепь левого соленоида 8. Выключатель «мертвого конца» регулируется таким образом, что включение соленоида 9, осуществляющего сцепление вала 6 с валом барабана 7, происходит на таях лишь при весе, превышающем вес одной квадратной штанги и одной трубы.

При производстве наращивания инструмента, а также при холостых прогонах талевого блока барабан 2 вращается вхолостую.

Микровыключатель двойного действия 10 служит для размыкания цепи каждого соленоида после его срабатывания (в целях экономии электроэнергии).

Необходимым условием правильности показаний счетчика является сматывание тросика 1 на барабане в один ряд. Это обеспечивается применением направляющего ролика 11, вращающегося на гайке 12, которая перемещается вдоль направляющей планки 13 посредством винта 14. Винт 14 приводится в действие от барабана системой шестерен (15 — ведущая, 16 — ведомая). При передаточном числе между барабаном и винтом 14, равным 1 : 1, шаг винта должен быть равен (или несколько больше) диаметру тросика.

Вилка 17 служит для того, чтобы гайка 12 не поворачивалась с вращением винта 14, а перемещалась параллельно оси барабана для укладки на нем тросика.

На валу счетчика бурения 4 установлен ролик с кулачком 20, назначение которого через 25 см проходки посылать импульсы на счетчик глубины, установленный в станции.

Для устранения ложных импульсов в электрической схеме датчика глубиномера имеется специальное реле.

Для непрерывного наблюдения за углублением долота в станции установили дополнительный электроизмерительный прибор, связанный с реостатом 6 на валу счетчика бурения.

В процессе работы датчика с закрепленным тросом было установлено, что замеры длин бурильных труб во время спуска и подъема инструмента различаются между собой. Разность между глубиной, измеренной при подъеме, и глубиной, замеренной мерной лентой, составляет приблизительно 0,5%.

Причины отклонений заключаются в различном натяжении троса при спуске и подъеме инструмента, поскольку влияние дру-

гих факторов (деформация вышки, опускание ротора), вызываемых весом колонны, не отражается на этом процессе.

Указанные расхождения в результатах замеров, разумеется, имеют место и при обычной системе глубиномера с фракционным зацеплением троса и шкива сельсин-мотора. Однако в этом случае решающими являются погрешности, вызываемые проскальзыванием троса.

Поскольку отклонения для датчика с закрепленным тросом имеют закономерный характер, необходимо вводить поправки в замеренные глубины, что равносильно введению постоянных коэффициентов (различных для спуска и подъема).

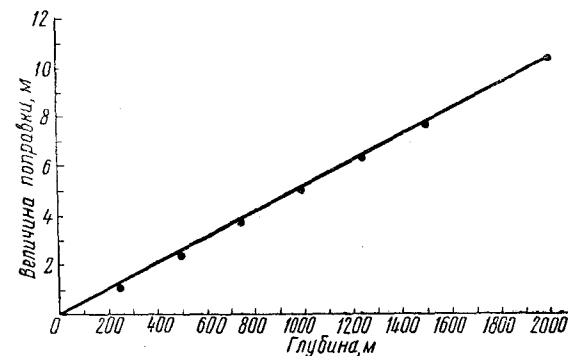


Рис. 52. График искажений замеров глубин.

График, приведенный на рис. 52, показывает, что величина поправок закономерно возрастает при увеличении замеренной глубины и что расхождения результатов, полученных по глубиномеру (с введением поправок), с данными замера (мерной) лентой не превышают 0,5 м на 1000 м глубины.

В величину поправки входит влияние и других факторов (кроме указанного выше), от которых в той или иной степени могут зависеть результаты замера, в частности неточности изготовления барабана лебедки или отклонения в диаметре выбранного мерного троса.

Определение коэффициента для введения поправки в результаты замеров осуществляется следующим образом.

При достаточно большой глубине скважины (1000—2000 м) тщательно замеряют длину бурильных труб глубиномером и мерной лентой.

По данным измерений на миллиметровой бумаге строят график. Длину бурильных труб (показанную на счетчике) откладывают по оси абсцисс в масштабе 1 см = 1000 м. Разность между глубиной по счетчику и глубиной, замеренной мерной лентой (максимальной глубиной), откладывают по оси ординат в масштабе

1 см = 1 м. Прямая линия, соединяющая найденную точку с началом координат, выражает зависимость изменения величины поправки в функции глубины, получаемой на счетчике.

Наличие описанного графика (вернее, двух графиков: отдельно для спуска и подъема) позволяет при проведении спуска или подъема инструмента легко находить глубину скважины с устранением искажающего влияния указанных выше различных факторов.

При изменении диаметра барабана лебедки или диаметра мерного троса необходимо провести контрольный замер длины бурильных труб для исправления калибровочного графика.

Последнее можно рассчитать, исходя из следующей зависимости:

$$\frac{\pi}{4} (D + \alpha) = \frac{1000}{3},$$

где D — диаметр барабана лебедки; α — диаметр мерного троса; $\frac{1000}{3}$ — длина одного витка троса на барабане лебедки в мм.

С учетом этих поправок величина погрешности на 1000 м не превышала 0,5 м, что видно из табл. 62.

Таблица 62

Результаты замера глубины скважины при спуске инструмента

Длина труб по глубиномеру, м	Длина труб, замеренная мерной лентой, м	Величина расхождения, м
229,4	231,2	-1,8
473,7	473,9	-0,2
714,6	714,5	+0,1
956,0	955,7	+0,3
1199,5	1199,0	+0,5
1442,5	1442,0	+0,5
1685,2	1685,0	+0,2
1733,4	1733,4	0

Расходомер

Для привязки газопоказаний к истинным глубинам необходимо применять расходомер буровой жидкости¹.

Расходомер состоит из трапеции и датчика отставания (рис. 53).

¹ Этот метод далеко не точен, однако в настоящее время нет, к сожалению, более точного отработанного метода.

Трапеция ГрозНИИ. При газокаротажных работах трапеция ГрозНИИ предназначена для замера в желобе скважины объемной скорости промывочной жидкости. Трапеция представляет собой металлическую перегородку, устанавливаемую в желобе с трапециoidalным вырезом. Форма трапеции, через которую проходит буровая жидкость, подобрана так, что уровень буровой жидкости перед порогом трапеции находится в прямой зависимости от объемной скорости ее движения. Трапецию устанавливают в конце желоба, где он имеет минимальный уклон, и тщательно крепят. Между стенками трапеции и желоба не должен проходить раствор.

Высота уровня буровой жидкости над порогом трапеции измеряется линейкой с миллиметровым делением на расстоянии 500—700 мм перед трапецией. По данным этих замеров при помощи специальных таблиц вычисляют объемную скорость движения буровой жидкости. Во избежание искажений замеров истинной высоты буровой жидкости, которые могут вызвать погрешности в расчетах ее объемной скорости, необходимо периодически очищать желоб от шлама у трапеции.

Датчики расходомера представлены редукторами, передающими движение поплавка к движку переменного сопротивления. Поплавки датчика расходомера плавают на поверхности буровой жидкости. Перемещение поплавка, связанное с изменением уровня буровой жидкости, вызывает поворот оси датчика до 20° от минимального уровня до максимального. Изменение сопротивлений влечет за собой соответствующие изменения частоты релаксации генератора на неоновой лампе, установленного на панели отставания (рис. 54).

Регистрируемое счетчиками число импульсов релаксационного генератора позволяет определять объем вытекающей из скважины буровой жидкости, который необходимо знать для привязки газопоказаний к глубине.

Панель отставания подсоединяется к распределительному щиту станции. В свою очередь панель отставания соединяется с датчиками, а также с выключателем циркуляции. Включение этой системы контролируется сигнальной лампой. Описанная панель питается переменным током напряжением 110 в.

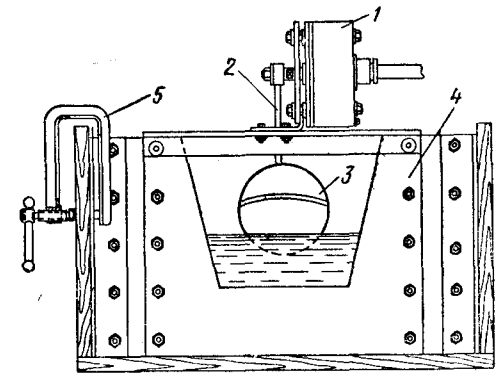


Рис. 53. Расходомер и датчик отставания. 1 — датчик отставания; 2 — рычаг поплавка; 3 — поплавок; 4 — трапеция ГрозНИИ; 5 — струбцина.

Для калибровки релаксационного генератора на панели устанавливается секундомер, по которому записывают время и отсчитывают число импульсов.

Релаксационный генератор питается от трансформатора и селеновых выпрямителей *BC1* и *BC2* с электрическим конденсатором *С1*, а для стабилизации напряжения питания применяется газовый стабилизатор *Л1* и сопротивление *R1* (см. рис. 49).

Для выключения циркуляции имеется пластина, установленная на дегазаторе, для замыкания и размыкания цепи на панели

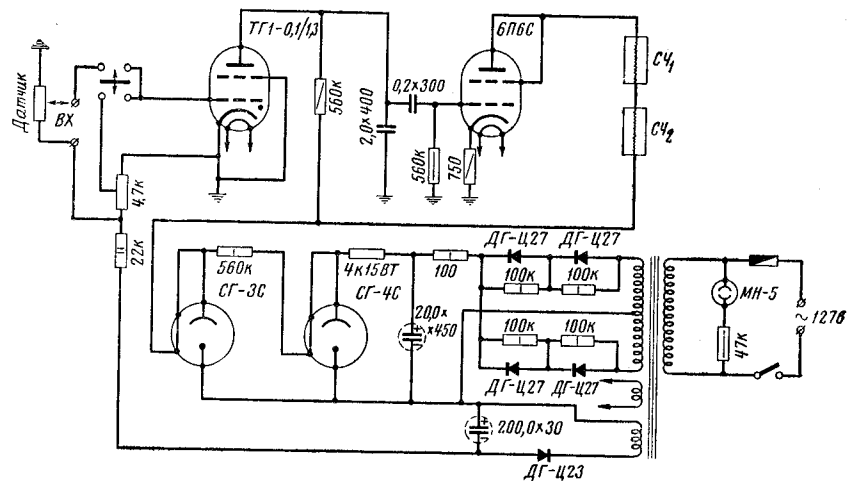


Рис. 54. Схема релаксационного генератора.

отставания через сопротивление датчиков расходомера. В том случае, когда начинается циркуляция буровой жидкости, пластина выключателя замыкает цепь конденсатора, а при прекращении циркуляции размыкает.

Существующая в настоящее время на станциях ГКС-3 панель отставания представляет собой релаксационный генератор на неоновой лампе. Частота релаксации такого генератора зависит от величины зарядного сопротивления, находящегося в корпусе датчика уровня бурового раствора.

Однако зависимость частоты генератора от угла поворота движка переменного сопротивления нелинейна, что сказывается на измерении объема циркулирующего в скважине раствора.

В настоящее время разработана новая схема панели отставания, которая представляет собой генератор на тиратроне. Генератор работает с постоянной зарядной емкостью и сопротивлением. Изменение частоты осуществляется путем изменения отрицательного смещения на управляющей сетке тиратрона. Кроме того, в новой схеме панели отставания вместо обычного реле при-

менена электронная лампа, работающая в релейном режиме. Для генератора была подобрана частотная характеристика, обратная по отношению к графику расхода бурового раствора для тралеции ГрозНИИ. Такой подбор характеристики позволяет получить линейную зависимость между показаниями счетчиков отставания и расходом бурового раствора.

Преимущества новой схемы по сравнению с релаксационным генератором на неоновой лампе следующие: значительно больший диапазон частот, который можно регулировать; линейность показаний счетчиков в зависимости от расхода бурового раствора; отсутствует реле; низкие управляющие напряжения.

Изготовленный образец прибора был всесторонне испытан. Результаты измерений характеристики прибора при различных тиратронах и при напряжении питания 127 в сведены в табл. 63.

Таблица 63

Характеристика прибора

Градуировка тиратрона	1		2		3		4		5	
	мл/млн	гг	мл/млн	гг	мл/млн	гг	мл/млн	гг	мл/млн	гг
0	25	0,42	60	1,00	39	0,65	90	1,50	38	0,63
20	25	0,80	66	1,10	42	0,70	95	1,58	42	0,70
40	48	0,80	89	1,48	60	1,00	177	1,95	66	1,10
60	71	1,18	109	1,80	80	1,335	140	2,315	88	1,47
80	95	1,58	130	2,17	100	1,67	160	2,67	113	1,885
100	116	1,93	153	2,55	121	2,20	183	3,05	140	2,34
120	145	2,42	179	2,98	147	2,45	208	3,47	178	2,97
140	178	2,97	206	3,44	178	2,97	233	3,88	226	3,77
160	216	3,60	232	3,87	202	3,37	258	4,30	257	4,28
180	256	4,27	260	4,33	234	3,90	279	4,65	288	4,80
200	314	5,23	282	4,70	264	4,40	300	5,00	323	5,38
220	348	5,80	301	5,02	275	4,75	316	5,27	366	6,01
240	350	5,8 4	317	5,28	302	5,03	332	5,54	423	7,05
260	400	6,6 7	334	5,47	317	5,28	344	5,73	410	6,84

Характеристика прибора при замене тиратронов не остается неизменной, но характер ее в основном выдерживается. Поэтому необходимо лишь дополнительно проградуировать прибор. Кроме того, при этом частота характеристики прибора не изменяется. Замена стабилвольта также не оказывает влияния на характеристику прибора.

прибора приведена на рис. 57. Этот прибор действует следующим образом: свет ртутной лампы направляется через светофильтр УФС-4 и линзу Л1 на исследуемый объект. Светофильтр УФС-4 пропускает только ультрафиолетовые лучи (линию 365 мк).

Если исследуют спектральный состав люминесцентного излучения, то свет люминесценции сначала разлагают в спектр монохроматором, а затем отдельные участки спектра попадают на фотоумножитель, где преобразуются в электрические сигналы, поступающие в предусилитель, а затем в усилитель. Синхронный детектор преобразует сигнал частотой 100 гц в постоянный ток, который измеряют стрелочным микроамперметром. В установке имеются три блока питания: блок питания фотоумножителя (ФЭУ), блок питания усилителя и синхронного детектора и блок питания ртутной лампы.

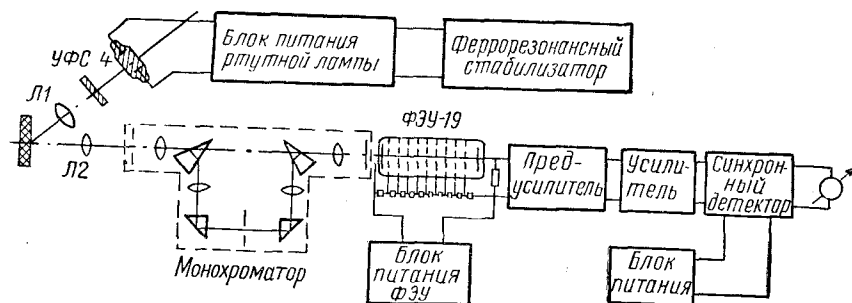


Рис. 57. Схема лабораторной установки, применяемой для изучения люминесценции.

Когда измеряют интегральную интенсивность люминесценции, вместо монохроматора перед фотоиндикатором помещают светофильтры СЗС-10, не пропускающие в фотоиндикатор рассеянный свет лампы (ультрафиолетовые и красные лучи, которые тоже частично пропускаются светофильтром УФС-4).

Интегральную интенсивность люминесценции можно измерять как фотоумножителем, так и фотоспротивлением, в то время как для спектральных измерений в данной установке пригоден только фотоумножитель. Существенной особенностью этой схемы является наличие эталона, позволяющего исключать ошибки, связанные с нестабильностью светового потока возбуждающей лампы и чувствительности фотокатода. После одного замера, периодически повторяемого, точно определяют истинную чувствительность всего фотометра в целом.

В настоящее время проведение люминесцентно-битуминологических исследований в газовом каротаже сводится к эпизодическому отбору проб бурового раствора и шлама и визуальному просмотру их в ультрафиолетовых лучах люминоскопа с горелкой

ПРК-4 без каких-либо количественных определений. Такая упрощенная методика, конечно, не может дать четких результатов, и поэтому данные, полученные при люминесцентном анализе, трудно использовать при интерпретации газокаротажных материалов. Для уточнения чувствительности применяемого люминоскопа, а также изучения особенностей люминесцентного анализа глинистого раствора были исследованы люминесцентные свечения нефтей, присутствующих в глинистых растворах и в воде, а также растворы нефтей в хлороформе. Всего было составлено и исследовано 150 смесей бурового раствора с эмбенскими и бугурусанскими нефтями. Растворы приготавливались удельных весов 1, 1, 1, 2, 1,4. Интенсивность люминесценции в буровых растворах, содержащих нефть, измерялась визуально при помощи люминоскопа станции ГКС-3 и на фотометре.

При проведении замеров нефть тщательно перемешивалась с буровым раствором.

Как показали исследования, чувствительность применяемого люминоскопа с горелкой ПРК-4 при визуальном просмотре проб бурового раствора, содержащего нефть, лежит в пределах 0,01—0,005 %.

Присутствие таких количеств нефти в буровом растворе при ультрафиолетовом облучении возможно обнаружить лишь по единичным точкам, находящимся на поверхности раствора. С увеличением содержания нефти на поверхности бурового раствора появляются уже не отдельные люминесцирующие точки, а пятна и пленки. Дать количественную оценку содержания нефти в буровом растворе при визуальном просмотре отдельных проб не представляется возможным. Судить о качестве нефти, присутствующей в буровом растворе, можно весьма приближенно.

Буровые растворы, содержащие нефть с большим количеством масел, обладают следующими цветами люминесценции: белым, серым, голубым и желтым; буровые растворы, содержащие нефть с повышенным количеством смол и асфальтенов, характеризуются в ультрафиолетовых лучах темными цветовыми тонами люминесценции (коричневыми).

Между интенсивностью люминесценции, замеренной на фотометре, и содержанием нефти в буровом растворе зависимости не наблюдается. Так, например, интенсивность люминесценции бурового раствора, содержащего различные количества нефти, в большинстве проб была получена одинаковой. Проведенные работы показали, что фотометр может быть использован только для определения битума в экстракте и не годится для бурового раствора. Для того чтобы использовать данный фотометр, битум из бурового раствора должен быть предварительно экстрагирован каким-либо органическим растворителем.

Для повышения чувствительности метода, а также количественной и качественной оценки анализируемых образцов применяется хлороформ. С этой целью пробу бурового раствора, в которой при

визуальном просмотре был обнаружен люминесцентный эффект, заливают хлороформом. Хлороформенный экстракт сливают в чистую пробирку, а затем методом подбора с эталонами определяют содержание нефти в растворе. Чтобы проверить описанную методику, составленные смеси бурового раствора с нефтью обрабатывались хлороформом, а затем хлороформенные экстракты анализировались при помощи люминескопа станции ГКС-3 и на фотометре.

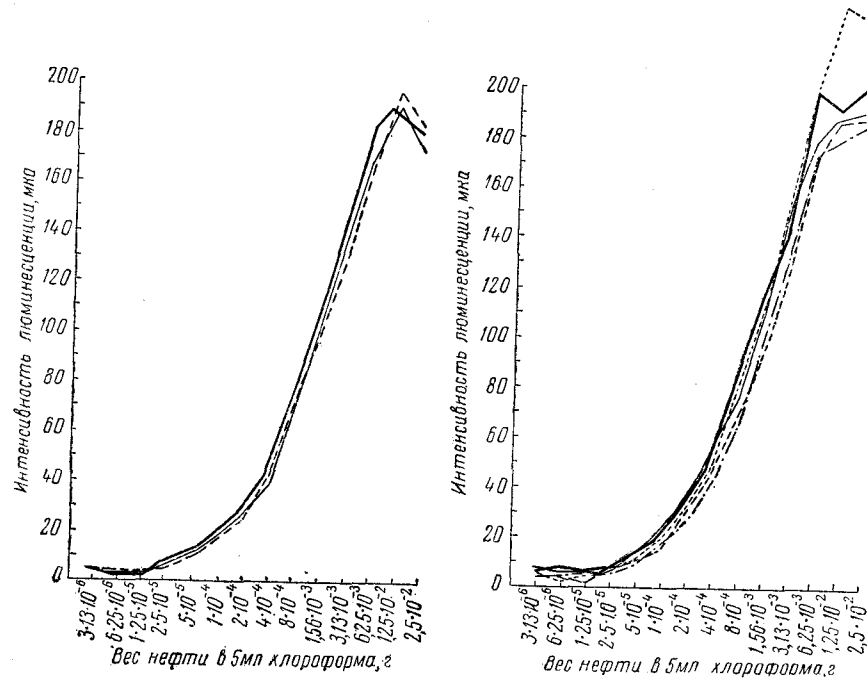


Рис. 58. Графики зависимости интенсивности люминесценции от содержания нефти в хлороформе.

В первом случае в ультрафиолетовых лучах люминескопа и на фотометре просматривались хлороформенные экстракты, полученные из смесей, составленных в небольшом объеме ($10-50 \text{ см}^3$), причем облучался весь образец. Результаты исследований даны на рис. 58. Как видно из графика, интенсивность люминесценции, замеренная визуально и фотометрически, пропорциональна количественному содержанию нефти в буровом растворе. Изломы кривой, полученной при работе с фотометром, объясняются неоднородностью стекла, из которого сделана пробирка, и другими причинами.

Во втором случае в ультрафиолетовых лучах на люминескопе станции и на фотометре просматривались отдельные пробы, отоб-

ранные из смеси буровых растворов с нефтью, составленных в более значительных емкостях ($1000-2000 \text{ см}^3$). Результаты этих исследований приведены на рис. 59 и 60.

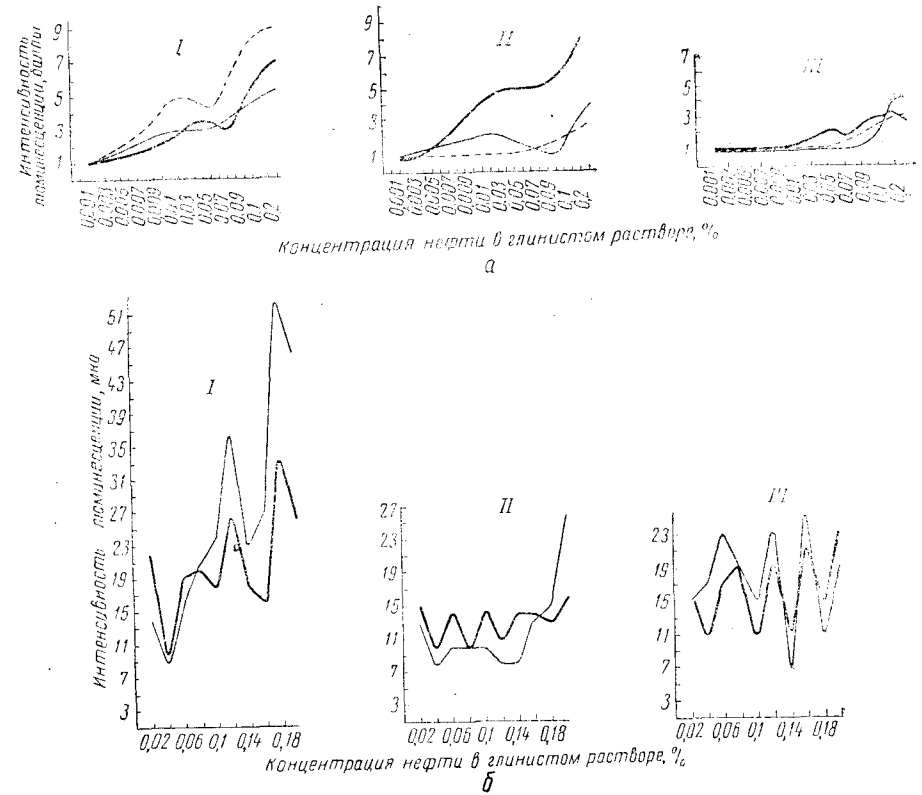


Рис. 59. Зависимость интенсивности люминесценции от содержания нефти в глинистом растворе.

а — кривые, полученные на люминескопе с горелкой ПРК-1; б — кривые, полученные фотометром.
Образцы нефти взяты разных удельных весов: I — 0,918; II — 0,840; III — 0,777.

На графиках можно отметить общую тенденцию к возрастанию люминесцентного эффекта по мере увеличения концентрации нефти в растворе. Однако по ряду точек такая зависимость не наблюдается, что можно объяснить неравномерным распределением нефти в растворе. В связи с этим при исследовании бурового раствора необходимо тщательно перемешивать его.

Во избежание работы с хлороформом была сделана попытка применить при извлечении нефти из бурового раствора горячую воду. С этой целью пробу глинистого раствора, содержащую нефть, заливали водой, имеющей температуру $50-70^\circ$, тщательно пере-

мешивали, затем воду сливали в чистую пробирку и просматривали в ультрафиолетовых лучах люминескопа и на фотометре Р. М. Кондратьева.

Как показали наблюдения, уменьшение вязкости бурового раствора при добавлении воды создает в ультрафиолетовых лучах люминескопа более яркий люминесцентный эффект, поскольку нефть всплывает на поверхность воды; отдельные люминесцирующие точки, которые наблюдались в неразбавленном буровом растворе, исчезают.

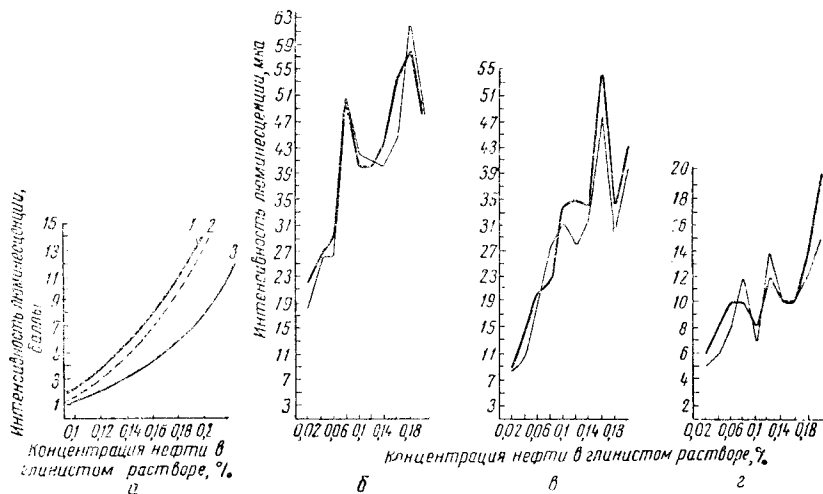


Рис. 60. Зависимость интенсивности люминесценции от содержания нефти в глинистом растворе.

а — кривые, полученные на люминескопе с горелкой ПРК-4, для образцов нефтей разных удельных весов: 1 — 0,918; 2 — 0,840; 3 — 0,777; б, в, г — кривые, полученные на фотометре для образцов нефтей разных удельных весов: б — 0,918, в — 0,840, г — 0,777.

Дать количественную оценку нефти, присутствующей в буровом растворе, не представляется возможным, поскольку часть ее оседает на стенках пробирки и при сопоставлении проб между собой очень трудно выделить, в какой из них нефти больше. О качестве нефти, присутствующей в глинистом растворе, можно приближенно судить по различным цветам люминесценции, характерным для разных нефтей.

Исследования, проведенные на фотометре Р. М. Кондратьева, показали, что определить количество нефти, содержащейся в воде, так же как и в глинистом растворе, не представляется возможным, поскольку нефть всплывает на поверхность воды.

Для измерения интенсивности люминесценции воды, содержащей нефть, необходимо ее экстрагировать хлороформом.

При проведении люминесцентного анализа глинистого раствора необходимо иметь в виду, что в буровой раствор, кроме

нефти из выбуренной породы, могут попасть как смазочные масла, используемые при бурении, так и нефти, закачиваемые в скважину в целях предотвращения аварий. В этих случаях рекомендуется производить эталонирование смазочных материалов при помощи капиллярного анализа.

Исследование шлама, отбираемого из желоба, также имеет свои недостатки, так как шлам невозможно привязать достаточно точно к определенному интервалу, а песчаные коллекторы обычно при отборе шлама дают только незначительную часть своего материала, потому что мелкие частицы уносятся.

Для устранения этих недостатков необходимо прежде всего удалять воду из проб глинистого раствора.

При такой методике из глинистого раствора получается небольшой плотный, компактный образец, на котором адсорбируется битум, находившийся в глинистом растворе.

Чувствительность метода повышается при этом в несколько раз в зависимости от удельного веса бурового раствора.

Эта методика сводится к следующему: глинистый раствор помещают в сосуд с широкой поверхностью емкостью 25 см³, в котором он отстаивается в течение нескольких дней до полного испарения из него воды. Плотный образец, полученный после высушивания, просматривается в ультрафиолетовых лучах люминескопа.

Из данных измерений видно, что битум, находившийся ранее в глинистом растворе, при переводе в обезвоженный образец может быть количественно определен путем сравнения с эталонной коллекцией, представляющей собой плотные образцы, полученные после высушивания глинистого раствора с содержанием точно известных концентраций нефти.

Для увеличения чувствительности люминесцентного обнаружения на исследуемый образец наносят каплю хлороформа.

При работе описанным методом получают хорошую воспроизводимость анализов, что не наблюдается при работе с глинистым раствором, в котором битум распределен неравномерно и при применяемом в газовом каротаже методе исследований может быть не обнаружен. Указанный метод, кроме того, позволяет в процессе бурения отбирать обезвоженные образцы по всему разрезу без анализа, а затем сразу в лабораторных условиях просмотреть весь разрез скважины и получить как количественную, так и качественную характеристику распределения битума в породе. Это значительно повысит качество исследований и четкость отбивки продуктивных горизонтов. Для ускорения процесса высушивания глинистого раствора можно использовать явление электрофореза.

Таким образом, рассмотренный выше материал показал, что, как и в газовом каротаже, где о перспективности отдельных интервалов геологического разреза можно судить по результатам качественного и количественного анализов газов, так и при про-

ведении люминесцентно-битуминологического анализа необходимо установить количественное содержание и качественный состав битума.

При отсутствии аппаратуры, которая могла бы производить непосредственно на скважине детальный анализ битума, необходимо сохранить по всему разрезу скважины методику визуального просмотра глинистого раствора с последующим обезвоживанием этих же образцов. Образцы глинистого раствора после удаления из них воды исследуются непосредственно в станции капельным методом, позволяющим получить приближенно качественную характеристику и количественное содержание битума. В случае, если в исследуемом образце была обнаружена повышенная битуминозность, из части измельченного образца делается вытяжка с последующим эталонным и капиллярным анализом.

Результаты анализа обезвоженных образцов глинистого раствора при совместном рассмотрении с данными газового каротажа могут значительно помочь в расшифровке газокаротажных диаграмм.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ГАЗОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ АГКС-58

В описанной выше полуавтоматической газокаротажной станции ГКС-3 и ряде узлов, входящих в ее комплект (см. рис. 48), не устранены существенные недостатки, которые в определенных геологических условиях ограничивают возможности метода.

Прежде всего регистрация газокаротажных данных ведется оператором на станции ГКС-3 вручную. Отсутствие автоматизированной записи основных параметров газового каротажа иногда снижает качество получаемых результатов, потому что данные газового каротажа нельзя воспроизвести и проверить качество выполненных оператором работ практически невозможно.

Пробы газа для его отдельного анализа в интервалах повышенной по данным электрического анализатора газонасыщенности отбираются вручную; процесс анализа полностью не автоматизирован.

Привязка газопоказаний к истинным глубинам осуществляют при помощи индикаторов и соответствующих расчетов.

Люминесцентный каротаж проводится периодически путем отбора образцов раствора с последующим исследованием на содержание в нем жидких и твердых углеводородов.

Механический каротаж не ведется.

Для устранения отмеченных недостатков и осуществления непрерывной и автоматической регистрации основных газокаротажных параметров в лаборатории газового каротажа ВНИИГеофизики была разработана и испытана новая модернизированная станция АГКС-58. Проведенные испытания показали положитель-

ные результаты, и станция была принята для разработки соответствующей технической документации.

Все узлы взаимосвязаны, и их результаты автоматически записываются электронным самописцем МР-1 на ленте. Газопоказания при помощи запоминающего устройства регистрируются прямо в масштабе глубин с учетом отставания буровой жидкости. Эти узлы разработаны с таким расчетом, чтобы в полевых условиях без переделки каркасов панелей они могли быть установлены в станции вместо старых, устаревших.

Общая электрическая схема взаимосвязи узлов модернизированной станции с автоматической регистрацией основных параметров газового каротажа приведена на рис. 61.

Эта станция в отличие от полуавтоматической станции ГКС-3 укомплектована следующими устройствами: автоматическим хроматографическим газоанализатором ГСТ-5А, регистратором времени бурения, панелью отставания, люминескопом непрерывного действия, помещенным в желобе.

Запись газопоказаний осуществляется при помощи электронного самописца МР-1. Диаграмма фиксируется в масштабе глубин с автоматическим введением поправки на отставание бурового раствора. Для этой цели при углублении инструмента на $\frac{1}{4}$ м от глубиномера подается импульс на перфоратор запоминающего устройства прибора привязки. Запоминающее устройство включает в себя систему направляющих роликов, через которые со скоростью, пропорциональной расходу бурового раствора, протягивается бумажная лента.

При подаче импульса на перфоратор последний пробивает отверстие в бумажной ленте.

Запись газопоказания проводится по истечении времени отставания, когда отверстие на ленте подойдет к токосъемному контакту и будет подан импульс на самописец. Таким образом, газопоказания фиксируются в масштабе глубин (через $\frac{1}{4}$ м проходки) и с учетом поправки на отставание бурового раствора.

В зонах повышенных газопоказаний осуществляются непрерывный автоматический отбор проб газа и компонентный анализ этих проб. Регистрация продолжительности бурения заданного интервала производится на ленте, протягиваемой в соответствующем масштабе пропорционально углублению скважины. Протяжка ленты осуществляется путем подачи импульсов от глубиномера на храповой механизм. Вдоль оси валика, по образующей цилиндра, передвигается каретка, которая приводится в движение посредством капроновой нити от мотора. При подаче очередного импульса каретка возвращается в исходное положение. Кроме того, осуществлена автоматическая регулировка величины вакуума в системе, что обеспечивает постоянство скорости потока газозавоздушной смеси через газоанализатор и, следовательно, постоянство режима работы газоанализатора.

Описание наиболее существенных узлов станции АГКС-58

Блок-схема станции приведена на рис. 61.

Дегазатор. Применяемый поплавковый дегазатор дает возможность обнаружить наличие горючих газов в буровом рас-

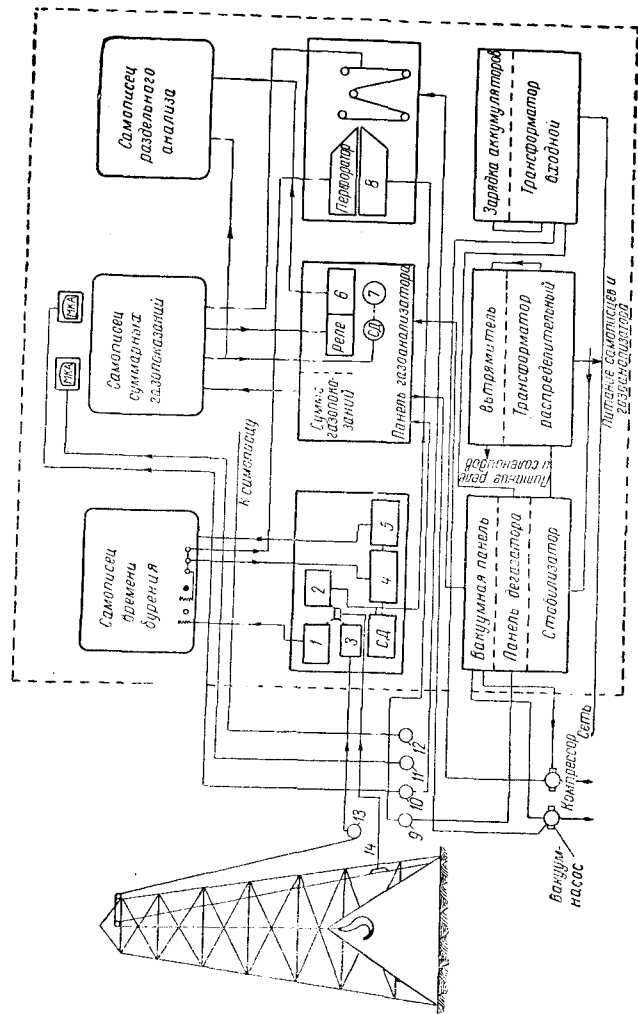


Рис. 61. Блок-схема автоматизированной газокаротажной станции АГКС-58.

1 — счетчик бурения; 2 — счетчик подъема; 3 — сельсин приемный; 4 — сельсин сброса; 5 — реохорд; 6 — напряжение, полярность; 7 — программное реле; 8 — отсчетчик пере-
рывов бурения; 9 — дегазатор; 10 — расходомер; 11 — вискозиметр; 12 — люминескоп;
13 — глубиномер; 14 — выключатель «мертвого конца».

творе в количестве, не меньшем $15 \text{ см}^3/\text{л}$ (при средней вязкости бурового раствора 30—60 сек. по СПВ-5).

Между тем при вскрытии бурением продуктивных пластов газонасыщенность бурового раствора нередко бывает значи-
тельно меньшей величины.

В начале 1958 г. в лаборатории газового каротажа ВНИИГео-
физика были начаты работы с вибрационным дегазатором, исполь-
зующим вибрацию якоря электромагнита, питаемого током про-
мышленной частоты и обеспечивающим значительно ббльшую
по сравнению с поплавковым степень дегазации. Позднее эти ра-
боты проводились в Туркменской геофизической конторе, и
к началу испытаний станции силами сотрудников конторы был
изготовлен дегазатор, имеющий преимущества по сравнению
с дегазатором, изготовленным в лаборатории ВНИИГеофизики,
а именно, установлено большее количество магнитов с пластинами,
что обеспечило более интенсивную дегазацию. Этот дегазатор
был придан станции на период ее испытаний в Туркмении и
в дальнейшем рекомендован комиссией для включения в ком-
плект станции.

Газоанализатор. Применяемый на действующих
газокаротажных станциях газоанализатор имеет ряд недостатков,
а именно, условность разделения углеводородных газов, невоз-
можность определения водорода, недостаточную чувстви-
тельность и др. Вместо него в станции АГКС-58 установлен разра-
ботанный в лаборатории автоматический хроматографический
газоанализатор типа ГСТ-Л, который позволяет одновременно
с проведением газового каротажа при наличии повышенных
газопоказаний осуществлять автоматический отбор проб газа
по глубине в специальные пробоотборники для последующего их
раздельного анализа. Предлагаемые пробоотборники не требуют
применения гидравлического затвора и обеспечивают возможность
отбора необходимого количества проб газа при максимальных
скоростях бурения. Для увеличения производительности в при-
боре установлены две поочередно действующие сорбционные
колонки.

При проведении газового каротажа часто приходится анализи-
ровать углеводородные смеси, в которых концентрация метана
намного превосходит концентрации остальных компонентов. При
разбавлении таких смесей для анализа тяжелые углеводороды
вследствие их малой концентрации определяются не точно или
могут вовсе не быть определены. Для анализа смесей с большим
содержанием метана ($> 4\%$) применена комбинированная мето-
дика анализа, при которой метан определяется по теплопровод-
ности, а остальные компоненты — по теплоте сгорания. Для
этого метан пропускается через камеру детектора при более низ-
ком напряжении на платиновых нитях, а остальные углеводоро-
ды при обычном напряжении. Таким способом можно анализи-
ровать на термохимическом детекторе пробы газа, содержащие
десятки процентов метана при наличии сотых долей тяжелых
углеводородов.

Равная чувствительность детектора поддерживается путем
регулировки температуры накала нити. Напряжение для этого
подбирается при пропускании эталонной смеси газа с воздухом.

Прибор обладает большей чувствительностью по сравнению с существующим газоанализатором газокаротажных станций, что обусловлено более рациональной конструкцией камер.

Благодаря имеющимся смотровым окнам работу платиновых нитей можно контролировать визуальным наблюдением.

Для калибровки и активации нитей газоанализатора применяется прибор, позволяющий в полевых условиях получать чистый этилен путем пропускания паров этилового спирта через нагретый катализатор и составлять смеси его с воздухом различных концентраций. Для калибровки и проверки газоанализатора целесообразно иметь на станции баллоны с чистыми газами.

Замер глубин и отставания бурового раствора. На существующих газокаротажных станциях замер глубин осуществляется системой сельсин-моторов.

Трудность привязки газокаротажных данных к глубине заключается в необходимости непрерывного замера глубины скважины в процессе ее бурения и учета так называемого отставания раствора. При небольших скоростях бурения ошибки в привязке газокаротажных данных к глубине проистекают в большей степени от неточного замера глубин, чем за счет ошибок в определении отставания бурового раствора.

Датчик, устанавливаемый на верхних полатах у кронблока, связан тросом с талевым блоком. Недостатком данной системы является неконтролируемое проскальзывание троса на шкиве сельсин-мотора (датчика), что приводит к значительным погрешностям в замерах глубин. Вследствие этого в настоящее время глубина забоя на счетчике станции устанавливается, как правило, по данным бурового журнала, а положение пиков на газокаротажных диаграммах корректируется по данным электрического каротажа. Этот недостаток устраняется применением специальной лебедки с барабаном (вместо шкива), на поверхности которого трос укладывается в один ряд при помощи направляющего ролика. Трос закреплен на барабане, поэтому проскальзывание троса полностью исключается.

При испытаниях данного устройства в промышленных условиях в Краснодарском крае и Башкирии установлено, что погрешности в замерах глубин не превышают 0,1% от замеренной величины.

Благодаря примененной амортизации между тросом и талевым блоком обрывы троса бывают чрезвычайно редко и происходят, как правило, лишь при неполадках в работе бурового оборудования.

Отставанием, как известно, называется время движения бурового раствора от забоя к устью скважины.

Для того чтобы получить диаграмму газового каротажа в функции истинных глубин, необходимо осуществлять регистрацию газопоказаний не в момент замера глубины, а в момент выхода на поверхность пробы бурового раствора, относящейся к данной

глубине, т. е. с запаздыванием во времени, соответствующем времени отставания. Для этой цели применяется запоминающее устройство, которое связано с датчиком расходомера бурового раствора, установленным в желобе на буровой.

В качестве датчика расходомера до мая 1960 г. использовался трапециoidalный слив ГрозНИИ, входящий в комплект действующих газокаротажных станций ГКС-3.

Храповой механизм на панели привязки, приводимый в движение импульсами релаксационного генератора, протягивает через систему направляющих роликов перфорируемую бумажную ленту.

В зависимости от положения поплавка в желобе изменяется сопротивление в схеме генератора, а следовательно, и частота его релаксации, что обуславливает изменение скорости протяжки перфоленты.

На панели имеется специальный перфоратор, который пробивает отверстие на ленте при импульсе, поданном от панели глубин.

Скорость протягивания ленты должна быть такой, чтобы время движения отверстия до токосъемного контакта было равно времени движения бурового раствора по затрубному пространству скважины. Через токосъемный контакт при прохождении метки посылается импульс на самописец для записи газопоказаний, относящихся к пробе бурового раствора, вышедшей на поверхность. (В момент подачи импульса от глубиномера эта проба находилась у долота, на забое.)

Оператор записывает газопоказания в момент, когда один из счетчиков покажет число импульсов, совпадающее по времени с выходом на поверхность всего объема бурового раствора из затрубного пространства скважины. Это число импульсов определяется практически при использовании каких-либо индикаторов (целлофан, овес и др.).

Импульсы от релаксационного генератора подаются на храповой механизм для протяжки ленты запоминающего устройства. Запоминающее устройство представляет собой систему роликов, через которые со скоростью, пропорциональной расходу бурового раствора, протягивается бумажная лента. Через каждые $1/4$ м проходки от панели глубиномера подается импульс на перфоратор, который пробивает отверстие в бумажной ленте. Запись газопоказаний, отвечающая каждой отметке глубины, производится в момент, когда отверстие подойдет к токосъемному контакту и будет подан импульс на самописец. Таким образом, газопоказания регистрируются для каждой глубины с запаздыванием на время отставания.

Следовательно, диаграмма газопоказаний будет относиться к истинным глубинам газопроявлений.

В схеме прибора используются релаксационный генератор станции ГКС-3, который был усовершенствован в направлении

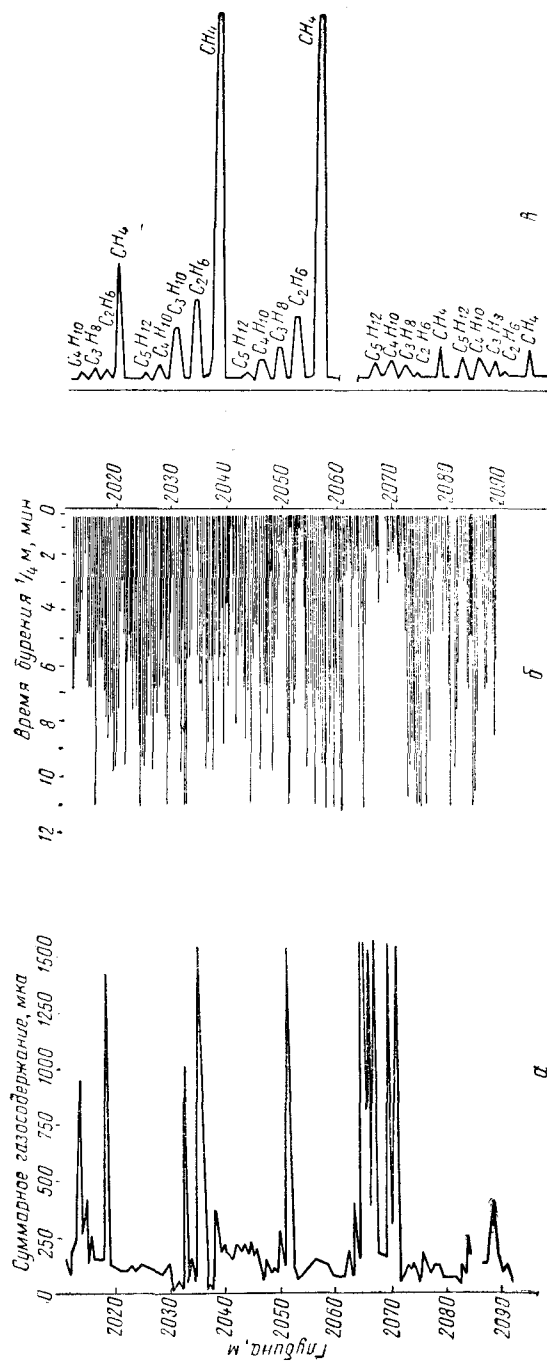


Рис 62. Диаграммы автоматической регистрации основных параметров газового каротажа на скв. 163 месторождения Челекен.

а — кривая суммарного газосодержания; б — кривая времени бурения 1/4 м; в — кривая раздельного анализа газа.

увеличения диапазона частот и увеличения участка кривой с линейной зависимостью частоты от управляющего переменного сопротивления.

Описанный прибор может быть применен для привязки газопоказаний к глубине как при автоматической регистрации, так и при ручной записи.

В последнем случае вместо импульса на самописец должен подаваться сигнал оператору (звуковой или световой), который должен записать газопоказания.

На рис. 62 приведены диаграммы автоматической регистрации основных параметров газового каротажа.

Регистратор времени бурения. Скорость проходки или обратная ей величина — продолжительность бурения — является чрезвычайно важным показателем при разведочном бурении. Данные по продолжительности бурения служат необходимым дополнением к результатам газокаротажных исследований. Кроме того, продолжительность бурения необходимо учитывать для поддержания нормального режима буровых работ, особенно для контроля за срабатыванием долота. Принципиальная схема прибора для регистрации продолжительности бурения дана на рис. 63. Прибор служит для автоматического получения диаграммы продолжительности бурения при проведении газокаротажных работ. Его также можно использовать при проведении буровых работ независимо от газокаротажной станции.

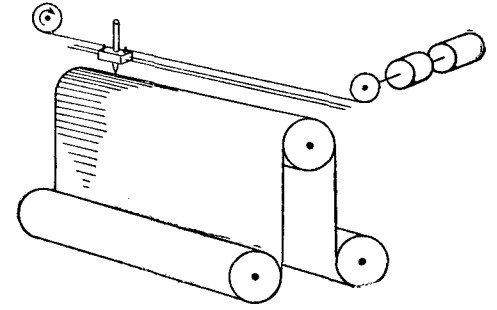


Рис. 63. Принципиальная схема прибора для регистрации продолжительности бурения.

Действие прибора следующее. Бумажная лента, на которой осуществляется запись, протягивается пропорционально углублению скважины. Валик (рис. 63) приводится в движение при помощи храпового механизма от импульсов, подаваемых через заданный интервал проходки от панели глубин.

Сверху вдоль образующей валика движется каретка, имеющая пишущее приспособление (перо, карандаш или др.). Каретка при помощи капроновой нити (или тросика) может перемещаться в левое или правое крайнее положение по ширине ленты. В процессе бурения каретка передвигается вправо при помощи мотора Уоррена, электромагнитной муфты и ролика, на котором нить закреплена наглухо. При подаче импульса от глубиномера (по прохождении бурением 1/4 м) электромагнитная муфта отцепляет ролик от мотора Уоррена и каретка под действием ролика

возвращается в крайнее левое положение, после чего процесс начинается снова.

Протяжка ленты осуществляется за каждый импульс от $1/4$ м на 0,5 мм, что соответствует обычно применяемому в геологии масштабу 1 : 500.

Прибор целесообразно использовать как на полуавтоматической, так и на автоматической газокаротажных станциях.

Описанная схема регистрации времени бурения избавляет от необходимости применения электронных схем, следовательно, позволяет значительно упростить схему автоматической газокаротажной станции.

Регулятор вакуума предназначен для периодического включения и выключения электропривода вакуумного насоса. В схеме применены два реле, из которых одно самоблокирующееся. После включения мотора по достижении необходимого вакуума он включается путем размыкания контактов, связанных кинематически с вакуумметром. После снижения вакуума ниже установленного предела цепь питания электропривода снова включается.

В испытанной станции газопоказания записываются следующим образом. Газоанализатор подключен к самописцу постоянно, однако движение пера по бумаге осуществляется лишь в течение непродолжительного времени, необходимого для пробега каретки по ширине ленты. Таким способом получают четкую запись на диаграммной бумаге.

После того как произведена запись на самописце, от него посылается импульс на запоминающее устройство панели привязки для нанесения метки на перфоленту, а также на соленоид прибора продолжительности бурения для проведения движка реохорда в крайнее исходное положение и на вычитающую катушку запоминающего реле. После этого самописец выключается до подачи следующего импульса от панели глубин.

Как сказано выше, лента запоминающего устройства движется синхронно с порцией бурового раствора, поднимающейся по затрубному пространству скважины. В момент выхода раствора на поверхность нанесенная на ленту метка должна подойти к токо-съемному контакту. При этом подается импульс на следующий самописец, который записывает содержание горючих газов в буровом растворе. При повышенных газопоказаниях благодаря датчику на самописце автоматически включаются хроматографический газоанализатор.

На основании изложенного следует, что модернизированная газокаротажная станция АГКС-58 с автоматической регистрацией результатов состоит из ряда вновь разработанных узлов и приборов, предусматривающих отдельные изменения в методике проведения газокаротажа. Все это обеспечивает более высокое качество работ, а следовательно, повышает их эффективность.

При помощи описанных приборов и комплекса узлов можно осуществить модернизацию существующих полуавтоматических

газокаротажных станций. Последним этапом модернизации полуавтоматических станций мыслится включить в комплект станций электронные самопишущие потенциометры типа МС-1 или ПС-1, что позволит автоматизировать регистрацию газокаротажных данных, следовательно, существенно повысить качество газокаротажных работ.

Испытания станции АГКС-58

Описанной станцией было прокаротировано 1800 м на месторождении Кум-Даг Туркменской ССР в начале 1959 г. Эксплуатационные качества узлов оказались вполне удовлетворительными, и полученные результаты были подтверждены последующим испытанием скважин. При дегазации бурового раствора применялся поплавковый дегазатор и в отдельных интервалах — вибрационный. Суммарные газопоказания, результаты раздельного анализа и продолжительность бурения интервала $1/4$ м регистрировались автоматически. Так же автоматически осуществлялась и привязка газопоказаний к глубине при прохождении зоны с повышенными газопоказаниями. Раздельный анализ газа проводился на приборе ГСТ-Л. Рассмотрим результаты работы автоматической газокаротажной станции АГКС-58 по скв. 688, 792 и 806.

Скв. 688 — эксплуатационная, проектная глубина 1060 м. Бурение велось наклонно-направленным способом с отклонением забоя от устья на расстоянии 120 м на глинистом растворе с переходом (по мере углубления) последнего с удельного веса 1,25 на удельный вес 1,36.

Запись суммарного газосодержания и времени бурения производилась в масштабе 1 : 200.

По суммарной кривой газосодержания в интервале 750—883 м выделяется зона повышенных газопоказаний (рис. 64). Концентрация горючих газов колеблется от 3 до 10%. Показания записывались двумя дегазаторами: поплавковым и вибрационным. Участок повышенных газопоказаний и на диаграмме электрокаротажа отмечен отдельными зонами повышенного сопротивления КС и аномалий ПС.

Время бурения данного интервала местами доходило до 0,1 мин., причем участок, охарактеризованный повышенными газопоказаниями, пробурен с максимальными скоростями бурения.

Состав газа, отобранного с глубины 851, 863 и 860 м, характерен для нефтеносного горизонта. Заниженное значение метана в этих пробах можно объяснить тем, что на этом интервале наблюдались газопоказания, достигающие до 10%, и поэтому на диаграммной ленте показания метана не могли регистрироваться полностью (недостаточный масштаб).

При опробовании зоны 845—985 м получена нефть.

На скв. 688 люминесцентные определения проводились непосредственно на желобе люминископом (конструкции Н. В. Ушакова). Результаты испытания имеются по небольшому участку

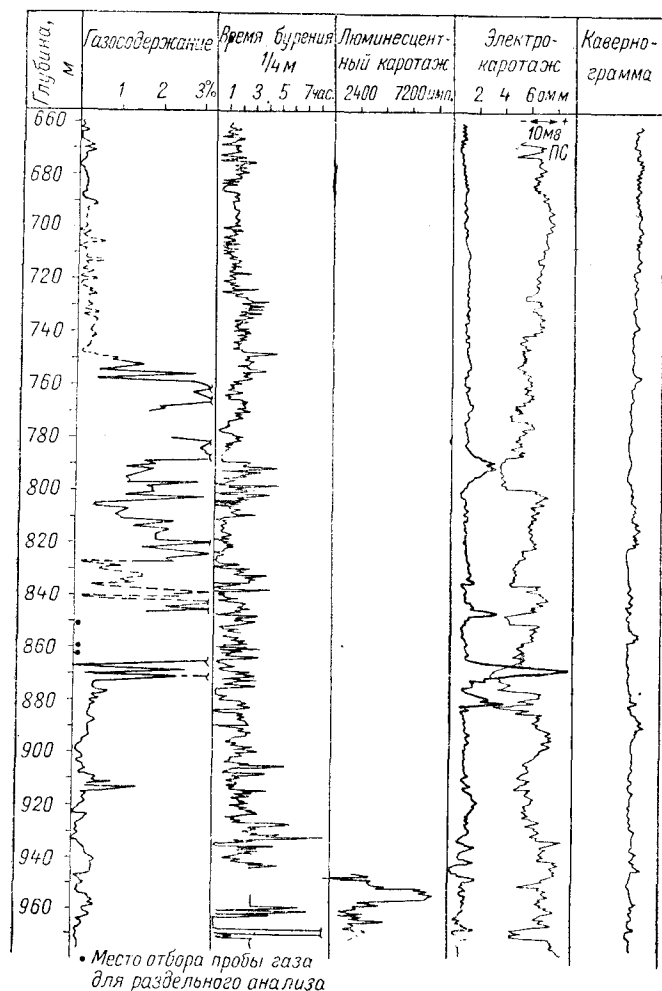


Рис. 64. Диаграмма, записанная автоматической газокаротажной станцией АГКС-58 на скв. 688 месторождения Кум-Даг.

По суммарной кривой газового каротажа выделяются отдельные зоны повышенных газопоказаний. Местами газосодержание доходит до 8% (рис. 65). Раздельный анализ газа проводился

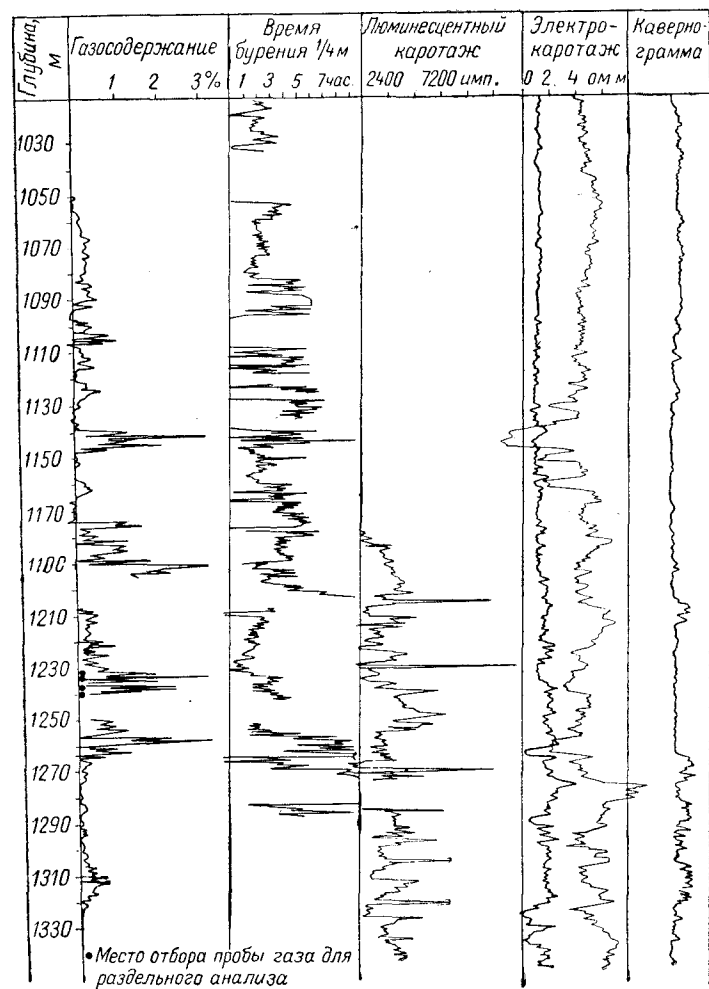


Рис. 65. Диаграмма, записанная автоматической газокаротажной станцией АГКС-58 на скв. 806 месторождения Кум-Даг.

(947—967 м). Запись показания люминископа, производившаяся в циклах в минуту и в соответствующем масштабе, изображена на диаграмме (рис. 64).

С кв. 806 — эксплуатационная, проектная глубина 1380 м.

по всему интервалу газокаротажных работ. Всего по скв. 806 сделано 66 анализов. Компонентный состав газа с глубин 1232,25, 1233,75, 1237,75 и 1239,75 м характеризуется повышенным содержанием метана (до 92—93%). Такое содержание метана присуще нефтегазоносным горизонтам. Проба газа с глубины 1256 м

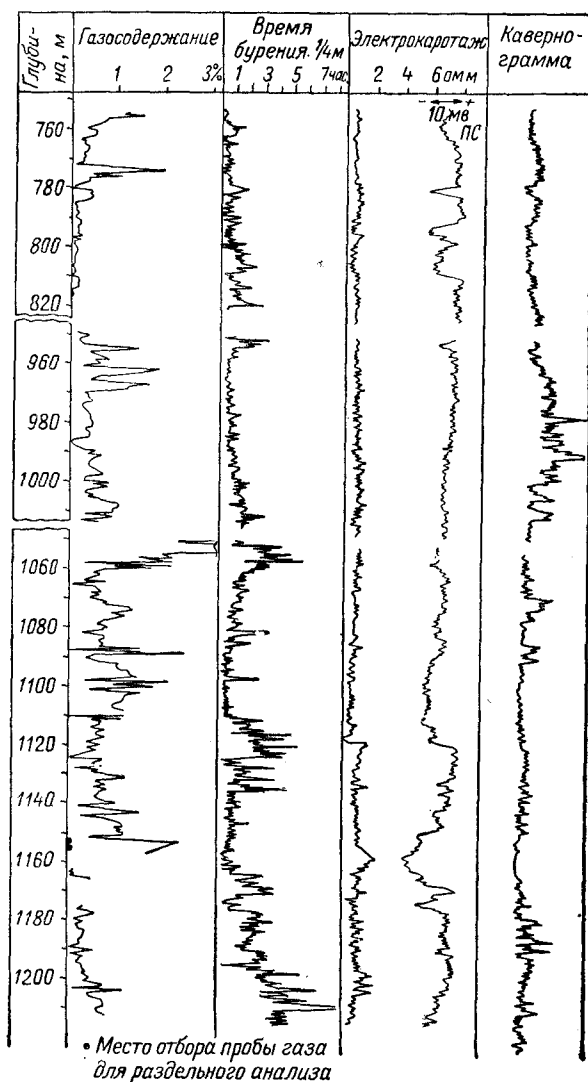


Рис. 66. Диаграмма, записанная автоматической газокаротажной станцией АГКС-58 на скв. 792 месторождения Кум-Даг.

содержит 79% метана. Комбинированный метод анализа не был произведен из-за неисправности анализатора.

На других участках по данным раздельного анализа промышленных интервалов не выделено. Электрокаротажем промышленный горизонт по скважине почти не отмечен.

При опробовании интервала 1193—1280 м получен приток нефти с содержанием воды около 2%. Необходимо отметить, что время бурения на участке 1140—1205 м доходило от 0,1 до 9 мин. Точкам повышенных газосодержаний соответствует минимальное время бурения.

На данном интервале наблюдаются отдельные пики повышенного содержания битума в пламе.

Скв. 792. Газовый каротаж проводился в интервале 680—1210 м. Непрерывная дегазация бурового раствора осуществлялась при помощи поплавкового дегазатора. По кривой суммарного газосодержания (рис. 66) выделяются три интервала повышенных газопоказаний: 1) 755—778 м; 2) 954—970 м; 3) 1050—1170 м.

В интервале 1050—1170 м газопоказания местами доходили до 8%. Всего по скважине было сделано 46 раздельных анализов. На участке 1157—1175 м ввиду повышенных газопоказаний из строя вышли детекторы. По электрокаротажной диаграмме этот интервал выделяется слабо. Время бурения доходило от 0,3 до 8 мин.

Компонентный анализ газа характеризуется повышенным содержанием метана (до 94—95%), что указывает на присутствие газоносного горизонта. При опробовании интервала 1153—1233 м получен приток нефти.

Таким образом, показания газового каротажа, зарегистрированные автоматической газокаротажной станцией, совпадали с результатами опробования скважин.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГАЗОКАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ АГКС-55/57 И АГКС-55/59

Автоматизированные станции АГКС-55/57 и АГКС-55/59 разработаны в тресте Нижволгонефтегеофизика¹.

Принципиальная схема станции АГКС-55/59 приведена на рис. 67. Станция имеет следующие основные узлы: шнековый дегазатор, хроматографический газоанализатор ХТ-2М, дистанционный газоанализатор, панель отставания, регистрирующую газопоказания в масштабе времени.

Эти узлы имеют следующую основную характеристику: шнековый дегазатор обеспечивает прохождение 5 л раствора в 1 мин. Степень дегазации примерно одинаковая с поплавковым дегазатором. Хроматографический газоанализатор ХТ-2М, описанный

¹ Станция АГКС-55/57 разработана по предложению П. И. Ныркова.

выше, определяет в природном газе водород и предельные углеводороды $C_1—C_6$. Дистанционный анализатор (схема та же, что и электрического анализатора станции ГКС-3) помещен в дегазаторе; регистрирующие приборы размещены в лаборатории станции. Для проведения калибровки и активации необходимо анализатор перенести из желоба в станцию.

На станции для автоматической регистрации газопоказаний установлен электронный самописец типа ЭПП-09. Панель отставания регистрирует газопоказания, отнесенные к глубинам в масштабе времени.

Для приведения этих данных к истинным глубинам нужно пересчитать показания прибора по каждой точке повышенных значений.

Станция АГКС-55/59, разработанная КБАТ и трестом Ниж-волгопетрогеофизика, вооружена хроматографическим газоанализатором ХТ-2М и системой пробоотборников, обеспечивающих проведение раздельного анализа с определением предельных углеводородов $C_1—C_6$ при высоких скоростях проходки, иначе говоря, здесь использован принцип работы описанной выше станции АГКС-58 (ГКС-3М).

В станции использован ряд унифицированных узлов станции ГКС-3. Однако в станции АГКС-55/59 нет запоминающего устройства для определения отставания буровой жидкости, что является недостатком. В станции АГКС-55/59 принята упрощенная привязка газопоказаний к глубинам скважины. Переход к истинным глубинам газопоказаний для данной величины отставания обеспечивается передвижением на диаграмме газопоказаний меток глубин.

Схема этой станции приведена на рис. 67. Станция смонтирована в автобусе ПАЗ-651 на шасси автомобиля ГАЗ-63. Работа станции рассчитана на установку шнекового дегазатора на буровой, а газоаналитической и другой аппаратуры — в кузове станции. Станции придается движок с генератором для питания всех приборов и комплект необходимых датчиков, применяемых в ГКС-3.

В комплект станции входят хроматограф ХТ-2М с регистратором, панель пробоотборников, вакуум-насос, компрессор, прибор для люминесцентного анализа образцов бурового раствора, шлама и керна, а также приборы для определения физических свойств раствора и образцов горных пород.

Аппаратура для определения объема буровой жидкости такая же, что и на станции ГКС-3, изменена лишь схема выключателя циркуляции.

Выделяющийся в дегазаторе газ при помощи вакуум-насоса прокачивается по газовоздушной линии через газоанализатор. На панели газоанализатора производятся очистка газа и определение углеводородных компонентов обычным способом, как и в ГКС-3, по теплоте сгорания на платиновой проволоке, включенной в си-

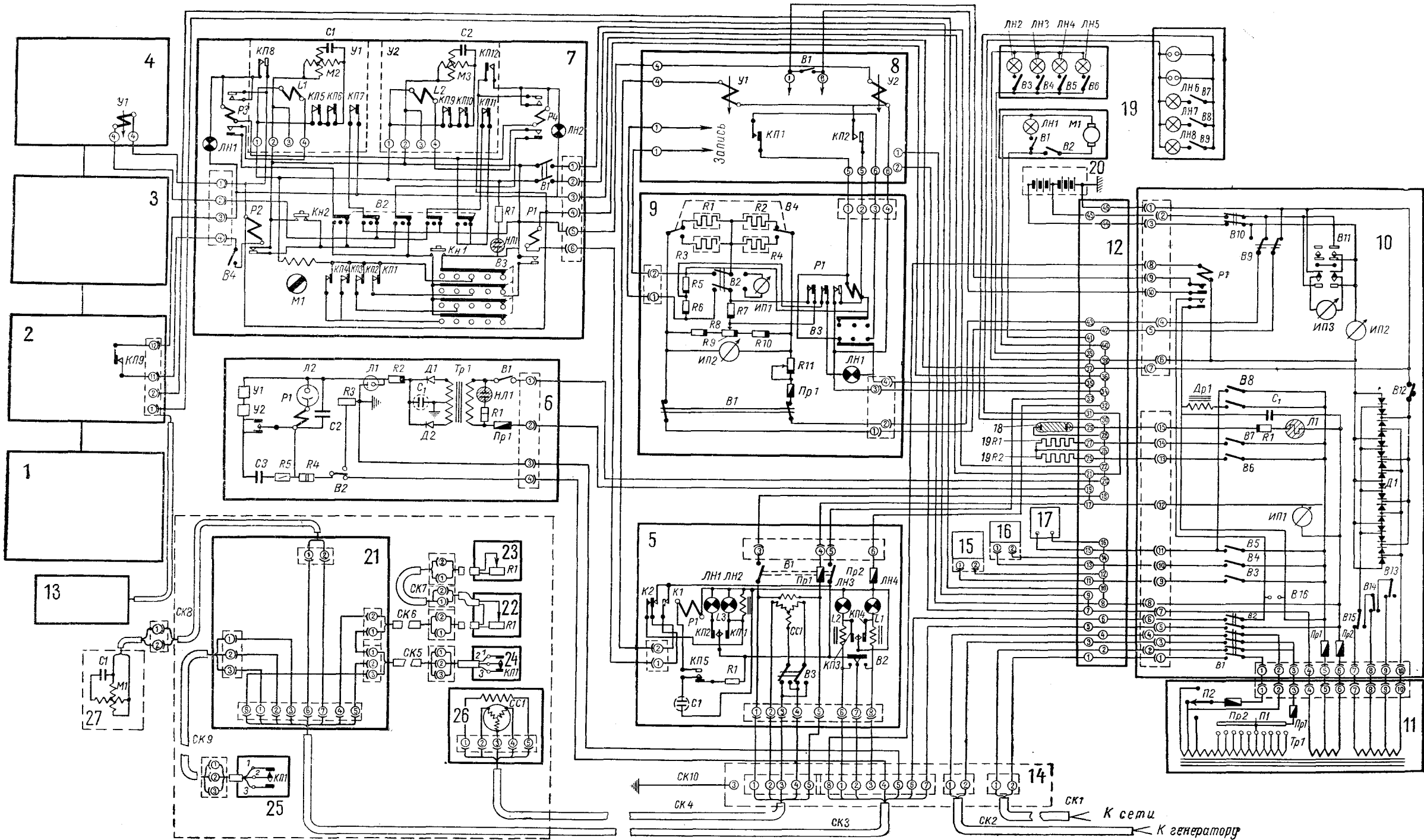


Рис. 67. Электрическая схема станции АГРС-55-59 (см. табл. 64).

стему моста Уитстона. Скорость течения газа контролируется ротаметром. Далее газ поступает на панель пробоотборников, в которые через заданные интервалы времени глубины производится отбор проб для последующего анализа на приборе ХТ-2М.

Применяемый на станции шнековый дегазатор устанавливается на поплавках и имеет сменные шестеренки, что позволяет менять скорости вращения винта и соответственно степень дегазации.

Для регистрации содержания углеводородных газов применен электронный самопишущий потенциометр с приспособлениями для заглубления.

Панель пробоотборников по заранее заданной программе позволяет отбирать пробы с одновременным нанесением метки на диаграмму суммарных газопоказаний, автоматически подавать их в дозатор хроматографа и отмечать на диаграмме раздельного анализа.

В корпусе пробоотборника помещается баллончик из полиамидной пленки толщиной 0,2 мм. В верхней части пробоотборника находится мембранный клапан. При отборе пробы баллончик распрямляется и расширяется, при выдаче пробы на анализ сжимается.

Датчик глубины в отличие от ГКС-3 имеет приспособление для предотвращения проскальзывания троса по шкиву. Датчик ДТ-2 представляет собой сельсин СС-501, смонтированный в герметическом корпусе.

Таблица 64

Обозначения к принципиальной электрической схеме станции АГКС-55/59, приведенной на рис. 67

Обозначение	Название
	1. Разделительная колонка хроматермографа термодинамического газоанализатора ХТ-2М
	2. Силовой блок хроматермографа ХТ-2М
КП9	Контакты реле времени, дающие сигнал в панель пробоотборников на выдачу пробы
	3. Измерительная панель хроматермографа ХТ-2М
	4. Электронный самопишущий потенциометр ЭПП-09М1 хроматермографа
У1	Отметчик меток проб

Обозначение	Название
5. Панель глубин	
<i>B1</i>	Выключатель питания панели («сеть»)
<i>B2</i>	Переключатель электромеханического привода («передача», «вкл. авт.», «выкл.»)
<i>B3</i>	Переключатель направления вращения сельсин-приемника
<i>R1</i>	Сопротивление 200 ом
<i>C1</i>	Конденсатор 2000 мкф
<i>L1, L2</i>	Обмотки катушек электромеханического переключателя для включения и выключения привода счетчиков
<i>L3</i>	Обмотка тормозного соленоида счетчика «глубина»
<i>P1</i>	Реле РКН, срабатывающее при замыкании контактных приспособлений <i>KП5</i>
<i>K1</i>	Нормально разомкнутые контакты реле <i>P1</i> для подачи команды глубин на панель пробоотборника 7
<i>K2</i>	Контактная группа реле <i>P1</i> с нормально замкнутыми и нормально разомкнутыми контактами для включения отметчика глубин <i>У1</i> потенциометра 8 по сигналам глубиномера и при подъеме инструмента над забоем (при включении тормозного соленоида 3)
<i>СС1</i>	Сельсин-СС-501
<i>ЛН1—ЛН4</i>	Сигнальные лампочки МН-16
<i>КП1, КП2</i>	Контактные приспособления концевого выключателя электромеханического привода
<i>КП3, КП4</i>	Контактные приспособления микропереключателя тормозного соленоида и сигнальных лампочек
<i>КП5</i>	Отметка глубин
<i>Пр1, Пр2</i>	Предохранители ПК-45-2А

6. Панель отставания

<i>B1</i>	Выключатель панели «питание»
<i>B2</i>	Переключатель проверки панели («проверка», «измерение»)
<i>R1, R2</i>	Сопротивления соответственно 47, 7,5 ком
<i>R3</i>	Переменное сопротивление 10 ком
<i>R4, R5</i>	Сопротивление соответственно 2,8, 5,6 ком
<i>C1, C2, C3</i>	Конденсаторы, соответственно 30, 2, 0,025 мкф
<i>Л1, Л2</i>	Газовые стабилизаторы СГ-3С, СГ-2С
<i>НЛ1</i>	Неоновая лампочка МН-5
<i>Тр1</i>	Трансформатор питания панели
<i>P1</i>	Поляризованное реле РП-5
<i>У1, У2</i>	Электромеханические счетчики импульсов СБ-1М/100
<i>Д1, Д2</i>	Селеновые выпрямители АВС-18-81
<i>Пр1</i>	Предохранитель ПК-45-0,5А

Обозначение	Название
7. Панель пробоотборников	
<i>B1</i>	Выключатель питания панели («питание»)
<i>B2</i>	Выключатель цепей меток проб и схемы-блокировки
<i>B3</i>	Выключатель сигналов отбора проб («отбор проб», 0,25 мин.; 0,5 мин.; 1 мин., «выкл., глуб.»)
<i>B4</i>	Выключатель сигнала с хроматермографа на выдачу проб
<i>Kn1</i>	Кнопка сигнала на отбор отдельной пробы («отбор»)
<i>Kn2</i>	Кнопка сигнала на выдачу отдельной пробы («выдача»)
<i>У1, У2</i>	Командные электропневматические приборы КЭП-12V
<i>R1</i>	Сопротивление 4,7 ком
<i>C1, C2</i>	Конденсаторы 1,5 мкф
<i>L1, L2</i>	Пусковые соленоиды приборов <i>У1</i> и <i>У2</i>
<i>P1, P2</i>	Реле типа РКН с нормально разомкнутыми контактами для включения приборов <i>У1</i> и <i>У2</i> при сигнале с панели глубин 5 и силового блока 2 хроматермографа
<i>P3, P4</i>	Реле типа РКН с нормально разомкнутыми, нормально замкнутыми контактами для блокировки приборов <i>У1</i> и <i>У2</i> после отбора или выдачи десятой пробы
<i>M1</i>	Синхронный электродвигатель СД-2 (реле времени)
<i>M2, M3</i>	Синхронные электродвигатели СД-54 приборов <i>У1</i> и <i>У2</i>
<i>КП1—КП4</i>	Контактные приспособления реле времени (замыкаемые поочередно через 0,25 мин.)
<i>КП5, КП6</i>	Контактные приспособления пусковых прибора <i>У1</i>
<i>КП7</i>	Контактные приспособления маркировщика прибора <i>У1</i>
<i>КП8</i>	Контактные приспособления, блокирующие прибор <i>У1</i> , замыкаемые после отбора или выдачи десятой пробы
<i>КП9, КП10</i>	Контактные приспособления пускового прибора <i>У2</i>
<i>КП11</i>	Контактные приспособления маркировщика прибора <i>У2</i>
<i>КП12</i>	Контактные приспособления, блокирующие прибор <i>У2</i> , замыкаемые после отбора или выдачи десятой пробы
<i>НЛ1</i>	Неоновая лампочка МН-5
<i>ЛН1, ЛН2</i>	Сигнальные лампочки МН-16

8. Потенциометр суммарных газопоказаний

<i>B1</i>	Выключатель цепи автоматического выключения протяжки диаграммы при прекращении циркуляции бурового раствора
<i>У1</i>	Отметчик меток глубин и циркуляции бурового раствора без бурения
<i>У2</i>	Отметчик меток проб
<i>КП1, КП2</i>	Контактные приспособления схемы заглубления масштаба записи

9. Панель газоанализатора

<i>B1</i>	Выключатель питания панели «питание»
<i>B2</i>	Переключатель измерительного канала с контроля за запись («микро», запись)
<i>B3</i>	Переключатель схемы заглубления масштабов записи («заглубление, ручн., выкл. авт.»)
<i>B4</i>	Переключатель мостов газоанализатора («мост I, мост II»)
<i>R1</i>	Сопротивление рабочего чувствительного элемента моста I 0,8 ом
<i>R2</i>	Сопротивление компенсирующего элемента моста I 0,8 ом
<i>R3</i>	Сопротивление рабочего элемента моста II 0,8 ом

Обозначение	Название
<i>R₄</i> <i>R5, R6, R7,</i> <i>R8, R10</i>	Сопrotивление компенсирующего элемента моста II 0,8 ом Сопrotивления, соответственно равные 30, 8, 630, 10, 10 ом
<i>R9</i>	Реохорд 2,3 ом («установка 0»)
<i>R11</i>	Реостат 15 ом («установка напряжения»)
<i>PI</i>	Реле РКМ-1 с двумя парами нормально замкнутых/и одной парой нормально разомкнутых контактов для загрубления показаний моста газоанализатора в 10 раз
<i>ИП1</i>	Микроамперметр М-24 на 200 мкА
<i>ИП2</i>	Вольтметр М-4-2 на 3 в
<i>ЛН1</i>	Сигнальная лампочка М-15
<i>Пр1</i>	Предохранитель ПК-45-2А
10. Силовая панель	
<i>B1</i>	Выключатели
<i>B2</i>	Источника питания («сеть»)
<i>B3</i>	Шнекового дегазатора («дегазатор»)
<i>B4</i>	Компрессора («компр.»)
<i>B5</i>	Вакуум-насоса («вакуум.»)
<i>B6</i>	Вентилятора люминескопа («вентилятор люм.»)
<i>B7</i>	Первого обогревателя («отопление I»)
<i>B8</i>	Второго обогревателя («отопление II»)
<i>B9</i>	Люминескопа («люм.»)
<i>B10</i>	Напряжения питания панели газоанализатора («питание Г/А: I, II»)
<i>B11</i>	Аккумуляторной батареи «аккумулятор»
<i>B12</i>	Контроля напряжения, вольтметром ИП3 на заводах секций аккумуляторной батареи («напр. акк. I, I+II, II»)
<i>B13, B14, B15</i>	Подзарядки аккумуляторной батареи («заряд.»)
<i>B16</i>	Напряжения заряда аккумуляторной батареи Автоматического (при прекращении циркуляции бурового раствора) или ручного выключения шнекового дегазатора («авт., руч.»)
<i>R1</i>	Сопrotивление 150 ом
<i>C1</i>	Конденсатор 2 мкФ
<i>Др1</i>	Дроссель
<i>Д1</i>	Селеновый выпрямитель АВС-100
<i>Л1</i>	Стартер СК-127 для запуска ртутно-кварцевой горелки люминескопа
<i>P1</i>	Реле РКН с двумя парами нормально замкнутых контактов, включаемое выключателем циркуляции 24 при прекращении циркуляции бурового раствора
<i>ИП1</i>	Вольтметр переменного тока Э-421 на 150 в
<i>ИП2</i>	Амперметр постоянного тока М-4-2 на 20 а
<i>ИП3</i>	Вольтметр постоянного тока М-4-2 на 15 в
<i>Пр1, Пр2</i>	Предохранители (Пр2 на 15 а)

Обозначение	Название
11. Силовой блок	
<i>П1</i>	Переключатель плавной регулировки напряжения
<i>П2</i>	Переключатель номинальных напряжений «110 в, 220 в, 380 в»
<i>Тр1</i>	Силовой трансформатор
<i>Пр1, Пр2</i>	Предохранители
12. Расщивочные щитки	
13.	Электромагнитный стабилизатор напряжения СНЭ-0,5 из комплекта хроматермографа ХТ-2М
	14. Смоточное устройство
	15. Панели компрессоров
	16. Панель вакуум-насоса
	17. Вентилятор люминескопа
18.	Люминескоп с ртутно-кварцевой горелкой ПРК-4
19.	Элементы оборудования автобуса станции
<i>B1</i>	Выключатель плафона ЛН1
<i>B2</i>	Выключатель смоточного устройства
<i>B3—B9</i>	Выключатели плафонов ЛН2—ЛН8
<i>R1, R2</i>	Обогреватели
<i>М1</i>	Электродвигатель привода смоточного устройства Г-21
<i>ЛН1—ЛН5</i>	Лампы автомобильные 12 в
<i>ЛН6—ЛН8</i>	Лампы осветительные 110 в
20.	Аккумуляторная батарея автобуса ЗСТ-70-ВД
21.	Распределительная коробка
22, 23.	Датчики скорости бурового раствора
<i>R1</i>	Сопrotивление переменное 4,7 ком
	24. Выключатель циркуляции
<i>КП1</i>	Микровыключатель ВК1-140-1
	25. Выключатель «мертвого конца»
<i>КП1</i>	Микровыключатель ВК1-140-1
	26. Датчик глубин ДГ-2
<i>СС1</i>	Сельсин СС-501
	27. Шнековый дегазатор ША-1А
<i>C1</i>	Конденсатор 2 мкФ
<i>М1</i>	Синхронный электродвигатель СД-09
	Соединительные кабели
<i>СК1</i>	Сетевой
<i>СК2</i>	Бензоэлектрического агрегата коробки
<i>СК3</i>	Распределительной коробки
<i>СК4</i>	Датчика глубин
<i>СК5</i>	Выключателя циркуляции
<i>СК6, СК7</i>	Датчиков скорости бурового раствора
<i>СК8</i>	Шнекового дегазатора
<i>СК9</i>	Выключателя «мертвого конца»

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ГАЗОВЫЙ ДЕТЕКТОР (АГД-1)

В практике бурения скважин нередко приходится наблюдать выбросы буровой жидкости, часто приводящие к пожарам, уничтожающим большие материальные ценности. Бывают при этом и человеческие жертвы. Кроме того, тушение пожара представляет чрезвычайно сложную, а иногда длительную и дорогостоящую операцию, не говоря о том, что сгорает огромное количество ценного природного газа.

Для обнаружения в разрезе газоносных отложений и своевременного предупреждения выбросов, могущих привести к различным бедствиям, необходимо обеспечить непрерывное наблюдение за газонасыщенностью буровой жидкости, которая заметно возрастает в случае вскрытия промышленной залежи нефти и газа. Для этой цели разработан описываемый ниже автоматический газовый детектор (АГД-1), который сигнализирует о повышенной газонасыщенности буровой жидкости и фиксирует величину этой газонасыщенности.

Основными узлами прибора являются дегазатор и электрический газоанализатор (по теплопроводности газа).

Ввиду того, что большинство скважин не обеспечивается газокоротажными станциями, возможность получения заключения по каждой буровой о наличии или отсутствии газовых залежей даже без точного определения глубины и залегания имеет большое практическое значение. По существу этот автоматический газовый детектор является наиболее упрощенным видом газокоротажного прибора. Схема детектора дана на рис. 68.

Действие детектора основано на том, что выделенный из бурового раствора газ транспортируется при помощи насосов 4 из дегазатора 2 в атмосферу через газоанализатор 1 (рис. 69).

В газоанализаторе газ проходит через камеру, в которой помещена тонкая платиновая проволока, находящаяся под напряжением 10 в.

Анализ газа основан на известном принципе измерения теплопроводности газов (прибор ГЭУК и др.).

Условный нуль принимается по воздуху и устанавливается перед началом работы реохордом. При появлении углеводородных газов теплоотдача, а вместе с этим температура и сопротивление проволоки меняются и вызывают разбаланс моста. Величина разбаланса моста, зависящая от содержания газов, фиксируется микроамперметром.

К прибору присоединен трансформатор, служащий для снижения напряжения от 220 или 380 в до 10 в. Стабилизатор обеспечивает постоянное напряжение, подающееся на мост газоанализатора.

При помощи микроамперметра визуально можно регистрировать наличие газа в растворе. Концентрация его определяется по градуировочной кривой. Эта кривая составляется по готовым

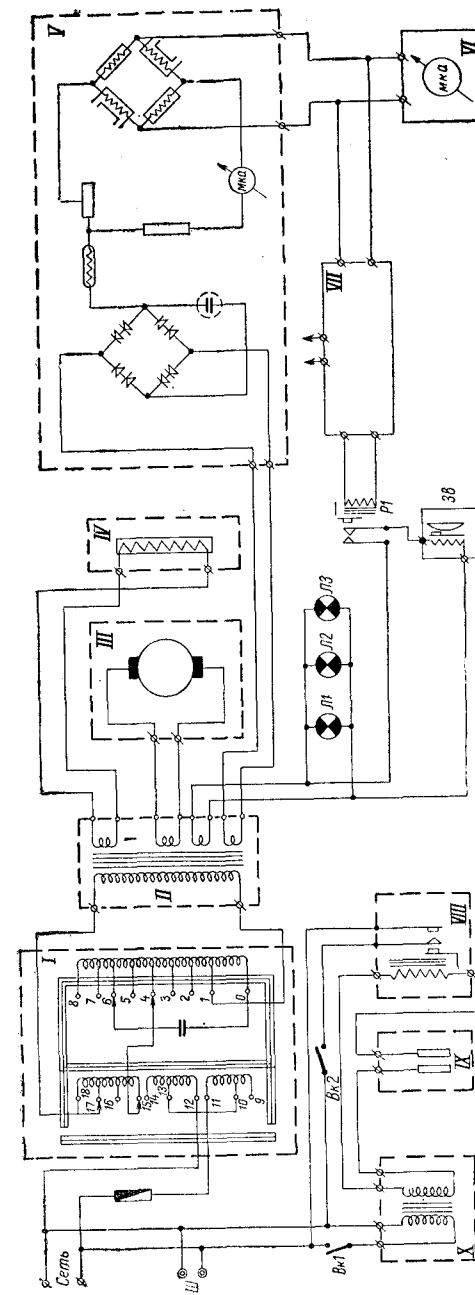


Рис. 68. Схема автоматического газового детектора АГД-1 (по Бабунину).

I — стабилизатор напряжения (ФР-20); II — силовой трансформатор; III — вакуум-насос; IV — печь для дожигания водорода; V — газоанализатор; VI — выносной микроамперметр; VII — усилитель; VIII — выключатель циркуляции; IX — трансформатор выключателя циркуляции; X — трансформатор выключателя циркуляции; Зв — штатная розетка; Вк.1 — выключатель питания; Вк.2 — ручной выключатель циркуляции; Зс — осветительные лампы.

эталонным газам. Наличие повышенных газопоказаний сигнализируется звонком. Общий вес прибора 8 кг. Габариты прибора: $70 \times 30 \times 60$ см.

Перед началом работы проверяется исправность всех приборов и герметичность газовой линии.

Прибор АГД-1 устанавливают непосредственно у буровой (рис. 69 и 70). Дегазатор опускают в желоб и крепят по возможности ближе к устью. Газоанализатор с фиксирующим прибором

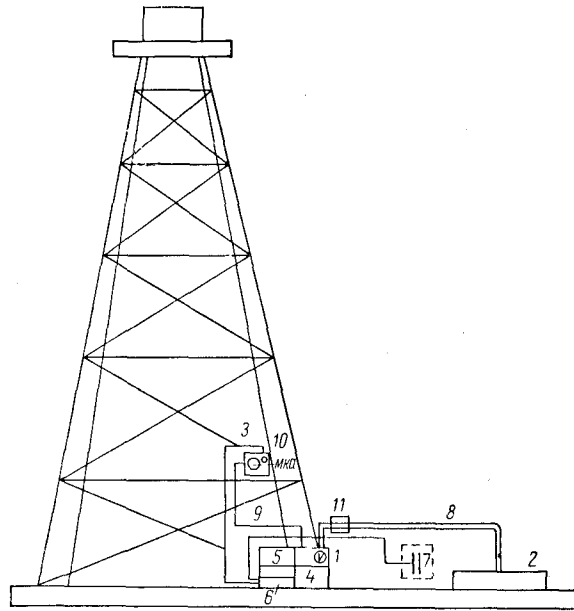


Рис. 69. Схема установки АГД-1 на буровой.

1 — газоанализатор; 2 — дегазатор; 3 — микроамперметр М-24; 4 — насос; 5 — трансформатор; 6 — стабилизатор напряжения (СП-250); 7 — автоматический выключатель; 8 — газозводная линия; 9 — электрическая линия; 10 — сигнальный электрический звонок; 11 — барботер.

следует устанавливать так, чтобы бурильщики могли наблюдать за его показаниями.

Затем газоанализатор соединяют с дегазатором при помощи металлических трубок с резиновыми шлангами. Зная примерно геологические условия района исследований, задают определенное содержание газа, могущее быть опасным при бурении или показывающее наличие в разрезе залежи нефти или газа. При появлении заданных концентраций подается сигнал (звонок), который обязывает бурильщика снять показания с регистрирующего прибора (М-24), сообщить об этом геологу промысла и принять необходимые меры для предупреждения газового выброса. За-

фиксированные показания в миллиамперах могут быть переведены при помощи градуировочной кривой в проценты.

Испытания детектора проводились с газоанализатором типа ГЭУК. Для повышения чувствительности этого прибора из схемы был изъят ряд излишних для данной цели сопротивлений, а входное отверстие для анализируемого газа было значительно увеличено.

Для определения чувствительности и стабильности работы прибора были исследованы смеси чистого газа метана с концен-

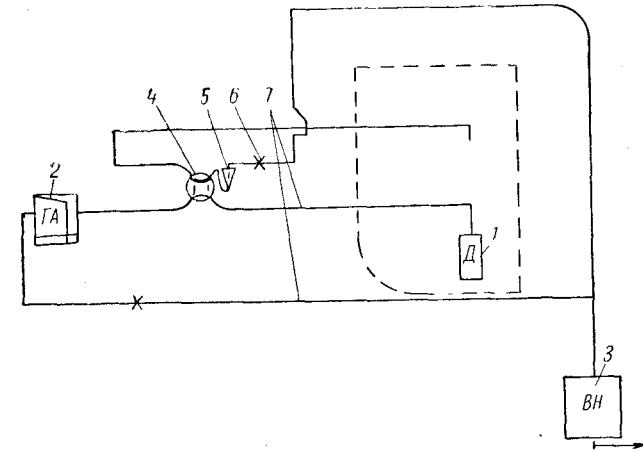


Рис. 70. Схема присоединения газозводной линии.

1 — дегазатор; 2 — газоанализатор; 3 — вакуумный насос; 4 — кран; 5 — барботер; 6 — вентиль игольчатый; 7 — вакуумная линия.

трациями 0,5, 1, 2 и 4%. Всего было проведено более 60 замеров. Результаты измерений показали, что АГД-1 с анализатором типа ГЭУК дает надежную регистрацию горючих газов, начиная с 0,5%. Воспроизводимость показаний вполне удовлетворительная. Сравнительные данные повторных анализов показали, что точность анализа составляет $\pm 10\%$.

При смеси газа с 0,5%-ным содержанием горючих газов прибор показывает 10 мка, таким образом, 1% соответствует 20 делениям, 4%—80 делениям и т. д.

Результаты испытаний приведены в табл. 65.

Испытание АГД-1 в промышленных условиях было проведено параллельно с газокаротажной станцией АГКС, которая работала от двух датчиков (дегазаторов поплавкового и вибрационного) на месторождении Кум-Даг Туркменской ССР на скв. 806.

Детектор был подключен вначале к вибрационному, а затем к поплавковому дегазаторам. Регистрация газопоказаний на станции и замеры по АГД производились через каждые $\frac{1}{4}$ м проходки.

Результаты лабораторных испытаний АГД-1

№ опыта	Содержание горючего газа, %	Показание прибора, мка	№ опыта	Содержание горючего газа, %	Показание прибора, мка
1	4	80	31	0,5	9
2	4	78	32	0,5	11
3	4	82	33	0,5	10
4	4	81	34	0,5	10
6	4	80	36	0,5	10
7	4	81	37	0,5	10
8	4	80	38	0,5	10
9	2	38	39	0,5	10
10	2	41	40	0,5	12
11	2	40	41	0,5	9
12	2	39	42	0,5	10
13	2	40	43	0,5	8
14	2	40	44	0,5	10
15	2	40	45	0,5	10
16	2	39	46	0,5	11
17	2	41	47	0,5	11
18	2	40	48	0,5	10
19	2	40	49	0,5	9
20	2	40	50	0,5	9
21	1	20	51	0,5	10
22	1	20	52	0,5	10
23	1	20	53	0,5	10
24	1	19	54	0,5	10
25	1	21	55	0,5	9
26	1	20	56	0,5	10
27	1	20	57	0,5	9
28	1	22	58	0,5	10
29	1	18	59	0,5	9
30	1	19	60	0,5	10

АГД работал непрерывно без помех в интервале продуктивных отложений 1148—1330 м.

Кроме того, детектор работал в зоне разбуривания неперспективных отложений, где по данным поплавкового дегазатора станции, так же как и по детектору, не было обнаружено никаких газопроявлений.

В интервале продуктивных отложений при помощи станции и детектора было сделано 728 определений. Все три зоны повышенных газопоказаний, зарегистрированных газокаротажной станцией, были одновременно отмечены и на АГД-1.

Первая зона зарегистрирована в интервале 1194—1204 м, вторая зона — в интервале 1230—1243 м (табл. 66).

При опробовании интервала 1190—1270 м был получен приток нефти.

Результаты промышленных испытаний АГД-1

Глубина, м	Показания микроамперметра детектора, мка	Тип дегазатора	Показания газоанализатора станции, мка
1198	40	Вибрационный	1700
1199	60		1900
1200	60		1900
1201	60		1900
1202	40		1000
1203	20		950
1236	25		1200
1237	60		1400
1238	48		1200
1239	55		900
1241	35		750
1242	30		250
1243	18		200
1244	5	200	
1245	12	500	
1246	0	120	
1252	12	500	
1253	0	280	
1257	20	Поплавковый	700
1258	80		2000
1259	85		2000
1260	12		250
1261	8		240

Таким образом, чувствительность АГД-1 для обнаружения газоносных пластов оказалась вполне достаточной. Это позволяет рекомендовать его к широкому промышленному опробованию, а также к серийному выпуску.

Таким образом, АГД-1 как простой и дешевый прибор, состоящий из отдельных апробированных промышленностью узлов, не требует каких-либо дополнительных устройств на скважине, может обеспечить непрерывную регистрацию газосодержания буровой жидкости.

При помощи этого прибора бурильщик имеет возможность наблюдать за газонасыщенностью бурового раствора, обнаруживать вскрытие нефтяной залежи и своевременно принять необходимые меры.

ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ И ГЛУБИННЫЙ ГАЗОКАРОТАЖНЫЙ ПРИБОР

Как уже указывалось в главе II, диффузионное проникновение газов из пройденных пластов имеет очень незначительную интенсивность. В процессе бурения и циркуляции глинистого раствора

диффузионный поток газов не оказывает существенного влияния на концентрацию газа в глинистом растворе. Однако, если глинистый раствор некоторое время стоит неподвижно, в нем за счет диффузии образуются зоны повышенных концентраций газа против газоносных и газонефтеносных пластов. Это обстоятельство позволило предложить проведение газового каротажа после бурения (после стояния глинистого раствора в скважине) при прекращении циркуляции.

При возобновлении циркуляции проводится газовый картаж. Зоны обогащенного газом глинистого раствора должны отразиться на диаграмме газового каротажа. Зная отставание и скорость циркуляции, можно рассчитать и глубину залегания газонефтеносных пластов.

Проведенные опыты показали, что зоны обогащенного газом глинистого раствора наблюдаются. Однако в целом результаты такого газового каротажа получаются нечеткими. В этой области необходимы дальнейшие исследования.

В Саратовском районе в 1959 г. были проведены исследования по методике диффузионного газового каротажа (работы Л. М. Чекалина и др.). Было установлено следующее. Для изучения диффузионного газообогащения буровой жидкости из пройденных нефтегазоносных пластов частичная дегазация является недостаточной и для интенсификации процесса диффузии можно рекомендовать предварительную обработку бурового раствора и глинистой корки нефтью. Как известно (см. главу I), коэффициенты растворимости углеводородных газов в нефти гораздо выше, чем в воде. Поэтому перепад концентраций и диффузионный поток через слой нефти соответственно выше, чем через такой же слой воды или насыщенной водой породы.

Опыты проводились после того, как за 7—10 суток до окончания бурения скважины циркулирующий в ней глинистый раствор обрабатывался нефтью для повышения диффузионной проницаемости глинистой корки.

Буровой раствор оставляют в скважине в покое на 10—12 час., чтобы произошло диффузионное обогащение раствора против продуктивных пластов. Затем включают один газовый насос и через находящийся в скважине инструмент производят выталкивание глинистого раствора на поверхность. Для дегазации раствора применялся шнековый дегазатор. Концентрация углеводородных газов определялась анализатором газокаротажной станции.

Результаты исследований показали, что обработка глинистого раствора нефтью резко увеличивает фоновые значения (до 1% и выше). В некоторых случаях были получены диаграммы, отражающие нефтегазоносные пласты, однако границы продуктивных пластов «размазаны». Когда продуктивные пласты разделяются между собой глинистыми перемычками (10—40 м), наблюдается одна общая аномалия углеводородных газов. Поэтому в таких

случаях можно говорить только о зонах расположения продуктивных горизонтов, но не о точном их местоположении.

Глубинный газокаротажный прибор. В связи с проведением газового каротажа после бурения или при его остановке и выемке бурильных труб было предложено применить глубинный газокаротажный прибор. (Заявка в Комитет по изобретениям В. А. Соколова, В. В. Шульгина и других № 434736 от 15/IX 1950 г.).

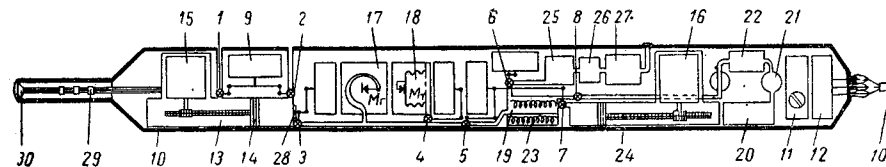


Рис. 71. Схема глубинного газокаротажного снаряда.

1—8 — вентиль соленоидный; 9 — катушка соленоидного вентиля; 10 — корпус стальной; 11 — сменная коробка; 12 — контактный переключатель; 13 — заборная камера; 14 — поршень заборной камеры; 15—16 — электрический мотор; 17 — манометр грубый контактный МГ; 18 — манометр точный контактный Мт; 19 — измерительный элемент — камера сгорания; 20 — кислородный баллон; 21 — редуктор; 22 — кислородная камера; 23 — камера сгорания; 24 — поршень газовой камеры; 25 — предварительный сборник; 26 — вакуум-насос; 27 — сборник отработанного газа; 28 — электрический термометр сопротивления; 29 — электроды резистивиметра; 30 — электрод Рн.

Предлагается по окончании или при остановке бурения в скважину на тросе спускать газокаротажный прибор. Проходя через глинистый раствор, первоначально при движении вниз, а затем при поднятии вверх прибор проводит дегазацию попадающего в него глинистого раствора и анализ газа специальным газоанализатором. Показания прибора передаются по проводу на поверхность, где и регистрируются самописцем. Общая схема опускания в скважину прибора представлена на рис. 71.

В настоящее время разрабатывается ряд конструкций глубинных приборов (ВНИГНИ, П. А. Левшуков; ВНИИ Геофизика, Б. В. Владимиров, Л. А. Галкин; ВуфВНИИ Геофизика, И. Н. Соколов и другие).

МЕТОДЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

Интерпретацию газокаротажных диаграмм и других данных, получаемых при газовом каротаже, следует проводить, исходя из тех задач, которые поставлены перед газокаротажными работами, а также на основании существующих теоретических предположений и имеющегося практического опыта.

Основными задачами, которые можно поставить перед газовым каротажом, следует считать: 1) выявление газоносных и нефтеносных пластов; 2) качественную характеристику залежей (газ, нефть, вода с растворенным газом и т. п.); 3) поиски новых месторождений газа и нефти.

При проведении газового каротажа встречаются некоторые факторы, которые затрудняют истолкование получаемых данных и их использование. К ним относятся: 1) природный газовый фон, свойственный той глине и воде, которые применяются для получения бурового раствора в данном районе; 2) заливка скважин нефтью; 3) влияние пройденных скважиной газонефтенасыщенных горизонтов и др. Ниже даются общие представления о методах интерпретации газового каротажа, конкретные же примеры приведены в главе VII при описании результатов газокаротажных работ в разных районах.

ВЫЯВЛЕНИЕ ГАЗОНОСНЫХ И НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Появление повышенных концентраций газа в глинистом растворе на некотором интервале глубины скважины, естественно, свидетельствует о наличии в этом интервале скопления газа или нефти, или, иначе говоря, газонефтяной залежи. Для более точного установления глубины нахождения залежи необходимо знать время отстаивания буровой жидкости и точную глубину скважины в момент определения концентрации газа.

На первый взгляд может показаться, что чем выше эти газопоказания, т. е. чем больше пики на газокаротажной диаграмме,

тем более продуктивной является газовая залежь и тем больше газовый фактор нефтяной залежи. Однако практика работ показала, что этот вопрос является более сложным и величина газопоказаний зависит не только от продуктивности залежи, но и от других причин.

При интерпретации газокаротажных диаграмм прежде всего необходимо установить наличие или отсутствие газовой или нефтяной залежи. Если газопоказания вполне определенно свидетельствуют о наличии скопления газа или нефти, т. е. о наличии некоторой залежи, то затем возникает вопрос о промышленной значимости этой залежи, ее продуктивности.

Первоначально в результате газокаротажных работ давалось заключение о наличии или отсутствии в исследуемом разрезе нефтяной или газовой залежи на основе обнаружения в процессе бурения скважин-участников, характеризующихся повышенной газонасыщенностью буровой жидкости.

К повышенным газопоказаниям относились участки, имеющие коэффициент контрастности по отношению к фоновым показаниям выше 1,5—2. Однако по абсолютным величинам концентраций углеводородных газов, регистрируемых при газовом каротаже, не всегда можно оценить залежи газа или нефти.

Известен ряд случаев, когда глубоко залегающие отложения, содержащие газ или нефть и характеризующиеся высокой проницаемостью, проявляют себя значительно меньшими показаниями, чем отложения с меньшими запасами газа и нефти и залегающие на незначительных глубинах. Это объяснялось явлениями опережающей фильтрации, влиянием различных факторов, характеризующих режим бурения (скорость проходки, скорость циркуляции бурового раствора и его физические свойства), а также различными соотношениями гидростатического давления раствора к пластовому.

Исходя из существующих представлений, газоносный горизонт на газокаротажной диаграмме характеризуется повышенным содержанием метана, отсутствием жидких углеводородов в буровой жидкости, повышенными скоростями проходки, относительно пониженным удельным весом буровой жидкости и повышенной его вязкостью.

Нефтеносный горизонт характеризуется повышенным содержанием углеводородных газов, наличием некоторого количества тяжелых углеводородов (до C_6 и выше) в промывочной жидкости, повышенными значениями скорости проходки и относительно повышенной вязкостью промывочной жидкости.

Водоносный горизонт характеризуется повышенным содержанием растворенных газообразных углеводородов, повышенной водоотдачей глинистого раствора, относительно пониженным удельным весом и вязкостью буровой жидкости и повышенными скоростями проходки. Последнее связано с поступлением воды в глинистый раствор.

Однако при проведении газового каротажа, на практике наблюдаются значительные отклонения от этих положений.

Режим бурения и физические свойства буровой жидкости не остаются постоянными. Поэтому по величине газопоказаний нельзя точно определить газонасыщенность буровой жидкости и разбуриваемых пород. Скорость бурения и циркуляция бурового раствора, как указывалось в главе II, оказывают определенное влияние на газосодержание раствора.

Чем больше за единицу времени выбуривается породы и чем меньше скорость циркуляции бурового раствора, тем больше должно быть относительное его газосодержание и наоборот.

На газонасыщенность бурового раствора может оказывать влияние также опережающее проникновение его фильтрата в поры пласта.

Некоторые типы кривых газосодержания по разрезу для сравнительно простых условий, встречающихся в природе еще до вскрытия пластов скважиной, представлены на рис. 22. Технические условия бурения и проведения газового каротажа (дегазация раствора, анализ и т. п.) оказывают влияние на газопоказание. Поэтому при интерпретации газокаротажных диаграмм необходимо прежде всего снять влияние указанных факторов и попытаться, насколько возможно, воссоздать действительную картину распределения газа по разрезу.

Для того чтобы надежно установить повышенные газопоказания, приуроченные к какому-либо пласту, следует учесть наличие газового фона и возможные колебания его. Глина и вода, из которых готовится глинистый раствор, могут содержать некоторое количество углеводородных газов. При циркуляции глинистого раствора, даже если скважина не встретила газовых или нефтегазовых скоплений, анализатор газокаротажной станции будет давать показания, интенсивность которых зависит от концентраций газа в исходной глине и воде. Эти показания не сохраняются одинаковыми по всему глинистому раствору, отдельные участки массы раствора могут быть обогащены газом.

Условия дегазации и анализа не остаются постоянными, в результате чего на газокаротажной диаграмме имеются отдельные небольшие пики содержания газа, которые могут вводить в заблуждение, свидетельствуя как бы о наличии некоторых скоплений газа в проходимых скважиной пластах. Чтобы судить о величине фона, следует начинать газовый каротаж с самых верхних пластов, также исследовать свежеприготовленный глинистый раствор, еще не поступивший в скважину. По газокаротажным диаграммам, полученным на первых стадиях бурения скважины, а также при проходке заведомо непродуктивных отложений составляют представление о величине фона и возможных его колебаниях. На этот фон, вызванный естественным газосодержанием самого глинистого раствора и различных добавок (или воды), может накладываться природный фон за счет про-

ходимых скважиной непродуктивных отложений, могущих содержать рассеянный газ.

Поэтому при интерпретации газокаротажных диаграмм следует исключить из рассмотрения все те участки скважины, где наблюдаются только явно фоновые газопоказания.

Оставшиеся зоны повышенных газопоказаний должны быть изучены с учетом других факторов: скорости проходки, свойств раствора и т. п. Всякий интервал, где наблюдаются повышенные газопоказания, заслуживает внимания. Если эти повышенные газопоказания не вызваны какими-либо погрешностями определений, случайными загрязнениями раствора или влиянием указанных факторов, то они обусловлены наличием в пройденном пласте газа или нефти.

Полученная качественная характеристика газопоказаний может оказать существенную помощь при решении вопроса о наличии скопления газа или нефти.

Фоновые газопоказания в большинстве случаев, хотя и не всегда, отличаются от состава газа продуктивных отложений. В глинах, применяемых для приготовления глинистого раствора и отбираемых обычно из поверхностных слоев, а также в воде, используемой для раствора и получаемой из неглубоко залегающих водоносных пластов, чаще всего из углеводородных газов содержится только метан. Однако возможны случаи, когда глину и воду берут на нефтегазоносной площади и в них, кроме метана, могут присутствовать более тяжелые углеводороды. Поэтому при начале газового каротажа в каком-либо районе целесообразно провести ряд опытных дегазаций свежеприготовленного глинистого раствора при разной степени дегазации, чтобы получить количественную и качественную характеристику содержащихся газов. Газ из зон повышенных концентраций, выявленных по газокаротажной диаграмме, как уже указывалось выше, следует анализировать с определением индивидуальных углеводородов $C_1 - C_6$. Сравнивая характеристику газового фона по углеводородам $C_1 - C_6$ с характеристикой зон повышенных газокаротажных показаний, можно исключить влияние фона.

Когда, например, фоновые показания представлены одним метаном, наличие в газе тяжелых углеводородов характеризует уже присутствие скопления углеводородного газа или нефти. Если газовый фон содержит и тяжелые углеводороды, то в этом случае следует ориентироваться на количественные соотношения отдельных компонентов. Точно так же о присутствии скопления метана в пласте при наличии метанового фона приходится судить по количественным данным о содержании метана в глинистом растворе.

На рис. 72 и 73 даны примеры газокаротажных диаграмм для пустых скважин на непродуктивных структурах. Получаемые небольшие газопоказания в отдельных интервалах обусло-

Величина пик может быть пропорциональна давлению или концентрации газа лишь при условии бурения в однородной среде, отсутствия опережающей фильтрации и при постоянстве

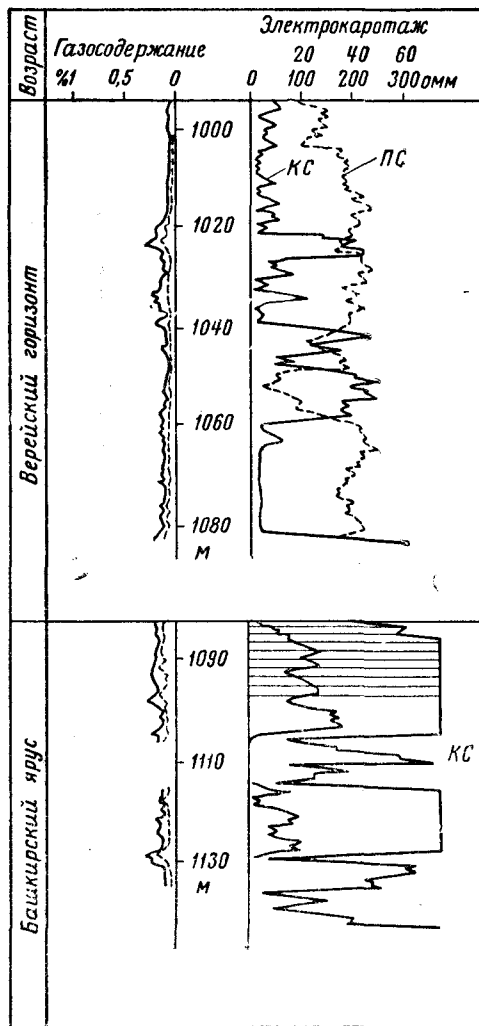


Рис. 73. Диаграмма газового каротажа скважины в районе Минеральных Вод.

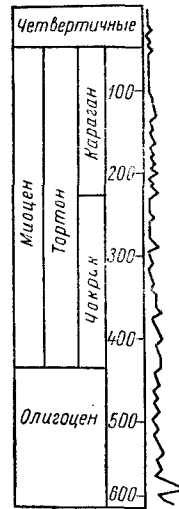


Рис. 72. Диаграммы газового каротажа по скв. 36 Покровской площади.

влены газовым фоном, а также, возможно, влиянием пропластков газа непромышленного значения.

На рис. 74 и 75 приведены газокаротажные диаграммы. По зонам повышенных газопоказаний можно утверждать о существовании промышленных залежей газа и нефти.

При интерпретации газокаротажных диаграмм следует также учитывать чувствительность газоанализатора. Величина пик кривых на газокаротажной диаграмме, как это видно из изложенного выше, зависит от многих факторов и без их учета не может служить основой для каких-либо выводов о характере или интенсивности процессов миграции газа.

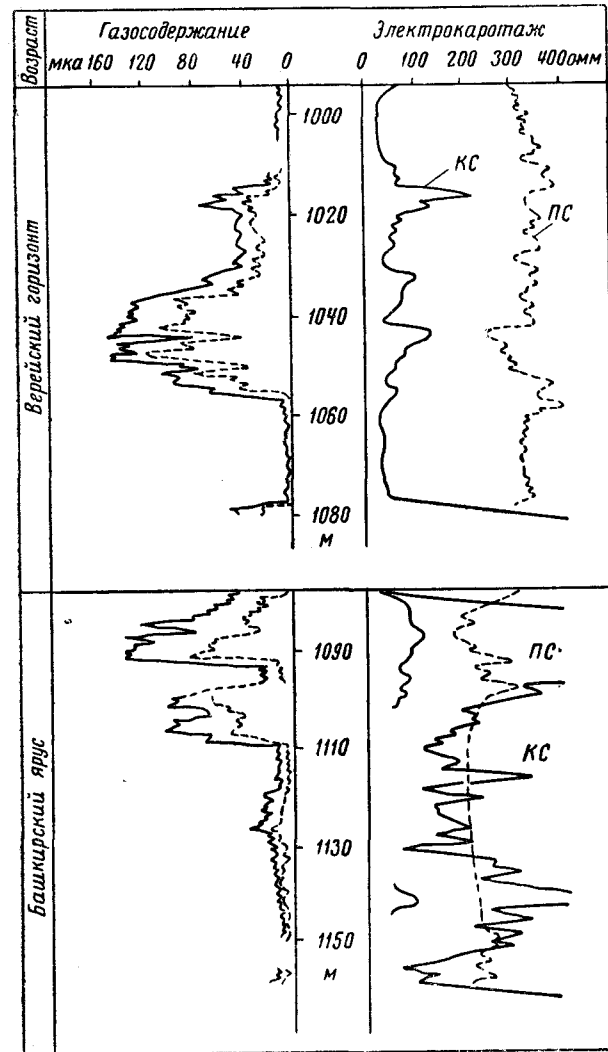


Рис. 74. Диаграмма газового каротажа по скв. 46 Покровской площади.

режима бурения (скорости проходки и циркуляции раствора), чего в действительности нет. Между тем некоторые исследователи, видя, что пики для глубоко расположенных горизонтов имеют меньшие размеры, чем у расположенных выше, делают выводы

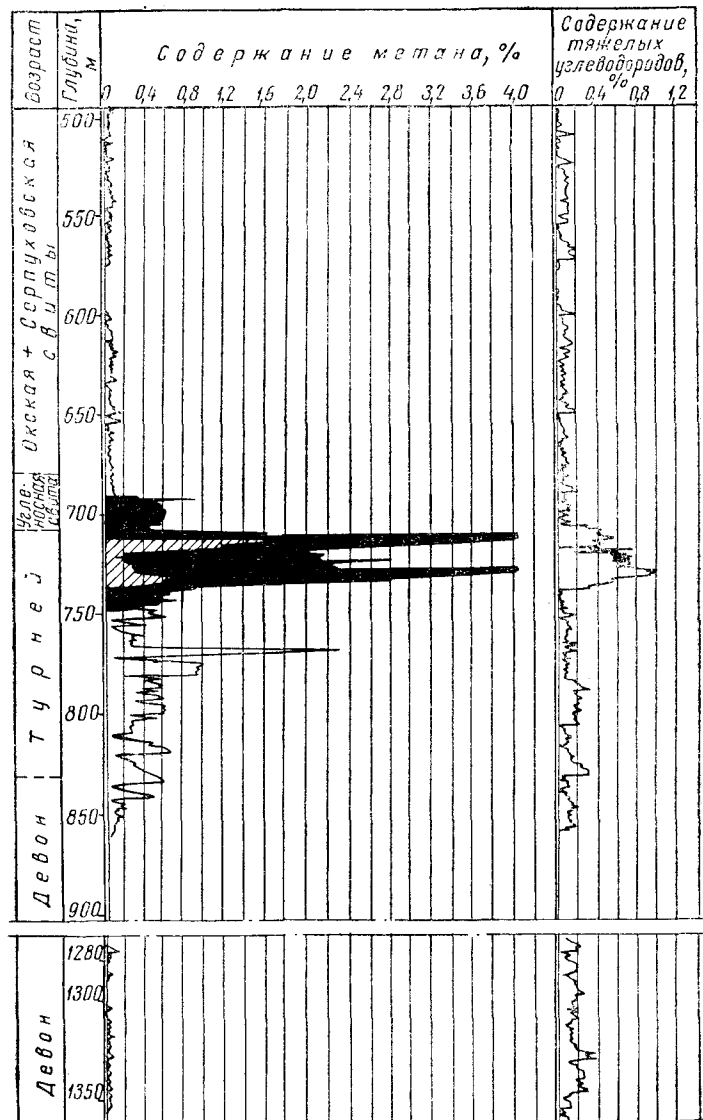


Рис. 75. Диаграмма газового каротажа по скв. 1 месторождения Малиновый овраг.

об отсутствии вертикальной миграции. Подобный неправильный вывод был сделан палеонтологом Б. П. Жиженко для Ставропольского месторождения. Этот вывод был усугублен еще одной ошибкой — не учитывалась чувствительность термохимического газоанализатора, который уже в верхних горизонтах показывал наивысшие, предельные для него концентрации метана, что, в частности, и свидетельствует о вертикальной миграции газа.

ОБ ОЦЕНКЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Наличие газопоказаний, превышающих фоновые значения, возможные погрешности определений и влияние искажающих факторов, против какого-либо пласта свидетельствует о присутствии в этом пласте некоторого скопления газа, а также нефти, если состав газа обогащен парами тяжелых углеводородов.

Естественно, возникает вопрос, как по полученным газопоказаниям судить о промышленном значении обнаруженного газового скопления. По абсолютной величине пиков кривых на газокаротажной диаграмме, зависящих от многих факторов, нельзя уверенно утверждать о размерах залежи, ее продуктивности или о дебите газа из скважин, пробуренных до данного пласта. Поэтому были сделаны некоторые попытки подойти к решению этого вопроса.

Имеет значение здесь учет полной газонасыщенности буровой жидкости. В связи с этим была изучена зависимость газопоказаний, регистрируемых станцией, от газонасыщенности буровой жидкости, для чего в лаборатории газового каротажа ВНИИГеофизики были проведены расчеты, показывающие, как будут меняться газопоказания в зависимости от изменения газового фактора, скорости проходки, расхода буровой жидкости и т. д.

На основании обработки большого фактического материала по различным районам Союза была установлена зависимость газопоказаний, полученных при помощи поплавкового дегазатора, от фактической газонасыщенности буровой жидкости по данным глубокой дегазации. Также были определены минимальные величины газонасыщенности буровой жидкости, характеризующие очень небольшие нефтяные залежи, содержащие тяжелую нефть с незначительным газовым фактором и т. п. Выполненные расчеты позволили при различных величинах газосодержания пород и расхода раствора определять газонасыщенность буровой жидкости.

Решение задачи сводится к пересчету газопоказаний прибора на газонасыщенность буровой жидкости.

Газонасыщенность F буровой жидкости при разбуривании определенного интервала продуктивного горизонта будет меняться в зависимости от скорости проходки, газосодержания пласта,

расхода раствора и т. д. Эта зависимость характеризуется формулой

$$F = \frac{V_{\text{п}} \Gamma}{Q_{\text{п}} t} \left[\frac{cm^3}{л} \right],$$

где $V_{\text{п}}$ — объем выбуренной породы за интервал проходки в m^3 ; Γ — газосодержание пласта (выбуренной породы) в m^3/m^2 ; $Q_{\text{п}}$ — производительность бурового насоса в $л/сек$; t — время бурения интервала проходки в сек.

Расчетные данные не дают полного решения вопроса об определении продуктивности пласта по результатам газового каротажа.

Продуктивность газонефтяной залежи и ее отдача отражены на показаниях газового каротажа сложным образом и оценить их можно лишь на основе не только данных газового каротажа, но и других геофизических и геологических материалов.

Можно указать на следующие основные факторы, которые характеризуют продуктивность пласта, содержащего газ, и от которых зависит величина пик кривых газопоказаний на диаграммах: 1) газосодержание пласта в 1 м^3 на 1 м^3 породы; 2) эффективная пористость $K_{\text{эф.п}}$ или доля сообщающихся пор; 3) газопроницаемость ($K_{\text{пр}}$); 4) мощность пласта (h); 5) величина опережающей фильтрации глинистого раствора или та доля занятых газом пор, которая заполняется опережающим долото глинистым раствором.

Для оценки залежи необходимо также знать ее площадь, которая выявляется на основании бурения оконтуривающих скважин.

Говоря о продуктивности пласта P , имея в виду дебит скважин, должны учитывать, что эта величина является функцией газосодержания (Γ) эффективной пористости $K_{\text{эф.п}}$ и газопроницаемости ($K_{\text{пр}}$).

С некоторым приближением можно считать, что продуктивность пласта

$$P = A \Gamma K_{\text{эф.п}} K_{\text{пр}},$$

где A — коэффициент пропорциональности.

Из данных газового каротажа должны определить значение Γ , поскольку $K_{\text{эф.п}}$ и $K_{\text{пр}}$, а также h (мощность пласта) находят по данным других методов (электрокаротажа, механического каротажа и т. п.).

Значение Γ можно вычислить из приведенной выше формулы:

$$\Gamma = \frac{F Q_{\text{п}} t}{V_{\text{п}}}.$$

Однако здесь еще не учтено влияние опережающей фильтрации буровой жидкости. Как известно, при бурении в плотных породах с небольшой проницаемостью роль опережающей фильтрации

невелика. По мере того как переходят к более проницаемым породам — несцементированным крупнозернистым пескам и другим породам с крупными хорошо сообщающимися порами и трещинами, значение опережающей фильтрации увеличивается.

В связи с этим наличие газовой залежи в подобных хорошо проницаемых пластах может отражаться на диаграммах газового каротажа относительно невысокими пиками, поскольку значительная часть газа (иногда большая часть) может быть оттеснена опережающим долото глинистым раствором.

Поэтому величина газонасыщенности бурового раствора характеризует лишь остаточное газосодержание пласта (после оттеснения части газа буровым раствором), иначе говоря, приведенную выше формулу более правильно следовало бы написать так:

$$\Gamma - \Phi = \frac{F Q_{\text{п}} t}{V_{\text{п}}},$$

где Φ — доля газонасыщенности, не попавшая в циркулирующий раствор вследствие опережающей фильтрации.

Для определения величины Φ необходимы экспериментальные работы, на основании которых находят зависимость величины Φ от проницаемости и пористости различных горных пород.

КАЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СКОПЛЕНИЙ ГАЗА И НЕФТИ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Прогнозирование характера залежи (газ, нефть, вода с газом, вода с нефтью) по данным газового каротажа имеет большое значение. Водоносные горизонты, содержащие газ или нефть, часто проявляют себя при газовом каротаже так же, как и нефтяные или газовые залежи. Практика показала, что по различию газовых аномалий на газокаротажных диаграммах и условному разделению углеводородов на газоанализаторе НГ-1 часто нельзя судить о качестве газоотдающего источника. Поэтому необходимо было разработать достаточно эффективный метод, позволяющий различать водоносный горизонт, содержащий газ или нефть, от газонефтеносного. Первые попытки разрешения задачи сводились к определению в фильтрате глинистого раствора ионов хлора и тщательному наблюдению за водоотдачей и удельным весом буровой жидкости. Исследования в этой области не дали ясных результатов. Некоторые исследователи считали, что углекислый газ, содержащийся в газовой смеси, извлекаемой из буровой жидкости, может свидетельствовать о наличии водоносных горизонтов. Однако выявление водоносных горизонтов только по углекислому газу является ненадежным, так как он вообще часто встречается в природных газах. Так, например, известно, что содержащиеся в растворе бикарбонаты в процессе своего разложения образуют в значительных количествах угле-

кислый газ. При наличии в воде 0,5 и 1 г бикарбонатов при дегазации получалось соответственно 6 и 16 мл углекислого газа.

При дегазации (с подогревом) чистой глины было выделено углекислого газа от 4 до 48 мл/л. Кроме того, было установлено, что добавление соды и щелочи в раствор заметно влияет на содержание в нем углекислого газа.

Таким образом, установить происхождение обнаруживаемого при газовом каротаже в буровой жидкости углекислого газа крайне трудно: в одном случае он может быть обязан вскрытому водоносному горизонту, а в другом — иным причинам.

При рассмотрении данного вопроса необходимо иметь в виду, что термин «водоносные горизонты», применяемый в практике газового каротажа, характеризует воды, содержащие растворенные газы.

Породы, насыщенные чистой минерализованной водой, не содержащие в себе нефти или газа, на диаграмме газового каротажа не находят никакого отражения, как это можно видеть на примере многих нефтяных месторождений Советского Союза, в частности в Башкирии, а также в газоносном районе Шебелинка (Украина), где в скв. 31 при испытании триасовых песчаников была получена чистая вода. Сами водоносные горизонты с растворенным газом также не проявляют себя резко выраженными контрастными газовыми аномалиями, так как коэффициенты растворимости углеводородных газов в воде очень невелики. Высокие газопоказания, приуроченные к интервалам залегания водоносных горизонтов, в ряде случаев могут быть объяснены наличием в водоносном пласте остаточной нефти или тонких газоносных пропластков, как это имеет место, например, в районе Березово (Западная Сибирь), где при опробовании скважин была получена вода с дебитом газа от 5 до 20 тыс. м³/сутки.

При вскрытии водоносного пласта находящегося в нем остаточная нефть или газ, как и при проходке в обычных условиях нефтяной или газовой залежи, заметно обогащают буровую жидкость углеводородными газами. Поэтому при наличии остаточной нефти в водоносном горизонте или при наличии в нем газоносных пропластков кривая газопоказаний на протяжении всего интервала, заполненного водой, будет характеризоваться относительно повышенными значениями, причем кривая газосодержания заметно будет снижаться по мере приближения к подошве пласта.

Некоторые авторы указывали, что такая чувствительность газового каротажа при разбуривании водоносных горизонтов, содержащих незначительное количество газа или остаточной нефти, является недостатком метода. Однако это утверждение, по нашему мнению, является неверным.

Обнаружение остаточной нефти или газа в воде при разведочных работах в новом районе является очень ценным поисковым показателем, позволяющим определять целесообразность и наи-

более рациональное направление дальнейших буровых работ. Использование его может привести к открытию новых нефтяных и газовых месторождений.

Для того чтобы различать по характеру газовых аномалий водоносные горизонты с остаточной нефтью и газом от чисто нефтеносных и газовых, следует определять по упомянутой выше методике полную газонасыщенность буровой жидкости, что может характеризовать газовый фактор залежи. Кроме того, нужно определять соотношение легких углеводородов к тяжелым.

Соотношение легких углеводородов к тяжелым в большинстве случаев является большим при газовой залежи, чем при нефтяной, и тем более при прохождении нефтеводоносного горизонта. Это определяется составом природного газа, характеризующего некоторые типы месторождений и залежей.

Соотношения углеводородных компонентов в природном газе, извлекаемом из буровой жидкости, зависит от характера газоотдающего источника (газоносный пласт, нефтеносный пласт, водоносный пласт с остаточной нефтенасыщенностью, водоносный пласт с растворенным газом).

По фракционному разделению углеводородных газов, осуществляемому при газовом каротаже на термохимическом анализаторе НГ-1, пытались давать качественную оценку газокаротажным данным, т. е. прогнозировать характер залежи (газ, нефть, вода с газом, вода с остаточной нефтью).

Известно, что природный углеводородный газ в основном представлен метаном, этаном, пропаном и бутаном; в незначительных концентрациях в некоторых газах встречаются пентан и более тяжелые углеводороды. В соответствии со своим составом природный углеводородный газ можно подразделить на две фракции: легкую, представленную метаном, и тяжелую, представленную этаном, пропаном и более тяжелыми углеводородами.

Эти фракции сгорают в электрическом газоанализаторе при различных напряжениях накала платиновых нитей.

Более точно разделять углеводородные газы на метан, этан, пропан, бутан и т. д. можно при помощи хроматографического газоанализатора, как это описано в главе IV.

Известно, что чисто газовые залежи характеризуются большим содержанием метана, достигающим до 99%, и незначительной примесью тяжелых углеводородов.

Состав газа, содержащегося в нефтяной залежи, зависит от ее качественной характеристики. Поскольку (даже в пределах одного района) залежи, залегающие в различных горизонтах, часто значительно различаются между собой, естественно, и состав газов может быть различным.

Состав газа в водоносных пластах во многом зависит от того, имеется ли в воде остаточная нефть или ее нет. Растворимость газа в нефти значительно выше, чем в воде. В свою очередь коэффициент растворимости тяжелых углеводородов в нефти увели-

чивается по мере роста их молекулярного веса. Растворимость различных углеводородов в воде примерно одинакова и весьма незначительна (см. главу I).

Средний состав нефтяных газов всех месторождений земного шара содержит 83% метана и 17% тяжелых углеводородов.

Изучение фактического материала по различным районам Советского Союза позволило установить характерный состав газов для залежей этих районов (см. главу I).

Ниже описывается методика интерпретации, основанная на данных хроматографического анализа газов.

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ГАЗОВ

Состав природных углеводородных газов может быть весьма различным. Как это видно из примеров, приведенных в главе I, газ в залежи может состоять почти из одного метана с очень небольшой (0,1—1%) примесью других газов. Иногда в составе углеводородного газа встречается более значительная примесь тяжелых углеводородов (от 1—3 до 10%). В некоторых районах в природном нефтяном газе содержатся большие концентрации тяжелых углеводородов (от 40—50% и выше). Соотношение индивидуальных компонентов в каждом из этих типов газов может быть различным.

Тем не менее для отдельных месторождений или отдельных газовых и нефтяных горизонтов сохраняется в общих чертах один и тот же состав газа. В некоторых случаях определенный состав газа характерен для целых районов.

Благодаря этим особенностям были выявлены характерные составы газа, приуроченные к отдельным нефтегазовым месторождениям или районам, а также к отдельным типам скоплений газа и нефти в этих районах (газовая залежь, нефтяная залежь, вода с растворенным газом и т. п.).

В основу предлагаемой методики были положены представления о составах газов нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов. Эти составы газов будут отличаться по процентному соотношению содержащихся в них углеводородов. Состав газа нефтяных залежей меняется в зависимости от состава и удельного веса нефти и газового фактора залежи. Состав газа водоносных пластов зависит от того, имеется ли в воде остаточная нефть или ее нет.

Для того чтобы можно было использовать качественный состав газа для оценки продуктивности интервала, охарактеризованного повышенными газопоказаниями, необходимо прежде всего изучить качественный состав газа эксплуатирующихся горизонтов данного или близлежащего месторождения.

Газ, отобранный из известного интервала при испытании или эксплуатации скважины, анализируется обычно на приборах в лабораториях.

Эти данные используются нами, как эталонные, с которыми сравнивают результаты раздельного анализа газа, отобранного в интервалах повышенных газопоказаний.

По составу газа отличаются не только газоносные, нефтеносные и водоносные пласты, но и различные нефтеносные продуктивные пласты месторождения. Поэтому необходимо строить эталонные графики газового состава или «эталонные палетки» для всех отличающихся по составу продуктивных пластов, имеющих в данном разрезе.

В тех случаях, когда газокаротажные работы проводятся в новых районах, где нет данных о составе газа, можно пользоваться альбомом палеток, составленных лабораторией газового каротажа ВНИИГеофизики, где приводятся данные о составе газов как по районам, так и стратиграфическим подразделениям. Альбомы приложены к инструкциям.

Отбор газа

При проведении газокаротажных работ во всех интервалах повышенных газопоказаний (по данным суммарного сжигания на термохимическом анализаторе НГ-1) необходимо как можно чаще (через 0,25—0,5 м) отбирать пробы газа для последующего компонентного анализа, с тем чтобы уловить границы перехода газ — нефть — вода.

Если известно, что были пропуски продуктивных пластов (как правило, эти пласты имеют хорошую проницаемость, так как наблюдалась опережающая и боковая инфильтрация в пласт), то наряду с непрерывной записью газопоказаний необходимо через 0,25—1 м отбирать пробы глинистого раствора для глубокой дегазации на приборе ТВД-4 с последующим анализом десорбированного газа на приборе ГСТ-Л (или другом хроматографическом приборе).

Построение палеток газового состава и их использование при интерпретации

Регистрируемые данные раздельного анализа проб газа в микроамперах переводят при помощи калибровочной кривой (рис. 76) в проценты (см. временную инструкцию по хроматермографическому анализу на приборе ГСТ-Л-3). Затем вся сумма абсолютных концентраций горючих газов условно принимается за 100%. Далее определяют содержание каждого компонента по отношению к этой сумме.

Полученные результаты наносят на систему координат. По оси абсцисс откладывают компоненты, а по оси ординат — проценты (рис. 77). При выборе горизонтального масштаба рекомендуется устанавливать расстояние между отдельными компонентами от 1 до 2 см, для вертикального масштаба можно положить

в 1 см 10% или для более контрастного выделения тяжелых углеводородов (когда концентрации их невелики) можно принять такой масштаб: от 0 до 10% 1 см = 5%; от 10% до 100% 1 см = 10%.

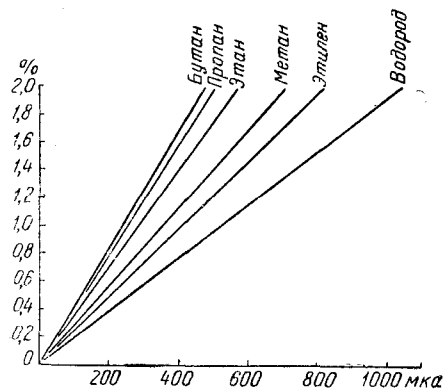


Рис. 76. Калибровочная кривая.

Приступая к обработке результатов газового каротажа скважины, выделяем в разрезе интервалы, которые по суммарному газосодержанию могут быть перспективными, и даем качественную оценку им, учитывая данные о составе газа.

Для этого сопоставляем все палетки раздельного анализа этого интервала с эталонными палетками состава газа залежей нефти или газа того же горизонта данного или близлежащего

месторождения. В случае совпадения по форме кривой палетки раздельного анализа проб газа скважины с эталонными дается

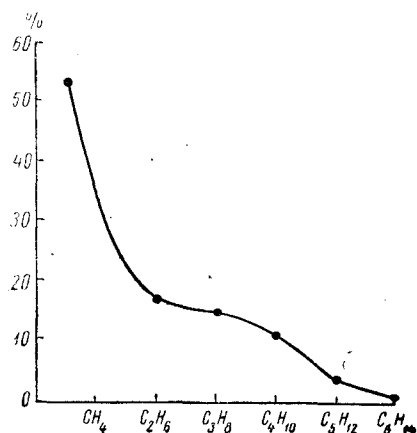


Рис. 77. Построение палетки, характеризующей определенный состав газа.

	Абсолютные значения, %	Относительные значения, %
CH ₄	65	53
C ₂ H ₆	0,2	17
C ₃ H ₈	0,18	15
C ₄ H ₁₀	0,14	11
C ₅ H ₁₂	0,04	3,5
C ₆ H ₁₄	0,005	0,5

заключение о перспективности интервала, которое уточняется при дальнейшей интерпретации данных промысловой геофизики (стандартный электрокаротаж, БКЗ и др.), при этом уточняется также глубина залегания пласта.

Те кривые, которые не совпали с эталонными палетками газоносных или нефтеносных залежей, могут характеризовать воду с остаточной нефтенасыщенностью (или минерализованную воду с растворенным газом).

Очень важно для интерпретации иметь дополнительные сведения о коллекторских свойствах пород и битуминозности, поэтому необходимо в процессе ведения газового каротажа отбирать керн и шлам для определения пористости, проницаемости и люминесцентной характеристики пород.

При проведении газокаротажных работ было выполнено много анализов свободно выделяющихся и попутных газов на разнообразных месторождениях. Полученный материал был систематизирован и представлен в виде эталонных палеток газового состава.

Примеры таких палеток даны на рис. 78, 79 и 80.

Большое количество полученных при газовом каротаже анализов природных газов дает возможность изучать закономерности распределения их компонентов по профилям и площадям. На рис. 81 и 82 в качестве примера даны профили изменения состава газа нефтяных залежей по определенным горизонталям.

О НЕКОТОРЫХ ФАКТОРАХ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОКАЗАНИЯ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

При определенных условиях ряд факторов может вносить искажения в получаемые результаты газового каротажа.

К таким факторам следует отнести: 1) влияние ранее пройденных скважиной продуктивных горизонтов; 2) заливку в буровую жидкость нефтепродуктов; 3) присутствие в составе анализируемой газозудшной смеси горючих неуглеводородного характера; 4) высокий газовый фон.

Влияние ранее пройденных продуктивных пластов

В покоящуюся или циркулирующую в скважине буровую жидкость при определенных условиях могут проникать газ, нефть и вода из ранее пройденных пластов, особенно при бурении водой.

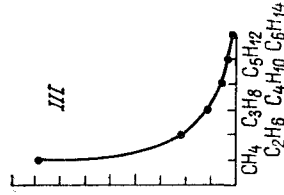
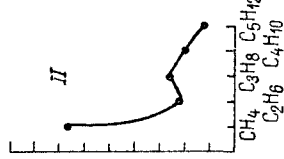
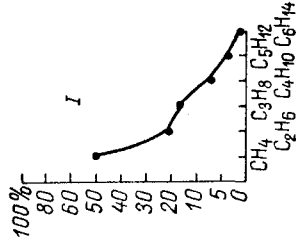
При бурении глинистым раствором продуктивный горизонт сравнительно быстро успевает заглинизироваться, а поэтому влияние его сказывается в значительно меньшей степени.

Как показал опыт газокаротажных работ, влияние ранее пройденных продуктивных горизонтов, как правило, замечается лишь при возобновлении циркуляции буровой жидкости после некоторого перерыва в бурении.

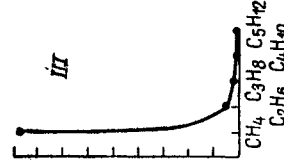
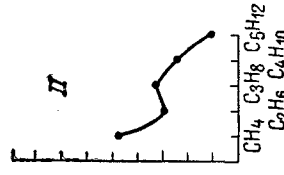
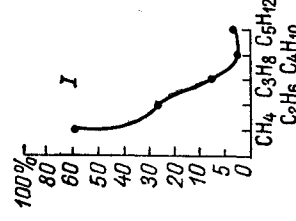
Это объясняется тем, что определенные участки находящейся в покое буровой жидкости, соприкасаясь в течение некоторого времени с ранее вскрытыми продуктивными пластами, обогащаются жидкими и газообразными углеводородами.

В процессе бурения скважины при непрерывной циркуляции буровой жидкости вследствие наличия глинистой корки газосодержание раствора за счет ранее пройденного горизонта настолько невелико, что оно в большинстве случаев, особенно при

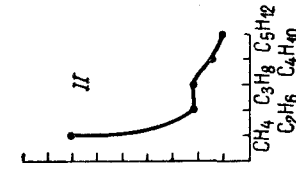
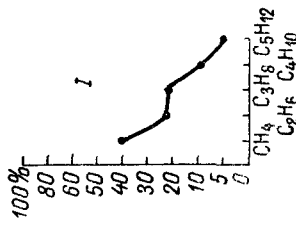
Верейский горизонт



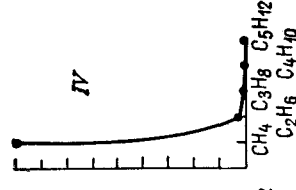
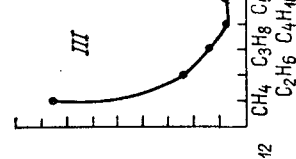
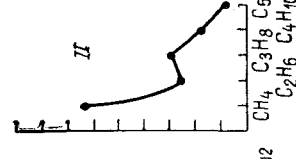
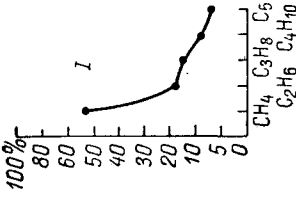
Башкирский ярус



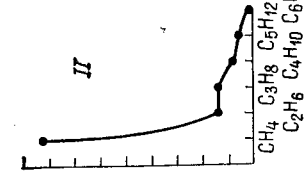
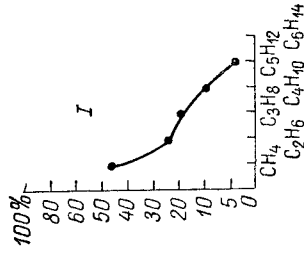
Визейский ярус



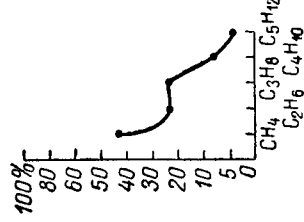
Турнеуский ярус



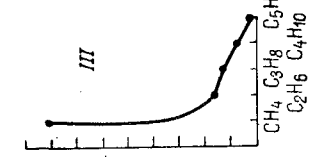
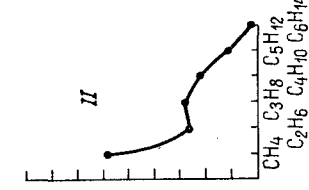
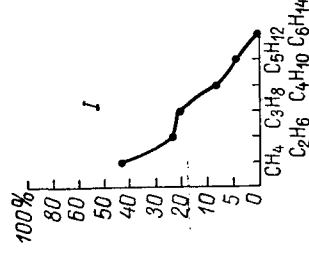
Верхне-живетский подъярус



Ланково-Ледвядские слои



Пашийские слои



Средний состав газа для всех горизонтов

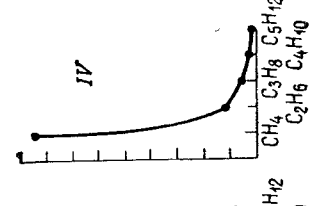
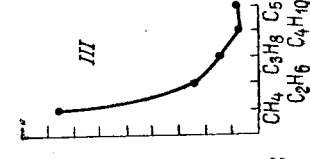
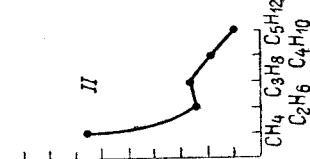
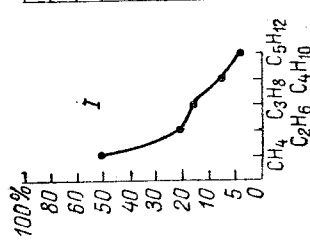


Рис. 78. Типы палеотек, характеризующих состав попутного газа нефтяных залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

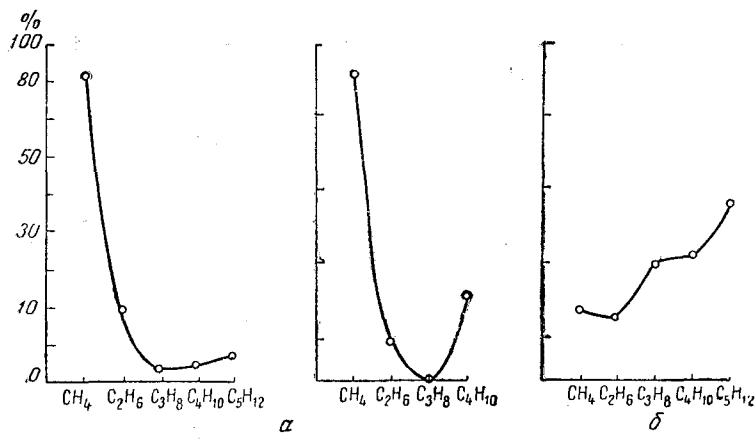


Рис. 79. Примеры палеток, характеризующих состав газа.
 а — вода с остаточной нефтенасыщенностью; б — вода с пленкой нефти.

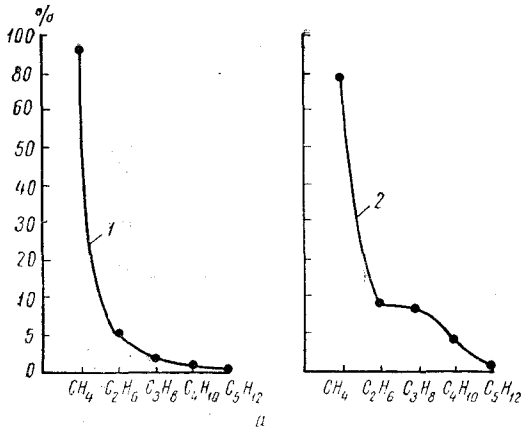


Рис. 80. Примеры палеток состава газа для некоторых палеозойских отложений.
 а — пашийские слои (пласт IА): 1 — газовая залежь; 2 — попутный газ; б — кунгурский ярус; в — угленосная свита; г — верхнеживетский подъярус (б, в, г — попутный газ).

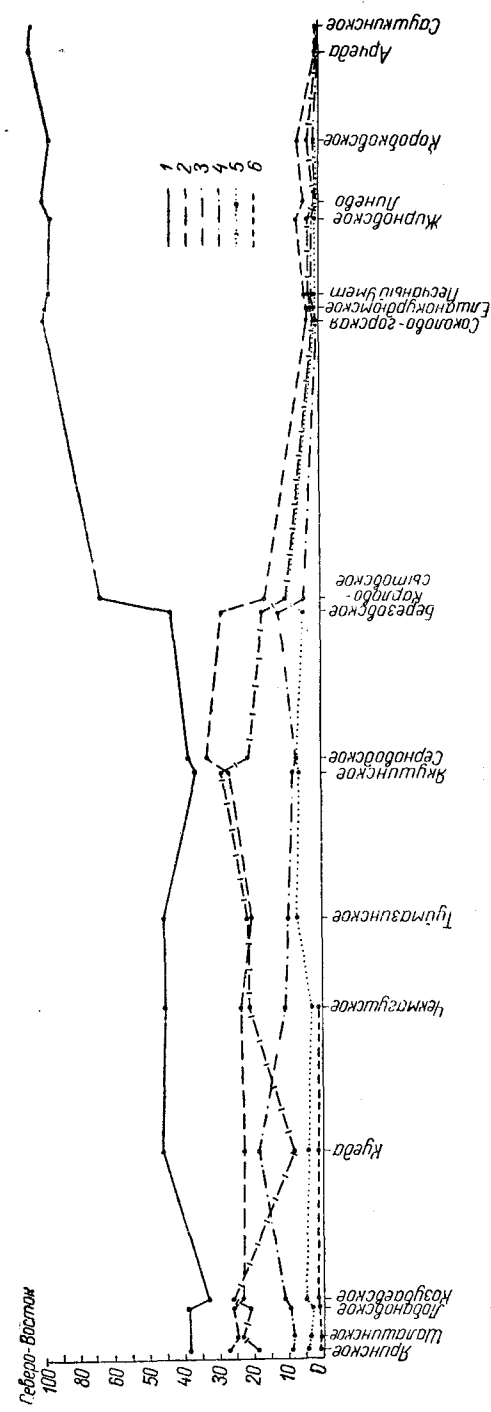
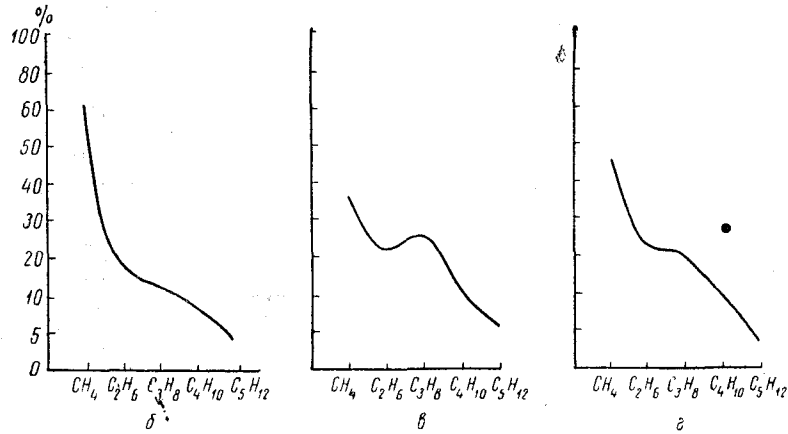


Рис. 81. Схематический профиль изменения состава природного газа нефтяных залежей по угленосному горизонту (визейский ярус C_1^2).
 Масштаб: горизонтальный 1 : 1000000, вертикальный 1 см = 2,5%. 1 — метан; 2 — этан; 3 — пропан; 4 — бутан; 5 — пентан; 6 — гексан.

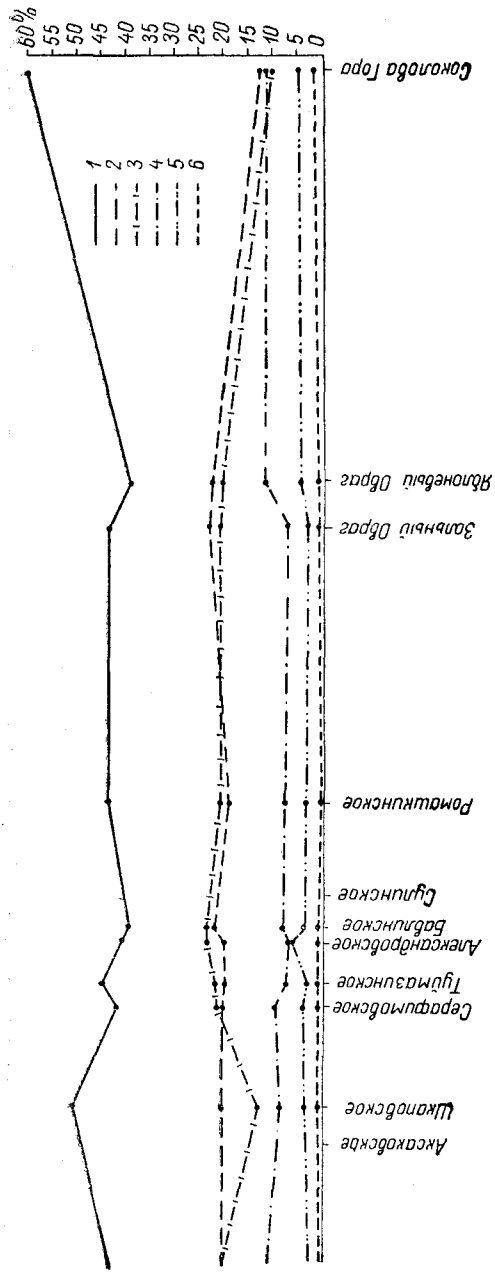


Рис. 82. Схематический профиль изменения состава газа нефтяных залежей (франский ярус D_{31} , пашийские слои). Масштаб: горизонтальный 1 : 1000000, вертикальный 1 см = 2,5%. 1 — метан; 2 — этан; 3 — пропан; 4 — бутан; 5 — пентан; 6 — гексан.

неглубокой дегазации, не имеет практического значения для газового каротажа.

Как изменяется повышенное газосодержание раствора при его циркуляции, можно наблюдать, например, при определении отстаивания глинистого раствора путем добавления в него незначительного количества бензина, который фиксируется отчетливым возрастанием концентрации газа при выходе на поверхность, зоны раствора, обогащенного бензином. Эта зона повышенного газосодержания раствора с каждым последующим его полным циклом циркуляции заметно уменьшается и сравнительно быстро доходит до фоновых значений.

Величина остаточного газосодержания буровой жидкости и время его проявления будут зависеть от вязкости и условий пребывания раствора на дневной поверхности.

Более жидкие растворы при выходе на дневную поверхность почти полностью теряют свободный и частично растворенный газ, в то время как вязкие растворы теряют лишь часть этого газа. Чем больше относительная вязкость глинистого раствора, тем, естественно, продолжительнее будет удерживаться его повышенный газовый фон.

Влияние остаточного газосодержания буровой жидкости после проходки продуктивного горизонта будет проявляться более продолжительное время при условии глубокой дегазации раствора.

Последующее влияние ранее пройденных пластов может ощущаться и при нарушении глинистой корки против продуктивного горизонта в процессе спуска бурового инструмента.

Такого рода явления, выражающиеся, как правило, в виде отдельных точечных эффектов, по возможности должны быть исключены при рассмотрении газокаротажных диаграмм.

Благодаря последующему влиянию ранее пробуренных горизонтов имеются случаи завышенных газопоказаний. При этом кровля продуктивного горизонта на газокаротажной диаграмме чаще всего отбивается сравнительно четко, в то время как подошва не имеет должной локализации, хотя это явление частично и может быть объяснено разбавлением газа в свободном объеме дегазатора.

Последующее влияние пройденных горизонтов в период остановок бурения, как уже указывалось выше (глава V), является основой для диффузионного газового каротажа после бурения. Буровая жидкость, соприкасаясь во время перерыва циркуляции с ранее пробуренными продуктивными горизонтами, может обогащаться углеводородами благодаря их диффузионному проникновению из залежи.

Проведенные опытные работы по исследованию буровой жидкости после перерыва ее циркуляции (при возобновлении бурения), а также в процессе проработки скважины не дали положительных результатов. Было установлено, что для каждой

каротируемой скважины требуется знать оптимальное время, необходимое для прекращения циркуляции буровой жидкости, чтобы обеспечить обогащение ее газом или нефтью. Как показали исследования, это время может быть самым различным в зависимости от газового фактора и нефтенасыщенности пород, что в процессе бурения еще неизвестно.

Следовательно, установить необходимые оптимальные условия для проведения газового каротажа после бурения для каждой каротируемой скважины практически крайне затруднительно или даже невозможно. Кроме того, длительная остановка скважины, необходимая для обогащения буровой жидкости газом или нефтью, измеряется примерно 10 и более днями, что резко увеличивает стоимость бурения и может привести в ряде случаев к авариям.

Влияние заливок в буровую жидкость нефтепродуктов

Существенные искажения при проведении газового каротажа могут вызывать заливки различных нефтепродуктов в скважину. Степень этих искажений зависит от количества и качества введенной в раствор нефти. Заливка в буровую жидкость окислившейся нефти при непрерывной неглубокой ее дегазации практически не оказывает на газовый каротаж существенного влияния.

Так, например, в скв. 224 и 287 Бузовнынефть добавленная в раствор тяжелая нефть удельного веса 0,946 не внесла в данные газового каротажа заметных искажений.

В то же время сырая нефть, введенная в значительном количестве в буровую жидкость (тем более, если она легкая и насыщена газом), как правило, делает в определенных интервалах разреза скважины практически невозможным проведение газокаротажных работ (рис. 83). Характерным примером в этом отношении может служить район Туймазы.

На повышенном газовом фоне при заливках нефти удается выделять лишь мощные продуктивные горизонты, характеризующиеся большим газовым фактором, повышенной нефтенасыщенностью и т. д.

Влияние залитой нефти сказывается на данных газового каротажа в значительно большей степени при глубокой дегазации, чем при непрерывной неглубокой. В этих случаях рекомендуется предназначенную для заливки в скважину нефть предварительно подвергнуть естественной дегазации. Такая нефть практически уже не может внести в данные газового каротажа существенных искажений.

Проведенными исследованиями при разработке методики, устраняющей искажающее влияние нефтяных заливок, было установлено, что при циркуляции буровой жидкости добавленная нефть сравнительно быстро теряет свои легкие фракции. Экспериментальными работами было доказано, что метан и этан полностью и сравнительно

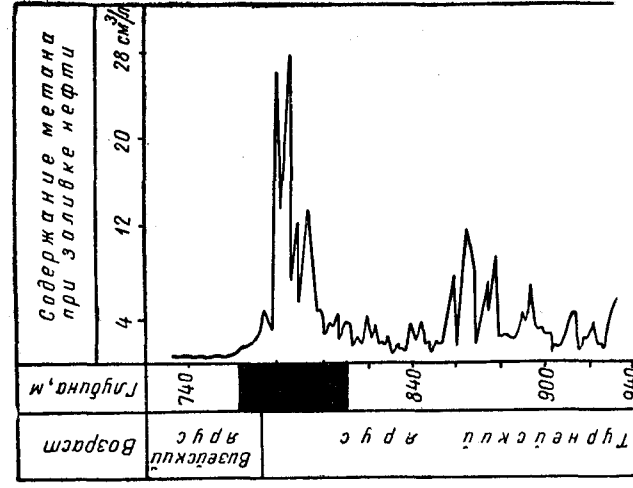
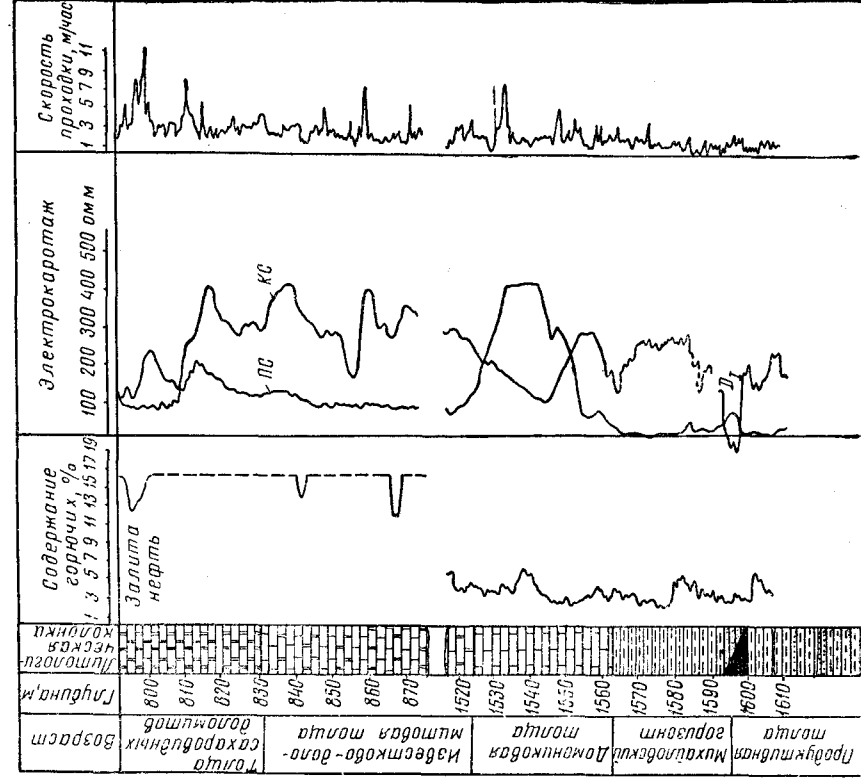


Рис. 84. Оливка нефтегазосного горизонта по метану при наличии заливки нефти.

Рис. 83. Газокаротажная диаграмма по скв. 698 Александровской площади (пример влияния заливки нефти).



быстро вымываются из порции раствора после пропускания воздуха. Кроме того, при наличии нефти в буровой жидкости тяжелые углеводородные газы не могут быть надежными показателями газового каротажа.

Обнаружение продуктивных горизонтов при заливках нефти только по легким углеводородам было проверено при помощи хроматографического анализатора ГСТ-2 на нефтяных месторождениях Башкирии.

Например, по скв. 201 Леонидовской площади нефтяная заливка отразилась повышенными суммарными показаниями на довольно значительном интервале.

Однако по кривой содержания метана, определенного на хроматографическом приборе, продуктивный горизонт довольно контрастно отразился на газокаротажной диаграмме (рис. 84).

Аналогичные результаты были получены по другим скважинам (скв. 119 Серафимовской площади и др.).

Таким образом, при проведении газового каротажа, пользуясь компонентным анализом газа, можно устранить искажающее влияние заливок нефти. В этом случае газовый каротаж рекомендуется проводить исключительно по одному метану.

Влияние горючих газов неуглеводородного характера

К числу горючих неуглеводородных газов, которые сгорают в условиях анализа, относятся сероводород, водород и окись углерода. В случае присутствия этих газов при газовом каротаже можно получить ложные показания о наличии углеводородных газов.

Сероводород является частым спутником нефтяных залежей; его присутствие в газе, анализируемом при газовом каротаже, может вносить искажение в получаемые результаты. Исключение сероводорода из газовой смеси при помощи щелочного поглотителя не представляет трудностей, а поэтому его влияние на данные газового каротажа можно легко устранить.

Присутствие водорода в природном газе, а следовательно, и в анализируемой при газовом каротаже газовой смеси некоторыми исследователями оспаривается до сих пор, хотя накопилось уже немало фактов, подтверждающих наличие водорода в некоторых природных газах.

Указывалось, что образование водорода под влиянием радиоактивных веществ может колебаться в широких пределах в зависимости от распределения их и концентрации как в воде, так и в минералах. Наличие в составе газовой смеси небольшого количества водорода было подтверждено также некоторыми данными, полученными при проведении газового каротажа. Кроме того, было установлено, что водород может образоваться в железных и оцинкованных емкостях как при хранении в них буровой жидкости, так и при ее подогреве, а также при взаимодействии раствора с трубами. Поэтому определение водорода при проведении

газового каротажа совершенно необходимо. С этой целью к существующему на газокаротажных станциях ГКС-3 термохимическому анализатору придается трубка с активированным углем марки КАД, а газоанализатор ГСТ-Л позволяет надежно определять в анализируемой смеси содержание водорода.

Окись углерода, если она присутствует, будет, так же как и водород, сгорать и, следовательно, вносить искажения в получаемые результаты.

В процессе применения существующих методов дегазации стремились выяснить возможность образования окиси углерода в буровой жидкости. Как показали проведенные исследования, ни при каких применяемых способах дегазации буровой жидкости, в том числе при термовакуумном способе, окиси углерода практически не образуется.

Результаты исследований на содержание углеводородов и окиси углерода в газах, извлеченных при дегазации воды, глинистого раствора и шлама с добавкой и без добавки нефти, приведены в табл. 67. Полученные показания на окись углеводорода в пределах до 0,02—0,04 мл/л лежат в пределах ошибок определения.

Таким образом, для того чтобы исключить возможное влияние неуглеводородных горючих газов на данные газового каротажа, необходимо пробы газа, относящиеся к участку разреза с повышенными показаниями горючих газов, дополнительно анализировать на содержание в них водорода и очищать газ от сероводорода.

Таблица 67

Результаты исследований содержания углеводородов и окиси углерода в газах, полученных при дегазации воды, глинистого раствора и шлама

Исследуемая жидкость	Извлечено горючих газов				
	температура дегазации, °С	сумма, мл/л	метан + окись углерода, мл/л	тяжелые углеводороды, мл/л	окись углерода, мл/л
Вода	100	0,02	0,02	0,00	0,00
Вода + нефть (обр. 1)	70	2,31	0,09	2,22	0,03
Вода + нефть 1 (обр. 1)	100	4,15	0,09	4,06	0,03
Глинистый раствор (обр. 1)	100	0,02	0,02	0,00	0,00
Глинистый раствор + нефть (обр. 1)	70	3,84	0,12	3,72	0,04
То же (обр. 1)	100	4,46	0,11	4,35	0,03
» (обр. 2)	70	39,69	0,06	39,63	0,06
» (обр. 2)	100	53,21	0,27	52,94	0,06
» (обр. 3)	70	12,77	0,02	12,75	0,02
» (обр. 3)	100	0,76	0,00	0,76	0,00
Шлам (обр. 1)	100	0,76	0,00	0,76	0,00
Шлам + нефть (обр. 1)	70	2,54	0,05	2,49	0,02
То же (обр. 1)	100	2,42	0,07	2,35	0,03

Газовый фон

Большое значение при проведении газокаротажных работ имеет газовый фон. Для правильной интерпретации полученных результатов нужно знать примерную величину фоновых показателей и своевременно учитывать их изменение.

Продуктивные горизонты в процессе газокаротажа бурящихся скважин достаточно четко отбиваются в тех случаях, когда газовый фон буровой жидкости сравнительно невелик и остается относительно постоянным.

Газовый фон образуется в результате наличия газа в глине и воде, из которых готовится раствор, в применяемых смазочных материалах и в нефти, добавляемой в раствор.

Увеличение фоновых показателей за счет смазки инструмента в большинстве случаев практически мало ощутимо, так как газа в смазке очень мало, а упругость паров смазочных материалов при обычной температуре невелика. Существенные изменения в фоновые показания буровой жидкости вносит заливка сырой нефти, которая в определенных интервалах, как уже отмечалось, затрудняет проведение газового каротажа.

Коллекторские свойства пород

При рассмотрении результатов газового каротажа желательно иметь данные о некоторых физических и других свойствах пройденных пород. При хороших коллекторских свойствах пород повышенные газопоказания являются признаком наличия залежи, имеющей промышленное значение.

Общее представление о литологической характеристике пробуренных пород приближенно можно получить в процессе газового каротажа по кривой скорости проходки (механический каротаж). Однако по данным механического каротажа нельзя достаточно полно составить представление о характере пробуренных пород без учета определенных параметров бурения, которые в ряде случаев оказывают существенное влияние на скорость бурения. К числу таких параметров могут быть отнесены осевая нагрузка на забой, число оборотов ротора, тип долота, его техническое состояние и т. п.

Известно, что с увеличением оборотов ротора, а также осевой нагрузки скорость проходки при прочих равных условиях будет увеличиваться и наоборот (скорость проходки будет также зависеть от типа применяемого долота).

Американские исследователи при проведении газового каротажа часто с увеличением скорости проходки приостанавливают бурение и продолжают циркуляцию буровой жидкости до ее выхода на дневную поверхность в течение времени, равного отстаиванию раствора. Это делается для того, чтобы установить наличие газо-

проявлений на участке, охарактеризованном по данным механического каротажа повышенной скоростью проходки.

Следует иметь в виду, что с увеличением скорости проходки возрастает относительное газосодержание буровой жидкости за счет увеличения объема выбуренной породы.

Проведенные в этой области работы показали, что при расширении ранее прокаротированной скважины, несмотря даже на увеличение скорости проходки, повторный каротаж дал несколько пониженные газопоказания, так как объем выбуриваемой породы в единицу времени значительно уменьшился.

Таким образом, изучение кривой механического каротажа с учетом различных указанных выше факторов бурения облегчает литологическое расчленение пройденных пород, позволяющее наиболее правильно оценить пройденные отложения. Это приобретает особое значение при прохождении нескольких продуктивных горизонтов, разделенных между собой незначительными пропластками, которые могут дать одну общую зону повышенного газосодержания. Так, например, скопления, разобщенные между собой незначительными по мощности глинистыми пропластками, часто отбиваются газовым каротажом в основном как однопластовая залежь (например, кирмакинская свита на Апшеронском полуострове и др.).

ПОИСКИ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА И НЕФТИ ПРИ ПОМОЩИ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Газовый каротаж, проводимый на какой-либо глубокой скважине, позволяет получить характеристику газосодержания пройденного разреза и дает возможность отбить определенные горизонты или пласты с повышенными концентрациями углеводородных газов. Таким путем выявляются с учетом упомянутых факторов газоносные и нефтеносные пласты, могущие иметь промышленное значение. Эта задача отбивки продуктивных пластов решается главным образом при помощи газового каротажа по глинистому раствору.

Проведение газового каротажа на нескольких скважинах, расположенных по профилю или иным образом на изучаемой площади, позволяет уже не только отбивать продуктивные горизонты, если они имеются, но и проследить ход изменения концентраций газа в тех или иных направлениях по различным горизонтам. Это относится не только к горизонтам, которые можно охарактеризовать как продуктивные, но и ко всяким другим, где закономерно наблюдаются хотя бы незначительные газопоказания.

Наличие таких газопоказаний по какому-либо горизонту по профилю скважин позволяет строить глубинные газовые профили, указывать направление возрастания концентраций газа и ориентировать таким образом дальнейшие буровые работы по поискам новых нефтегазовых месторождений.

Проведение таких газосъемочных работ может быть выполнено путем изучения глинистого раствора или керна при бурении различных скважин.

Как известно, газовая съемка может проводиться с самых верхних слоев, начиная с 2—4 м. Известно несколько вариантов газовой съемки: 1) по свободно отбираемому газу; 2) по газу, растворенному в пластовой воде (водно-газовая съемка); 3) по газу, извлекаемому из образца породы или керна.

Во многих районах, преимущественно в областях третичной и мезозойской складчатости, особенно на участках дизъюнктивных нарушений, газовая съемка уже с 2—4 м позволяет получать аномалии, приуроченные к нефтегазовым месторождениям.

При более спокойном залегании пород целесообразно отбирать пробы газа (свободного, растворенного, сорбированного) с больших глубин (6—10 м и глубже). В районах, сложенных палеозойскими породами, также необходим отбор проб со значительных глубин, хотя и для них известен ряд случаев обнаружения газовых аномалий, приуроченных к нефтегазовым месторождениям, при отборе проб с глубин 2—4 м.

Когда в исследуемом районе бурятся скважины для тех или иных изысканий (скважины на воду, сейсмические скважины, неглубокие структурные скважины и т. п.), целесообразно их использовать для проведения газосъемочных работ по различным горизонтам, в данном случае по средним глубинам.

Наконец, можно проводить газовую съемку по глубоким скважинам, применяя для этого газовый каротаж по глинистому раствору или керну. В последнем случае (по керну) газовый каротаж часто называют газометрией скважин. По данным газового каротажа глубоких скважин можно строить диаграммы и интерпретировать газовые аномалии по различным пластам и горизонтам.

Основные положения о миграции газа и нефти, служащие теоретической базой для газовой съемки в различных ее вариантах, опубликованы в литературе [33, 34, 35].

В данной работе не ставилась задача подробного рассмотрения газовых геохимических исследований при поисках нефти и газа.

Остановимся кратко только на некоторых положениях, непосредственно относящихся к методам интерпретации газового каротажа и получаемых газовых аномалий применительно к поискам новых нефтегазовых месторождений.

К материалам, которые могут быть использованы при интерпретации глубинных газовых съемок, относятся исследования, выполненные в последнее время по распределению газов в пределах контура нефтегазоносности различных структур и за его пределами, а также на структурах, не содержащих залежей нефти и газа.

Для этого специально было пробурено с отбором керна около 60 скважин, по данным которых установлена одна и та же закономерность. Так, скважины в контуре нефтегазоносности

показывали наличие повышенных концентраций газа на разных уровнях геологического разреза вплоть до поверхностных отложений. Скважины вне контура нефтегазоносности или на непродуктивных структурах не показали повышенных концентраций газа в верхней части разреза, и лишь на более значительных глубинах (в некоторых случаях на отдельных горизонтах) замечались небольшие концентрации газа. На рис. 85 показаны газовые профили по скважинам, расположенным внутри и вне контура нефтегазоносности на различных структурах. Во всех случаях кривая газосодержания более или менее резко снижается для законтурных скважин [53].

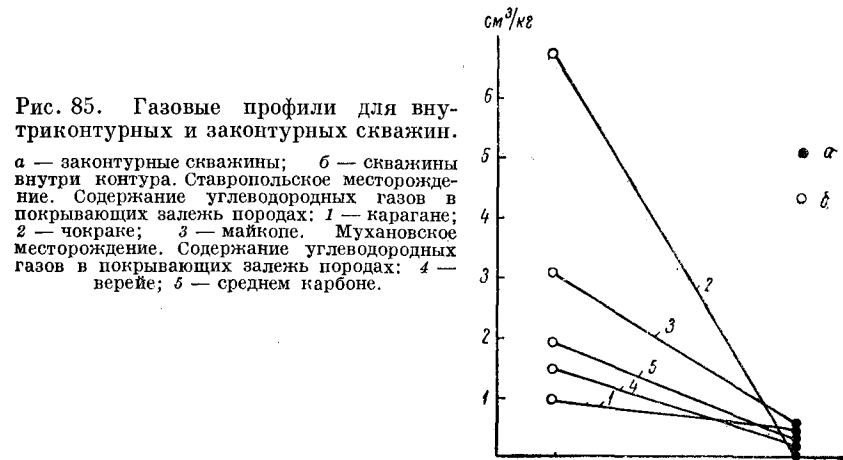


Рис. 85. Газовые профили для внутриконтурных и законтурных скважин. а — законтурные скважины; б — скважины внутри контура. Ставропольское месторождение. Содержание углеводородных газов в покрывающих залежь породах: 1 — карагане; 2 — чокраке; 3 — майкопе. Мухановское месторождение. Содержание углеводородных газов в покрывающих залежь породах: 4 — верейе; 5 — среднем карбоне.

Концентрации углеводородных газов в покрывающих залежь породах для внутриконтурных и законтурных скважин приведены в табл. 68.

При рассмотрении газокаротажных диаграмм, особенно для кернов, следует учитывать те особенности распределения газов, которые были описаны в главе I, а также дегазацию керна при его подъеме, выемке и помещении в герметический дегазационный стакан.

Вследствие особенностей физических и физико-химических свойств пород в отдельных пластах, а также вследствие явлений конденсации углеводородов C_2 и выше и их обратного испарения при соответствующих условиях концентрации газов увеличиваются по мере углубления не равномерно, а более сложным образом.

При проведении газового каротажа по керну большая часть свободного газа при подъеме и выемке керна уходит в атмосферу. В порах керна останется лишь очень небольшая доля от находившегося в них газа в пластовых условиях. Эта доля может составлять, как показала практика работ, лишь несколько процентов в зависимости от первоначального давления газа в пласте и особенностей

Концентрации углеводородных газов в породах в см³/кг) для внутриконтурных и законтурных скважин

Месторождение	Скважина	
	внутриконтурная	законтурная
Северо-Ставропольское		
сармат	0,11	0,04
караган	0,94	0,50
чокрак	6,71	0,13
майкоп	3,03	0,56
Мухановское		
верей	1,53	0,29
»	1,48	—
средний карбон	2,68	—
то же	1,25	0,33
Песчаный Умет		
средний карбон	1,52	0,32
то же	1,46	—

поровых пространств породы. Например, если в пластовых условиях давление газа составляло 100 ат, то при поднятии керна на земную поверхность давление в хорошо сообщающихся порах станет равным атмосферному и, следовательно, в порах останется лишь 1% первоначально находившегося в них газа.

Однако в породе присутствует не только свободный газ, но и растворенный и сорбированный. От количества этих газов будет зависеть и общее газосодержание керна.

Вследствие указанных причин (особенности распределения газа и различная степень потери газа) на газокаротажной диаграмме более высокие концентрации газа в ряде случаев чередуются с пониженными.

Рассматривая газокаротажные диаграммы по керну, мы должны учитывать указанные обстоятельства и при интерпретации получаемых данных исходить из величин концентраций газа в определенных пластах и его качественного состава.

Те или иные выводы в отношении поисков газовых и нефтегазовых месторождений и определения направлений нефтегазопроисковых работ можно делать, имея профиль скважин или группу скважин на изучаемой площади. Вследствие указанных колебаний в концентрациях газов по разрезу необходимо строить газовые профили или площадные газовые аномалии по определенным пластам или горизонтам, сравнительно однородным по своим литологическим свойствам. Нарастание концентраций газа в каком-либо направлении свидетельствует о приближении к скоплению этого газа. Подтверждение изложенного можно иллюстрировать на примерах. Так, на рис. 86 схематически представлены

газокаротажные диаграммы по керну, полученные в 1942—1943 гг. по скважинам Банково-Кинзебулатовского района Башкирии.

Первоначально в этом районе была проведена газовая съемка, показавшая наличие газовой аномалии к востоку от Ишимбая. Хотя, по мнению многих геологов, эта территория считалась малоперспективной, было решено пробурить здесь три скважины. Поскольку при бурении скважин отбирался керн, то контурой Нефтегазосъемка был проведен газовый керновый каротаж (В. А. Соколов и О. С. Загармистр). Пробы породы помещались в герметический стакан, подвергались дегазации и анализировались на приборе для общего анализа.

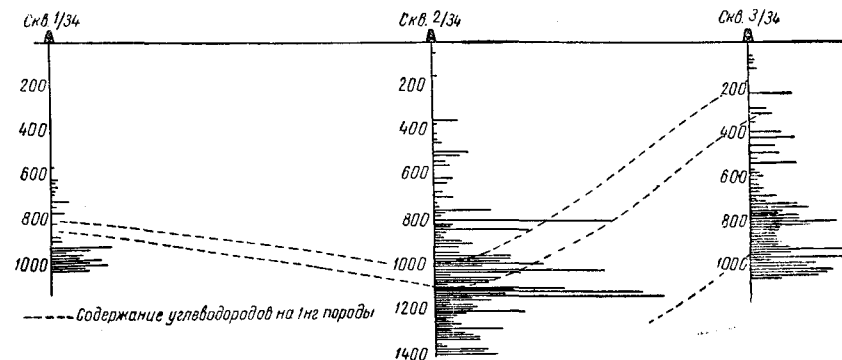


Рис. 86. Газокаротажные диаграммы, полученные на Банково-Кинзебулатовской площади.

По скв. 1, расположенной далеко от Банково-Кинзебулатовской структуры, наблюдаются в верхней части разреза (до 600—800 м) практически нулевые концентрации углеводородных газов и лишь на глубине около 1000 м — несколько повышенные (рис. 86). Газокаротажные диаграммы скв. 2 и 3 имеют уже более высокие концентрации углеводородов, так как они расположены уже ближе к нефтеносной структуре, причем скв. 3 вскрыла подъем нефтеносных артинских известняков, что и привело к открытию месторождения нефти названного Кинзебулатовским. В скв. 2, находящейся на погружении, повышенные концентрации начинаются примерно с 400 м, а в скв. 3 заметные концентрации углеводородных газов наблюдаются с 50 м.

Таким образом, несмотря на методическое несовершенство первой работы по газовому керновому каротажу, была получена правильная ориентировка для поисковых целей в отношении наличия и местоположения искомой залежи.

Повышение показаний от скв. 1 к скв. 2 или 3 указывало о приближении к залежи нефти и газа.

Высокие же содержания углеводородных газов, заметные концентрации которых наблюдались в скв. 3, уже на небольших

глубинах, начиная с 50 м и по всей скважине, свидетельствовали о несомненном наличии залежи.

Другим показателем, который необходимо учитывать при интерпретации газового каротажа, проводимого при глубинных газовых съемках, является состав газов.

Как видно из материалов о составе природных газов, наличие метана при отсутствии или малом содержании тяжелых угле-

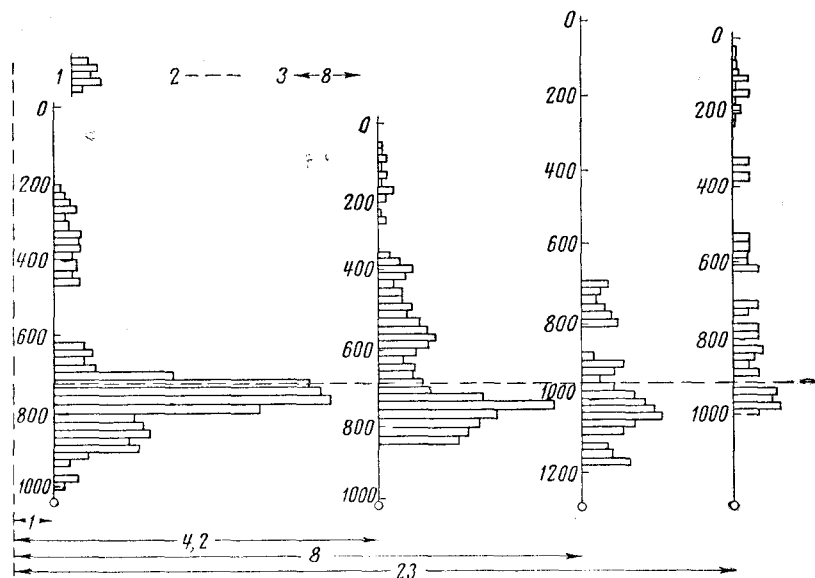


Рис. 87. Газокаротажный профиль через Ставропольское газовое месторождение.

1 — концентрация углеводородов; 2 — кровля продуктивного горизонта; 3 — расстояние от центра залежи в километрах.

водородов указывает на существование газовой залежи. При значительном или высоком содержании тяжелых углеводородов можно говорить о присутствии нефти. Если наблюдаются лишь тяжелые углеводороды без метана, то скорее всего здесь можно ожидать нефть, почти лишенную газа и содержащую лишь в растворенном виде тяжелые углеводороды C_3 или C_4 и выше. Это чаще всего имеет место при разрушенной залежи, где присутствует окислившаяся нефть. Более точную характеристику залежи можно получить, если проводить детальный анализ с определением индивидуальных компонентов до C_5-C_6 .

Аналогично интерпретации данных газового каротажа по керну следует интерпретировать и данные о газосодержании глинистого раствора для использования их при поисковых работах. Строить глубинные газовые профили и площадные газовые аномалии следует по какому-либо определенному горизонту. Если имеются

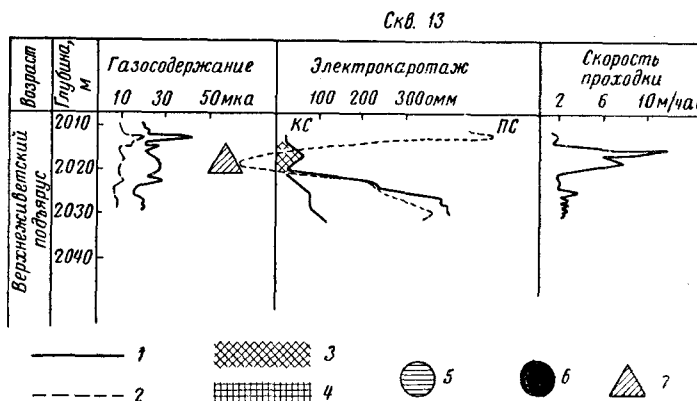
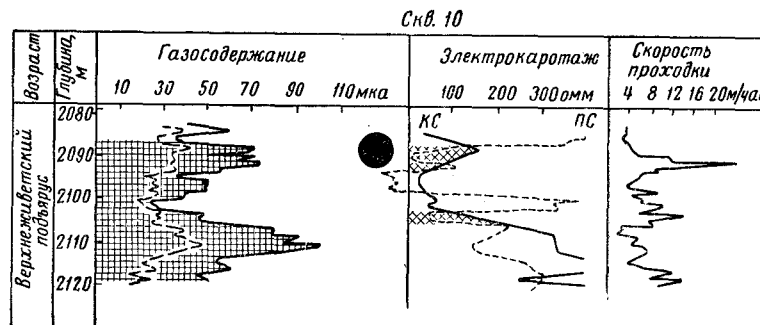
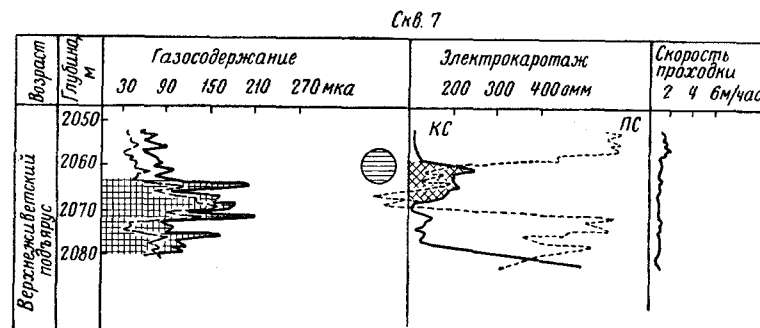


Рис. 88. Газокаротажные диаграммы скважин Шкаповского месторождения по горизонту D_{IV} . Сква. 7 и 10 находятся в контуре нефтеносности; скв. 13 — за контуром нефтеносности.

1 — сумма углеводородов; 2 — тяжелые углеводороды; 3 — нефтеносные песчаники горизонта D_{IV} ; 4 — аномальные участки по данным газового каротажа; 5 — нефть с минеральной водой; 6 — приток нефти 41 т/сутки ; 7 — водоносные песчаники по БКЗ.

повышенные концентрации газа по нескольким горизонтам, то по каждому из них составляют отдельно глубинные газовые профили или карты, которые будут дополнять друг друга. Следует учесть, что отдельные газопоказания по какому-либо горизонту в обычной скважине могут быть искажены под влиянием случайных причин (местные особенности литологии пласта, недостатки дегазации и анализа и т. п.). Поэтому при интерпретации необходимо ориентироваться на газопоказания для выбранного горизонта не по одной или двум, а по нескольким скважинам. Профили или площадные аномалии по другим горизонтам будут взаимно корректировать один другого, поскольку, как показала практика, в нефтеносной структуре повышенные концентрации газа наблюдаются по многим горизонтам, а в ряде случаев почти по всему разрезу (учитывая упомянутые выше колебания концентраций) до самых поверхностных слоев.

Примеры профилей и аномалий глубинной газовой съемки по данным газового каротажа глубоких скважин приведены на рис. 87 и 88.

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА НА КАМЕННОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Известно, что в месторождениях каменного угля содержится большое количество метана. В некоторых случаях встречаются скопления свободного газа, состоящего из метана с примесью других газов. Каменный уголь содержит метан и небольшие количества других углеводородов в адсорбированном состоянии; по мере углубления содержание метана в углях обычно растет.

Поскольку концентрация метана в углях резко повышена по сравнению с его концентрацией во вмещающих породах, то возникает возможность отбивать по данным газового каротажа угольные пласты, а также газонасыщенные горизонты угольных месторождений и определять газонасыщенность угольных пластов. Подробные исследования в этой области были проведены М. М. Элинсон [51].

Поскольку газ легко удаляется из угля при подъеме угольного керна и его выемке из кернаотборника, то по остаточному содержанию газа в угольном керне трудно судить о газонасыщенности угольного пласта. Для решения этого вопроса при помощи газового каротажа М. М. Элинсон был разработан метод, названный комплексным, основанный на определении как газа, выделившегося из угля в буровой раствор, так и газа, содержащегося в образцах керна и шлама. При помощи непрерывного газового каротажа контролируется газосодержание выходящего и входящего бурового раствора. При этом периодически отбирают пробы бурового раствора и их дегазируют на термовакуумном дегазаторе с последующим анализом газа. Кроме того, определяется газосодержание угольного

керна и шлама и учитывается выход керна. На основании всех этих данных можно рассчитать газонасыщенность угольного пласта, пройденного скважиной.

Результаты работ на скважинах каменноугольных месторождений показали, что содержание метана в выходящем буровом растворе часто достигает 20—30 см³ на 1 л раствора. Во входящем буровом растворе вследствие неполной его дегазации наблюдается остаточное содержание метана, доходящее иногда до 2—4 см³/л и даже выше.

Из проведенных в Донбассе исследований видно, что газонасыщенность вмещающих уголь пород сравнительно невелика, чаще всего она составляет не больше 0,05 см³/г и лишь изредка достигает 0,5 см³/г.

Определения газонасыщенности угольных пластов на глубинах около 1000 м в ряде случаев показывали 13—28 м³ на 1 т угля. Иначе говоря, концентрации метана в углях оказались в несколько десятков раз выше, чем наибольшие концентрации метана во вмещающих породах. Было выяснено также, что в определенных геологических условиях (при наличии значительных нарушений) газонасыщенность угольных пластов становится незначительной вследствие естественной дегазации пластов.

На основании выполненных исследований сделан вывод, что при разведочных работах на уголь целесообразно проводить непрерывный газовый каротаж всего разреза. В интервалах, содержащих угольные пласты, следует проводить газовый каротаж описанным выше способом с полной дегазацией глинистого раствора и анализом газосодержания керна и шлама.

Глава VII

ХАРАКТЕРНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОКАРОТАЖНЫХ РАБОТ

За истекший период газовым каротажем исследовано более 2 млн. пог. м главным образом разведочного бурения.

В настоящее время газовым каротажем обслуживаются около четырехсот одновременно бурящихся скважин, из них около трехсот — полуавтоматическими газокаротажными станциями. На остальных скважинах ведется эпизодический каротаж с применением термовакуумного дегазатора ТВД-4.

Газовый каротаж проводится в Башкирии и Татарии, в Нижнем и Среднем Поволжье, в Туркмении, на Северном Кавказе, Сахалине, Ухте, в Сибири, Западной Украине и т. д. В результате проведенных работ накоплен значительный опыт и получены многочисленные данные, представляющие практический и теоретический интерес.

Рассмотрим некоторые наиболее характерные результаты газокаротажных работ по основным нефтеносным районам Союза, при изложении которых использованы фондовые материалы ВНИИГеофизики и материалы газокаротажных организаций.

БАШКИРИЯ

Газовый каротаж по керну впервые применен в Башкирии в 1941—1942 гг. [33]. В дальнейшем с 1948 г. здесь начали проводить опытные газокаротажные работы по глинистому раствору. В более значительном объеме и на более высоком качественном уровне газокаротажные работы стали выполняться в последние годы. Этими исследованиями были охвачены почти все разведочные районы.

Газокаротажные работы давали положительные результаты во всех случаях, когда скорости бурения были относительно повышенными, вязкость раствора была близка к нормальной и пройденные залежи характеризовались относительно повышенным газовым фактором.

В результате проведения газового каротажа представилась возможность выявить ряд новых перспективных отложений в

верхнефранском подъярусе на Стахановской площади и каширском горизонте на Чекмагушской.

Имеющие изредка пропуски продуктивных горизонтов (скв. 15 Шкаловской площади) объясняются недостаточной степенью дегазации.

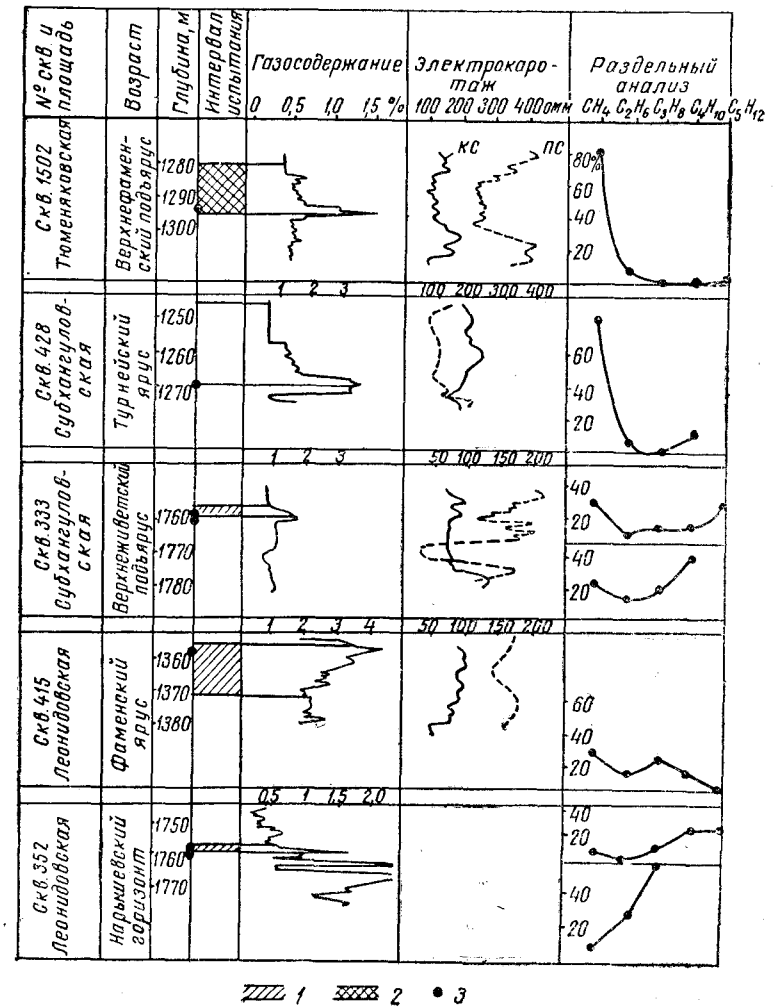


Рис. 89. Данные газового каротажа по отдельным скважинам нефтегазоносных площадей Башкирии.

1 — нефть; 2 — вода; 3 — глубина, с которой отобраны пробы для раздельного анализа.

ции. Это обстоятельство объясняется неблагоприятными условиями, могущими привести к резкому снижению газопоказаний (см. главу VI).

Рассмотрим значимость качественной оценки данных газового каротажа по результатам раздельного анализа газа.

В Башкирии в 1957 г. было проведено несколько сот раздельных анализов, относящихся к участкам, охарактеризованным повышенными газопоказаниями. Из них опробовано было всего четыре интервала. Все результаты опробований совпали с прогнозами, сделанными по данным раздельного анализа.

В последующий период работы по раздельному анализу газов проводились в Константиновском, Леонидовском, Субхангуловском, Тюменяковском, Шаранском, Александровском, Туймазинском и других районах. Наряду с этим выполнены хроматографические анализы проб попутного нефтяного газа и анализы проб, отобранных в процессе проведения газового каротажа.

На основании данных раздельного анализа газов были сделаны 83 прогноза, в том числе 19 положительных в отношении нефтеносности; из них пять падает на участки, подвергнутые в последующем испытанию. Из общего числа прогнозов подтвердилось в первом случае четыре из пяти и во втором 40 из 47 (восемь неясных).

Для интервалов, которые были испытаны, дана характеристика газонасыщенности раствора и электрокаротажных данных (рис. 89).

Приведенный фактический материал по раздельному анализу газа в западной Башкирии показал, что состав газа по разрезу скважины не одинаков. При детальном отборе проб газа и их исследовании можно дать качественную характеристику перспективным интервалам и установить переходные зоны от воды к нефти.

Так, например, в скв. 415 Леонидовской площади в интервале 1344—1372,5 м состав газа соответствует нефтяной залежи девона. При испытании интервала 1355—1372 м (фаменский ярус) получен приток нефти с дебитом 12 м³/сутки.

Интересные данные получены по скв. 333 Субхангуловской площади. Пробы газа для раздельного анализа были отобраны при глубинах 1758 и 1759 м.

Полученные результаты анализа дают основание охарактеризовать эти участки как нефтеводоносные, причем второй участок более обводненный.

Качественная оценка раздельного анализа по скв. 333 подтвердилась последующим испытанием этого интервала: из отложений D_{III} (1755—1759 м) получен приток нефти с водой. Далее по скв. 428 Субхангуловской площади были проведены раздельные анализы газа, относящиеся к глубинам 1220,5, 1270 и 1275,5 м. На палетках, построенных по этим данным, упомянутые интервалы характеризуются как газоводоносные.

При испытании интервала 1245—1270 м (турнейский ярус) получена соленая вода с газом. И, наконец, результаты испытания 1502 Тюменяковской площади совпали с данными прогноза, сделанного на основании результатов раздельного анализа. Проба газа с глубины 1294 м была охарактеризована, как вода с газом.

При испытании интервалов 1310—1330 м и 1282—1300 м (фаменские отложения) получен приток минерализованной воды с газом.

Следует еще отметить результаты по скв. 478 Константиновской площади. По данным раздельного газа и по электрокаротажу не выделяется ни одного перспективного интервала. Скважина была ликвидирована без опробования.

Неподтвердившийся прогноз, как это видно из рис. 89, относится к скв. 352 Леонидовской площади. Два анализа исследованного газа, относящегося к глубинам 1758 и 1759 м, характерны для пород с остаточной нефтеносностью (подошвенная вода). Однако с этого интервала был получен промышленный приток нефти. Это, возможно, объясняется тем, что отобранные пробы газа длительное время не анализировались и состав газа при этом мог частично изменяться.

В 1958—1959 гг. производственными отрядами газокаротажной партии Туймазинской промыслово-геофизической конторы газокаротажные исследования были поставлены на Субхангуловской, Серафимовской, Леонидовской, Шпаковской, Тюменяковской, Александровской площадях.

Из общего количества исследованных скважин пять (скв. 424, 1508, 1510, 1530 и 426) ликвидированы без опробования; по данным газового каротажа и раздельного анализа газовой смеси эти скважины (фаменский ярус) характеризуются как не перспективные.

Рассмотрим наиболее характерные результаты по отдельным скважинам.

Скв. 480 Субхангуловской площади (рис. 90). Данные раздельного анализа получены из карбонатных отложений фаменского яруса. Всего по данной скважине отобрано пять проб для раздельного анализа в интервале 1295,5—1395 м. Первые три пробы (с глубин 1295,5, 1340 и 1376 м) характеризуются следующим составом газа: метана от 51 до 89%, этана от 4,2 до 9%, пропана и бутана от 2,2 до 33% и пентана от 2,2 до 13%. Две остальные пробы (с глубин 1394,5 и 1395,5 м) имеют такой состав газа: метана от 19 до 20%, этана от 8 до 16% и более тяжелых углеводородов от 22,4 до 33%.

По кривым распределения проб газа с глубин 1394 и 1395 м наблюдается снижение метана (до 20%) и возрастание тяжелых углеводородов (пропана и бутана до 23—33%). Эти результаты раздельного анализа характерны для водоносных пластов с остаточной нефтенасыщенностью.

При испытании интервала 1370—1377 м получена минерализованная вода.

Скв. 1403 Александровской площади (рис. 90). Относительно повышенные газопоказания (0,4%) отмечены для отложений угленосной свиты и турнейского яруса в интервале 1106—1122 м. Пробы для раздельного анализа отобраны с глубин 1108, 1113 и 1119 м. Проба с глубины 1108 м характеризуется

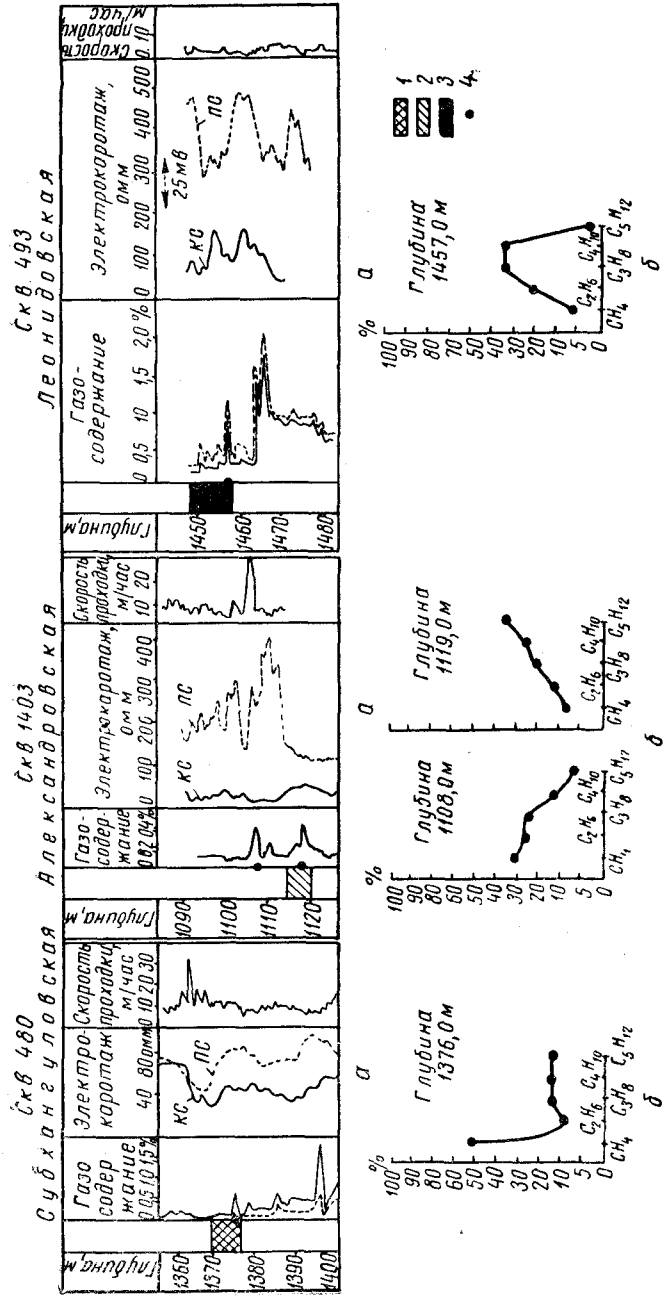


Рис. 90. Данные газового каротажа по отдельным нефтегазоносным площадям Башкирии.

а — данные газового и электрического каротажа и скорости притока по скважинам; б — палетки, характеризующие состав газа в этих же скважинах. 1 — минерализованная вода; 2 — нефть непромышленного значения; 3 — нефть промышленного значения; 4 — глубина отбора пробы газа при газовом каротаже.

относительно невысоким содержанием метана (31%) и постоянным уменьшением содержания тяжелых углеводородов (от 26% по этану и до 6,7% по пентану). Проба с глубины 1119 м характеризуется относительно низким содержанием метана (8%) и постепенным увеличением тяжелых углеводородов (от 11 до 30%). Такое соотношение углеводородных компонентов присуще обводненному нефтяному горизонту.

В этой скважине испытанию подвергался интервал 1114,4—1120,1 м, из которого получен слабый приток нефти (непромышленного значения). Отобранная проба находилась в подошвенной, видимо, обводненной части залежи.

С кв. 493 Леонидовской площади (рис. 90). По скважине были отобраны и проанализированы три пробы газа (с глубин 1457, 1463 и 1465 м), относящиеся к карбонатным отложениям фаменского яруса. Первые две пробы показывают низкое содержание метана (до 6%) и возрастание тяжелых углеводородов (от 20% по этану и до 30% по бутану). Такой состав газа характерен для водоносной части пласта, граничащего с нефтью.

Третья проба характеризуется относительно высоким содержанием метана (55,2%) и тяжелых углеводородов, причем отмечается понижение до бутана включительно и повышение до пентана (этилена 13%, пропана 12%, бутана 5,2%, пектана 14%). Такое распределение газа характерно для обводненных пластов с остаточной нефтенасыщенностью. При испытании интервала 1449—1458 м получена нефть.

Все три пробы газа были отобраны ниже интервала испытания скважины, и поэтому они отражают состав газа, характерный для подошвенной воды нефтяной залежи. Остальные скважины не испытаны.

Результаты сопоставления данных раздельного анализа с результатами электрокаротажа и с результатами опробования показывают, что в первом случае 37 положительных из 37, во втором девять положительных и два неясных.

Таким образом, в условиях нефтяных месторождений Башкирии газовый каротаж дает возможность выявлять продуктивные пласты, характеризующиеся повышенным газовым фактором, в то время как залежи нефти с незначительным газовым фактором не обнаруживаются. Прогнозирование характера залежи по данным раздельного анализа дает вполне удовлетворительные результаты.

Те случаи, когда прогнозы газового каротажа были нечеткими или данные газового каротажа не совпадали с результатами опробования, можно объяснить неблагоприятными условиями и недостаточной дегазацией раствора, а также методическими погрешностями в работе.

ТАТАРИЯ

Газовый каротаж в Татарии начали проводить с 1952—1953 гг. Главными объектами исследования являются отложения карбона и девона. Сопоставление результатов газового каротажа с данными опробования скважин и с результатами электрокаротажа показывают, что газовый каротаж в условиях нефтяных месторождений Татарии дает хорошие результаты.

Особенный интерес представляют работы последних лет, относящиеся к периоду внедрения раздельного анализа углеводородных газов, на основании которых давалась качественная оценка газоотдающим источникам.

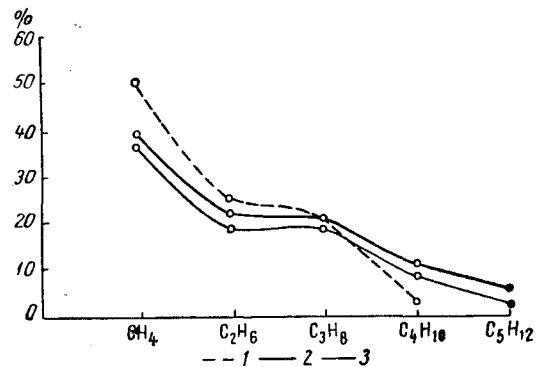


Рис. 91. Результаты анализа природного газа из пласта D_1 по нефтегазоносным площадям Татарии.

Площади: 1 — Сулинская; 2 — Туймазинская; 3 — Ромашкинская.

Раздельный анализ начали применять в 1957 г. За истекший период проанализировано несколько проб попутного нефтяного газа в Сулинском районе и 107 проб газа, отобранного при газовом каротаже из зон повышенной газонасыщенности. Всего этими исследованиями были охвачены четыре скважины (скв. 4 и 6 Сулинской площади и скв. 475 и 479 Бавлинской). Данные анализа проб попутного нефтяного газа по Сулинской и Ромашкинской площадям приведены на рис. 91.

В качестве эталонной кривой для горизонта D_1 были взяты результаты раздельного анализа попутного газа, отобранного из скв. 4 Сулинской площади (рис. 91). Приведенные данные сравнивали с анализами газа по этим же отложениям Ромашкинской площади (для этой площади анализы газа проводились на приборах ЦИАТИМ и в ЦНИЛ Татнефтеобъединения).

На рис. 91 видно, что эталонная кривая для D_1 Сулинской площади повторяет характер кривой, полученной на Ромашкин-

ской площади. В то же время состав газа для этих отложений сохраняется на большой площади, включая Туймазинское месторождение.

К сожалению, по этим районам нет пока эталонных палеток по другим эксплуатирующимся горизонтам, поэтому оценка данных раздельного анализа газа имеет условный характер, так как в качестве эталонных палеток принимались палетки, составленные для месторождений Башкирии.

Первые работы по раздельному анализу газа были начаты на скв. 4 Сулинской площади. В продуктивных отложениях (пашийских слоях) пробы газа отбирались при повышенных газопоказаниях через каждый метр проходки, что позволило детально охарактеризовать эти слои по данным раздельного анализа.

По данным электрокаротажа пашийские слои характеризуются как водоносные.

Результаты раздельного анализа газа позволяют оценить песчаники в интервале 1807—1810 м как нефтеносные, а в интервале 1812—1866,5 м как водоносные. При испытании интервала 1805,7—1807,4 м, рекомендованного по БКЗ, получен приток минерализованной воды.

В скв. 6 Сулинской площади газовый каротаж проводился при заливках нефти, что вызвало общее повышение газопоказаний. Однако благодаря применению раздельного анализа газа удалось выявить отдельные перспективные участки в девоне, охарактеризованные как нефтеносные.

Испытанию подвергся интервал 1768—1774,5 м (живетского яруса), для которого были получены положительные данные по раздельному анализу газа, а электрокаротаж дал нечеткую картину. При испытании этого интервала получен приток нефти с дебитом 70 т/сутки. Данные раздельного анализа этого участка показывают, что интервал испытания можно было бы расширить от глубины 1767 до 1776 м, так как только с глубины 1778 м состав газа показывает появление водоносных отложений с остаточной нефтью.

Из приведенного материала видно, что при более детальном изучении состава газа можно уточнять интервалы испытания.

Большой интерес представляют палетки, составленные по скв. 6 Сулинской площади для интервалов: 1738, 1740, 1743 и 1746 м (рис. 92).

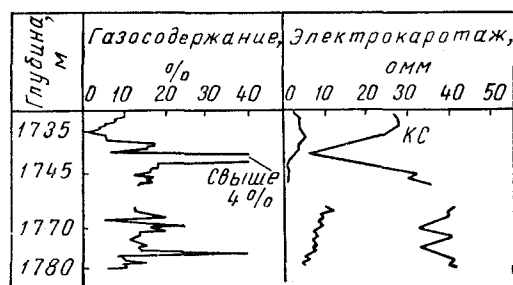
По характеру кривой можно проследить переходные зоны: газовая шапка (1738, 1740 м), нефтяная залежь (1743 м) и подожвенная вода с остаточной нефтью (1746 м).

По типу палеток видно, что интересны в отношении нефтеносности отложения пашийские и шугуровские, особенно карбонатные отложения нижнефаменского подъяруса.

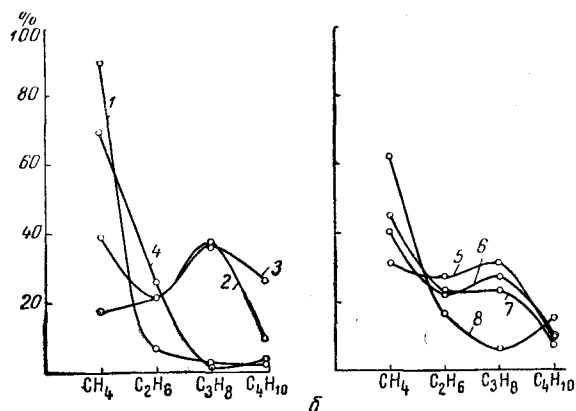
В западной Башкирии в ряде скважин (скв. 315 Субхангуловской площади, скв. 1388 и 1394 Туймазинской, скв. 415 Леонидовской) из карбонатных отложений фаменского яруса добывается

нефть. А в районах Татарии эти отложения могут также дать значительные притоки нефти. Поэтому при проведении газового каротажа необходимо тщательно изучать состав газа карбонатных отложений.

На основании данных раздельного анализа было сделано 107 прогнозов, в том числе 36 положительных.



а



б

Рис. 92. Данные газового каротажа по скв. 6 Сулинской площади.

а — каротажные диаграммы; б — палетки состава газа. Интервалы испытания: 1 — 1738 м; 2 — 1740 м; 3 — 1743 м; 4 — 1746 м; 5 — 1767,5 м; 6 — 1769 м; 7 — 1776 м; 8 — 1778 м.

В четырех исследованных скважинах испытаны лишь два интервала, охарактеризованные шестью раздельными анализами.

Остальные случаи могут быть сопоставлены лишь с данными электрокаротажа. Из общего числа сделанных прогнозов подтвердились в первом случае два из двух и во втором 81 из 92 (15 неясных).

В последние 2 года в Татарии основной объем газокаротажных работ с раздельным анализом газа был проведен на Ново-Бавлин-

ской (скв. 468 и 472) и Сулинской разведочных площадях (скв. 9, 10 и 11). Всего 152 раздельных анализа.

Анализы проводились на приборе ГСТ-Л с одной колонкой, засыпанной силикагелем марки АСМ, непосредственно в станции. Объем анализируемой смеси 25 см³. В тех случаях, когда суммарное содержание горючих (по газоанализатору НГ-1) не превышало 30 ма, эти пробы не анализировались и не учитывались.

Рассмотрим полученные результаты по отдельным скважинам.

Скв. 468 Ново-Бавлинской площади. По скв. 468 для 14 проб газа, отобранных в интервале 1815,5—1886,5 м, проведен раздельный анализ.

Данные по пяти пробам сопоставлены с эталонными палетками для отложений пашийских слоев и живецкого яруса, в результате чего исследованные интервалы характеризуются как нефтеносные.

Состав газа этих проб следующий: метана от 28 до 39,2%, этана от 20 до 32,1%, пропана от 18 до 25,7%, бутана от 10,7% до 20,8%.

Кривые остальных десяти проб с эталонными палетками не сопоставляются, но по общему характеру они соответствуют водоносному пласту с остаточной нефтенасыщенностью.

Состав газа последних проб следующий: метана от 10,3 до 64,3%, этана от 7,7 до 30,7%, пропана от 8,4 до 32,3%, бутана от 10,7 до 39,7%. Причем в этой группе анализов выделяются два типа по составу газов.

Тип I характеризуется высоким содержанием метана (62,5—64,3%) и невысоким содержанием тяжелых углеводородов, причем тяжелые углеводороды в воде содержатся примерно в равном количестве.

Тип II характеризуется низким содержанием метана (10,3—36%) и повышенным содержанием тяжелых углеводородов (пропана и бутана до 32,3—39,7%).

По этой скважине был испытан интервал глубин 1885,2—1887,2 м и получен приток нефти с водой; на этот интервал приходится один раздельный анализ, который характеризует его как обводненный пласт.

В скв. 468 заслуживает внимания интервал 1815,5—1824,5 м, который характеризуется высокими суммарными показаниями и положительным раздельным анализом (пять анализов).

Скв. 472 Ново-Бавлинской площади. По скв. 472 взято 30 проб газа на раздельный анализ в интервале 1138,5—1238 м. Три пробы газа в интервале 1199,5—1204,5 м, отобранные из песчаников угленосной свиты, имеют следующий состав: метана от 33,4 до 41,5%, этана от 17 до 23,2%, пропана от 21 до 28,3%, бутана от 11,6 до 22,3%. Такой состав газа характерен для нефтеносных горизонтов угленосной свиты Татарии.

Все остальные пробы газа представляют породы исследованного разреза как водоносные с остаточной нефтенасыщенностью.

Состав газа характеризуется пониженным содержанием метана (от 7,7 до 37%) и возрастанием тяжелых углеводородов (этана от 14,3 до 31,5%, пропана от 16 до 38,5, бутана от 11,5 до 16%). Эта скважина ликвидирована без опробования, в то время как интервал 1196—1204,5 м вызывает интерес по данным газового каротажа (по суммарному содержанию горючих и раздельному анализу газов).

С кв. 9 Сулинской площади. По скв. 9 проанализированы 33 пробы газа, отобранного при газовом каротаже в интервале 1205,5—1648 м. Проанализированные пробы относятся к отложениям угленосной свиты, турнейского яруса, верхнефаменского и нижнефаменского подъярусов, франского яруса (карбонатная толща). В 16 пробах газа зафиксировано превышение метана над суммой тяжелых углеводородов. Эти пробы характеризуют нефтеносные участки нижнетурнейских отложений всего разреза фаменского яруса.

Состав газа турнейского яруса (по данным раздельного анализа): метана от 37,3 до 39,5%, этана от 20,7 до 26,2%, пропана от 25,8 до 33,8%, бутана от 11 до 12,7%.

Состав газа фаменского яруса: метана от 33,4 до 67,0%, этана от 16,7 до 37%, пропана от 11,7 до 28,9%, бутана от 3,1 до 18,2%.

Остальные пробы газа этой скважины характеризуют водоносные пласты с остаточной нефтенасыщенностью. Состав газа: метана от 13,3 до 47%, этана от 11,1 до 28,3%, пропана от 11,8 до 36,7%, бутана от 10 до 50,5%.

В скв. 9 было проведено испытание интервалов 1753,2—1755 м и 1758—1760 м (живетский ярус) и получена нефть с дебитом 20 т/сутки.

К сожалению, ниже глубины 1648 м пробы газа на раздельный анализ не отбирались, поэтому проверить совпадение данной методики с результатами испытания невозможно, хотя условия для отбора газа были вполне благоприятными.

С кв. 10 Сулинской площади. По скв. 10 проанализировано 28 проб газа, отобранных при газовом каротаже в интервале 1245—1761,5 м. Все пробы газа характеризуют разрез как водоносный с остаточной нефтенасыщенностью (по этой скважине отсутствует электрокаротаж). Расположение скв. 10 — на структуре (она примерно на 1,5 м выше скв. 6, давшей нефть). Это позволяет считать пашийские слои (пласты D_I и D_{II}) и живетский ярус (пласт D_{III}) перспективными.

В этих отложениях пробы газа отбирались неравномерно, пропущены песчаные пласты, охарактеризованные повышенными газопоказаниями. Однако в местах пониженных газопоказаний, являющихся подошвенными участками пласта, были отобраны пробы, которые характеризуют эти участки как обводненные.

Состав газа по водосодержащим породам с остаточной нефтенасыщенностью: метана от 13,3 до 94,4%, этана от 5,6 до 40%, пропана от 0 до 41%, бутана от 0 до 46,7%.

С кв. 11 Сулинской площади. По скв. 11 проанализировано 47 проб газа, отобранных при газовом каротаже в интервале 1221—1724 м.

В этой скважине по данным газового каротажа выделяются нефтеносные пласты в угленосной свите (1221—1222 м) и в карбонатных отложениях нижнефаменского подъяруса (один анализ с глубины 1455 м).

Состав газа угленосной свиты: метана от 36 до 50%, этана от 20 до 26%, пропана от 19 до 29,2%, бутана от 8,4 до 11%.

Состав газа пробы, относящейся к нижнефаменскому подъярусу: метана 35,3%, этана 27,7%, пропана 29,2%, бутана 7,6%.

Все остальные пробы газа, относящиеся к водоносным пластам с остаточной нефтенасыщенностью в отложениях угленосной свиты, турнейского яруса, верхнефаменского и нижнефаменского подъярусов и пашийских слоев, показывают следующий состав газа: метана от 3,3 до 78,8%, этана от 5,6 до 47,2%, пропана от 4,2 до 48,4%, бутана от 5,9 до 62,1%.

Ниже глубины 1724 м газопоказания очень низкие (в пределах фона), поэтому пробы газа на раздельный анализ не отбирались. В то же время по данным промыслово-геофизических исследований в скв. 11 были испытаны следующие интервалы: 1755,2—1758,6 м (пласт D_{III}), 1708,8—1705,4 м, 1708—1713,6 м и из первого интервала получен приток нефти.

В скв. 11 могут быть рекомендованы к испытанию также песчаники угленосной свиты в интервале 1221—1222 м.

Данные анализа по составу газов имеющегося по Татарии фактического материала при сопоставлении с данными электрокаротажа показывают, что в десяти случаях результаты раздельного анализа соответствуют данным электрокаротажа и в девяти отмечается несоответствие их.

Результаты опробования скв. 468, давшей нефть с водой, совпали с данными раздельного анализа.

Таким образом, прогнозирование характера залежи по данным раздельного анализа газа открывает в условиях нефтяных месторождений Татарии большие дополнительные возможности газового каротажа.

НИЖНЕЕ ПОВОЛЖЬЕ

Газовый каротаж в Нижнем Поволжье проводился главным образом в Саратовской области и лишь в последние годы начал развиваться в Сталинградской и Астраханской областях.

Рассмотрим некоторые результаты работ в Саратовской области.

Первоначально (в 1941—1942 гг.) опытные газокаротажные работы по глинистому раствору были выполнены в Елшанке [33]. В дальнейшем здесь проводились значительные исследования методического характера. В районах Саратовской области в целом проведен большой объем газокаротажных работ как на известных

месторождениях Елшанка, Соколова Гора и др., так и в новых районах.

В настоящее время газовый каротаж проводится преимущественно по разведочным скважинам, бурящимся на девонских отложениях.

Газокаротажными работами в большинстве случаев отбиваются продуктивные горизонты в отложениях верейского, в угленосной и пашийской свитах, в живетском ярусе. Были выявлены новые перспективные горизонты в среднетурнейских, серпуховских и семилукских отложениях [52].

При испытании верхней карбонатной части разреза семилукских отложений на месторождении Соколова Гора был получен промышленный приток нефти. Наряду с отмеченными положительными результатами имеют место случаи, когда нефтяные пласты не выявляются газовым каротажом (верейский горизонт на Курдюмо-Елшанском месторождении, скв. 279, турней на Песчаном Умете, скв. 58).

Раздельный анализ углеводородных газов, проводящийся для качественной оценки данных газового каротажа, начали внедрять совсем недавно.

Рассмотрим некоторые результаты.

На Богаевской разведочной площади в скв. 1 из грифонов было отобрано восемь проб природного газа.

Компонентный анализ этих проб проводился на хроматографических анализаторах. Все пробы показали одинаковый состав газа. Отмечено значительное превышение метана над тяжелыми углеводородами. Содержание метана колебалось от 80 до 87%, этана, пропана и бутана от 11 до 20%. Подобный состав газа дал основание оценивать Богаевскую площадь как весьма перспективную в отношении нефтегазоносности.

С 1957 г. работы по раздельному определению горючих газов начали значительно расширяться.

В целом можно считать, что в условиях Саратовского Поволжья газовый каротаж в большинстве случаев позволяет отбивать известные и выявлять новые нефтегазовые горизонты.

Опробование разведочных скважин, как правило, проводится с учетом данных газового каротажа.

СРЕДНЕЕ ПОВОЛЖЬЕ

Газокаротажные исследования проводились на разведочных и эксплуатационных площадях Куйбышевской и Оренбургской областей.

Газовый каротаж здесь вполне удовлетворительно выявляет распределение нефтегазонасыщенности по разрезу бурящихся скважин [52].

На месторождениях Куйбышевской области еще в 1952 г., по прогнозам на основании данных газового каротажа впервые были

открыты три новых промышленно-нефтеносных горизонта в карбонатных отложениях данково-лебединского горизонта верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона [52].

При помощи газового каротажа было выделено несколько новых перспективных горизонтов, рекомендованных для промышленного опробования: а) доманиковский (Калиновский район); б) пашийская свита (Красноярский район); в) каширский (Коханский район); г) окская и серпуховская свиты (Покровский район); д) упинский (Зольный овраг) и др.

ТУРКМЕНИЯ

В Туркмении газовый каротаж начали проводить с 1950 г. В последнее время в различных районах работало 12 полуавтоматических газокаротажных станций и 20 отрядов, оснащенных термовакuumными дегазаторами ТВД-4. Полуавтоматические газокаротажные станции сосредоточены главным образом в западных районах Туркмении, в местах расположения нефтяных месторождений. Термовакuumные дегазаторы применяются на разведочных площадях, расположенных на востоке Туркмении, мало изученных в отношении нефтегазоносности.

Эффективность газового каротажа в этих районах еще не выявлена, так как его результаты не проверены опробованием скважин. Сравнительно большой материал накоплен по западным районам Челекена, где имеется немало скважин, в которых проведен газовый каротаж и получены результаты опробования.

Газовый каротаж на Челекене вполне удовлетворительно выявляет нефтяные залежи, расположенные в пачках I, II, III, IV, V и VI продуктивной толщи. В то же время продуктивные отложения, относящиеся к пачкам VII и VIII (а изредка и пачка VI), во многих случаях не регистрируются газокаротажными станциями. Это объясняется тем, что пачки VII и VIII расположены на больших глубинах, разбурывающихся при весьма низких скоростях проходки и при повышенных вязкостях бурового раствора. Кроме того, высокое противодавление гидростатического столба буровой жидкости на пласт увеличивает опережающую фильтрацию раствора. В целях повышения эффективности газокаротажных работ при разбуривании пачек VII и VIII продуктивной толщи необходимо применять эпизодическую, более глубокую дегазацию раствора, а для сопоставимости этих результатов с данными непрерывной, неглубокой дегазации буровой жидкости желательнее калибровать применяемый на станциях поплавковый дегазатор НГ-1. Особенно важно в этих условиях проводить детальное качественное изучение газов.

Рассмотрим некоторые результаты работ с применением раздельного анализа природного газа.

Работы по раздельному анализу в Туркмении были проведены на полуострове Челекен в следующих районах: Дагаджик, Алигул

и западной части Челекена. Всего произведено 289 хроматографических анализов, которыми были охвачены 109 скважин; из них 104 анализа проб попутного газа относятся к 104 эксплуатационным скважинам и 185 анализов проб газа к пяти разведочным скважинам, где по данным газового каротажа выявлены участки повышенной газонасыщенности.

Анализы попутного газа отобраны в 104 скважинах районов Дагаджик и Алигул. Большинство проб, отобранных в скважинах, дающих промышленную нефть с водой, приурочено, как правило, к пачкам VI, VII и VIII продуктивной толщи красноцвета.

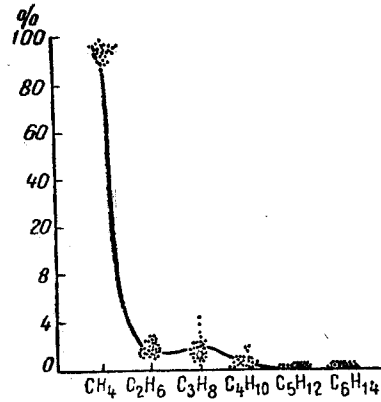


Рис. 93. Палетка состава попутного нефтяного газа по 47 скважинам Челекена.

блется от 80 до 89% и заметно увеличивается на участке Дагаджик (до 98%).

Результаты анализов проб газа, отобранных из интервалов повышенной газонасыщенности, по данным газового каротажа позволили сделать 185 прогнозов, в том числе 169 положительных.

Результаты анализов весьма немногим различаются между собой и характеризуют отложения, насыщенные нефтью и водой.

Лишь в нескольких скважинах состав природного газа отличается от состава газа, полученного в большинстве скважин.

Из всех исследованных интервалов лишь один интервал охарактеризован исследующим испытанием скважин. Это скв. 303 площади Алигул, из которой в положительно охарактеризованном отдельном интервале получен промышленный приток нефти (16 т нефти и 47 т воды). Полученные на скв. 303 результаты даны на рис. 94.

Рассмотренные результаты отдельного анализа природного газа на полуострове Челекен, несмотря на наличие многоэтажной залежи нефти, дали в основном близкие один к другому результаты. Это указывает на то, что все нефтяные пласты, вероятно,

имеют один источник питания и образовались в результате миграции нефти из другой более глубоко залегающей формации.

Газокаротажные работы в Туркмении были сосредоточены в пределах Прибалканской депрессии на структурах Котур-Тепе и Кум-Даг.

По данным бурения в строении складки принимают участие комплекс песчано-глинистых отложений бакинського (до 600 м), апшеронского (около 600 м), акчагыльского (450—500 м) ярусов, красноцветной толщи (1400—1600 м), понтического яруса (450 м) и миоцена (вскрытая мощность 280 м).

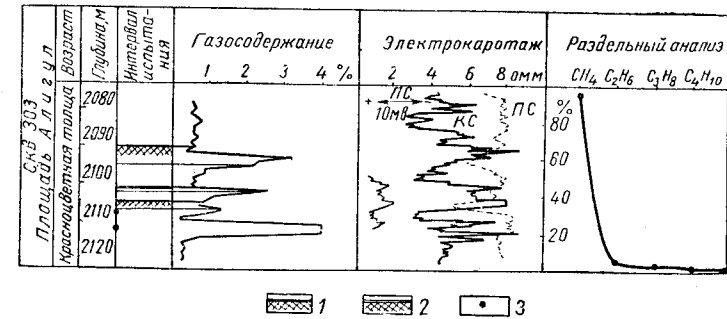


Рис. 94. Газокаротажные данные и состав газа по скв. 303 площади Алигул (Челекен).
1 — нефть; 2 — вода; 3 — глубина отбора пробы для отдельного анализа.

Мощность отдельных стратиграфических горизонтов увеличивается к периферии складки. В Кум-Даге выделяют три участка: западный Кум-Даг, восточный Кум-Даг и Клин, представляющий собой раздробленную зону главного разлома, секущего складку по диагонали с юго-востока на северо-запад.

Залежи нефти месторождения Кум-Даг газовых шапок не имеют.

Нефть, залегающая в акчагыле и красноцвете, распространена на обширной площади структуры, но характер нефтенасыщенности апшеронского яруса по простиранию меняется. Так, в западном Кум-Даге нефтеносны все горизонты среднего и нижнего апшерона, в Клине — все горизонты только одного нижнего апшерона, а в восточном Кум-Даге — лишь подошва нижнего апшерона.

Нефть в Кум-Даге находится в апшеронских, акчагыльских отложениях и в верхах красноцветной толщи. В нефти содержится только растворенный газ, промышленные запасы которого распределены пропорционально запасам нефти. Состав попутных газов по разрезу почти не меняется.

Нефтяные залежи Котур-Тепинской структуры приурочены к красноцветной толще, акчагыльскому и ашшеронскому ярусам.

В красноцветной толще наибольшая нефтегазонасыщенность коллекторов относится к верхам последней. В акчагыльском и ашшеронском ярусах отмечается по одному нефтеносному пласту средней мощности 20 м. В разрезе встречаются и водоносные горизонты, разделенные глинистыми пропластками.

Газовый каротаж на скважинах проводился полуавтоматическими станциями ПГКС-3¹ и автоматической АГКС-58².

Газовый каротаж с отдельным анализом проводился на площади Котур-Тепе по скв. 12, 13, 21, 23, 28 и 29, а на Кум-Даге по скв. 688, 778, 780, 790, 792 и 806.

Котур-Тепе

Пробы газа для анализа на хроматографе ГСТ-Л отбирались в интервалах повышенных газопоказаний. Непрерывная дегазация бурового раствора осуществлялась поплавковым дегазатором.

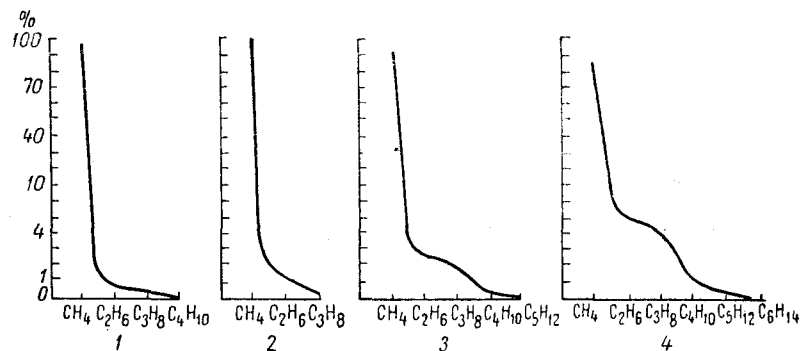


Рис. 95. Палетки, характеризующие состав газа по скважинам района Котур-Тепе.

1 — скв. 6: интервал исследования 1563—1572 м, приток газа 300 м³/сутки; 2 — скв. 9: интервал исследования 1675—1680 м, приток воды 170 т/сутки; 3 — скв. 11: интервал исследования 2350—2355 м, приток нефти 82 т/сутки, воды 18 т/сутки, газа 8660 м³/сутки; 4 — скв. 27: интервал исследования 2084—2088 м, приток нефти 40 т/сутки, воды 140 т/сутки.

Для проверки точности результатов компонентного анализа большинство проб анализировалось дважды.

Для составления эталонных палеток были проанализированы пробы газа, отобранные из эксплуатационных горизонтов.

Средний состав газа для нефтеносных и нефтеводоносных горизонтов характеризуется повышенным содержанием тяжелых

¹ Работы проводились газокаротажными партиями объединения Туркменнефть.

² Работы проводились опытной партией ВНИИГеофизики.

углеводородов, доходящим до 6%. Характерные кривые для данных горизонтов приведены на рис. 95. Для чисто газоносных и газоводоносных горизонтов содержание тяжелых компонентов понижается до 2%.

В районе Котур-Тепе по отдельным эксплуатационным скважинам отбирались пробы воды и нефти с последующей дегазацией на приборе ТВД-4. В дальнейшем эти пробы газа анализировались на хроматографе ГСТ-Л. Кроме того, по некоторым бурящимся скважинам, где проводился газовый каротаж, отбирались пробы бурового раствора с последующей дегазацией на приборе ТВД-4. Анализ этих проб нефти показал, что основная доля углеводородных газов приходится на тяжелые углеводороды. Количество метана составляет 13—17%.

Анализ газа, извлеченного из воды, показал, что содержание метана возрастает до 87—95%.

Соотношение углеводородных компонентов, полученных при дегазации глинистого раствора на приборе ТВД-4, очень близкое к составу газа, полученного при непрерывной дегазации.

Рассмотрим результаты отдельного анализа по некоторым скважинам.

С кв. 23. Газовый каротаж проводился в интервале 1790—2100 м (ашшеронский и акчагыльский ярусы). По кривой суммарного газосодержания четко выделяются отдельные участки повышенных газопоказаний, доходящих до 3,5—4%. Необходимо отметить, что скорость проходки на этих двух участках доходила до 22—26 м/час.

Эти же участки положительно охарактеризованы данными электрокаротажа. Всего в этом интервале было сделано 63 анализа. Состав газа в этих интервалах характерен для газоносных залежей. Опробование было подвергнуто интервал 2866—2889 м. В результате опробования была получена вода с газом.

С кв. 28. Газовый каротаж проводился с глубины 1530 до 1890 м. В этом интервале наблюдаются повышенные газопоказания, доходящие до 4%.

На электрокаротажной диаграмме выделяются отдельные участки повышенного сопротивления до глубины 1778 м.

В процессе проведения газового каротажа отбирались пробы газоздушной смеси для компонентного анализа. Всего сделано 23 анализа. 21 проба отобрана в интервале 1544—1677 м, одна проба на глубине 1781 м и две пробы на глубине 1833 м.

По данным отдельного анализа первый участок в интервале 1544—1677 м характеризуется в основном как газоносный, а интервалы 1681, 1618, 1687, 1781, 1840 и 1833 м характеризуются как нефтеносные.

В результате испытания, проведенного в интервале 1698—1737 м, были получены нефть и газ.

С кв. 29. Газокаротажные исследования проводились в интервале 1255—1620 м (ашшеронский ярус). Повышенные газо-

показания отмечены в интервале 1280—1368 м и 1475—1495 м. Абсолютное суммарное газосодержание местами доходит до 3%. Всего было сделано по скважине 66 отдельных анализов.

По данным электрокаротажа можно выделить лишь незначительные участки на кривых ПС и КС. Скорость проходки на этом интервале местами доходила до 23—25 м/час.

Для раздельного анализа газа с первого интервала было отобрано и проанализировано шесть проб со следующих глубин: 1325,5, 1330,5, 1331,6, 1365, 1305,5 и 1367 м. Относительное содержание метана в этих пробах колеблется от 96,9 до 97,3%. Содержание этана не превышало 1,6% и еще более низкие содержания имеют относительные тяжелые углеводороды. Такое соотношение углеводородных газов указывает на наличие газовой залежи.

Испытание было проведено в интервале 2902—2942 м, откуда получена нефть с водой. В этом интервале газовый каротаж не проводился.

Площадь Кум-Даг

Проведение газового каротажа осуществлялось автоматической станцией АГКС-58, в которой применялся поплавковый дегазатор и в отдельных интервалах — вибрационный. Автоматически регистрировались следующие параметры: суммарные газопоказания, результаты раздельного анализа, продолжительность бурения интервала, равного $\frac{1}{4}$ м, и данные люминесцентно-битуминологического анализа. Автоматически осуществлялась и привязка газопоказаний к глубине. При прохождении зон с повышенными газопоказаниями раздельный анализ газа проводился на приборе ГСТ-Л.

Эталонные палетки для площади Кум-Даг построены по данным ЦНИЛ. Газ восточного и западного Кум-Дага различается по составу.

Состав газа для восточного и западного Кум-Дага акчагыльского яруса следующий.

Восточный Кум-Даг: метана 94,4%, этана 3,1%, пропана 1%, бутана 0,6%, пентана 0,6%.

Западный Кум-Даг: метана 92,2%, этана 3,9%, пропана 1,8%, бутана 1,1%, пентана 0,8%.

Рассмотрим результаты работ по отдельным скважинам.

С к в. 688. По суммарной кривой газосодержания в интервале 750—883 м выделяется зона повышенных газопоказаний, достигающих до 3—10% (см. рис. 64). Этот участок положительно охарактеризован также электрокаротажем. Участкам с повышенными газопоказаниями соответствуют минимальные времена бурения. Всего было сделано 22 раздельных анализа. Большинство исследованных проб характеризуется следующим составом газа: метана 80,6%, этана 7,6%, пропана 5,3%, бутана 4,7%, пентана 1,8%.

В зоне, подвергшейся в последующем перфорации, было отобрано и проанализировано девять проб. Состав газа такой же, как указано выше.

Газ, отобранный с глубин 861, 860 и 863 м, характерен для нефтеносного горизонта (рис. 96).

Опробование было проведено в интервале 845—985 м. При испытании получена нефть.

С к в. 806. Газокаротажные работы проводились в отложениях акчагыльского и аншеронского ярусов с глубины 740 до 1390 м. По кривой суммарного газосодержания выделяются отдельные зоны повышенных газопоказаний, достигающие до 8% (см. рис. 65).

Скв. 688	Скв. 792	Скв. 806
Глубина 769 м	Глубина 1055,75 м	Глубина 1233,75 м
863	1056,25	1237,75
864	1056,75	1256,75
866	1057,25	1257,00
		1257,75
		1258,50

Рис. 96. Результаты компонентного анализа.

Состав газа, отобранного в интервале 1232—1239 м, характеризуется относительно повышенным содержанием метана (до 90—91%); содержание отдельных компонентов тяжелых углеводородов колеблется от нуля до 4% (метана 91,5%; этана 4,5%; пропана 3,2%; бутана 0,8%).

Такой состав газа характерен для нефтеносных горизонтов.

Опробованию подвергался интервал 1193—1280 м. При испытании был получен приток нефти с незначительным содержанием воды (около 2%). Время бурения на участке 1140—1205 м доходило от 0,1 до 9 мин. Точкам с повышенными газосодержаниями, как правило, соответствует минимальное время бурения.

С к в. 792. Газовый каротаж проводился в интервале 680—1210 м аншеронского и акчагыльского ярусов (см. рис. 66).

По газокаротажной кривой суммарного газосодержания выделяются три интервала повышенных газопоказаний, достигающих до 3%: 755—778 м, 954—970 м и 1050—1170 м.

Первые два участка на кривой скорости проходки и на электрокаротажной диаграмме не отражены.

В третьем интервале (1050—1170 м) суммарные газопоказания возросли до 8%.

В зоне опробования отобраны и проанализированы две пробы с глубин 1153 и 1166 м. Состав газа следующий: метана 92,5%, этана 3%, пропана 1,9%, бутана 1,5%, пентана 1%.

Такое распределение углеводородных компонентов характерно для нефтяной залежи. Опробованию подвергался интервал 1153—1233 м. При испытании получена нефть.

Из рассмотренного материала видно, что кривые распределения углеводородных компонентов для нефтяных залежей в районах Кутур-Тепе и Кум-Даг имеют несколько различный характер. В районе Кутур-Тепе при приближении к водо-нефтяному контакту намечается заметное возрастание этана, пропана и бутана.

В районе Кум-Даг наличие воды при эксплуатации нефтеносных горизонтов не изменяет состав углеводородных газов, характерный для чисто нефтеносного горизонта. Это дает основание полагать, что вода не является подошвенной и не характеризует приближение водо-нефтяного контакта.

СЕВЕРНЫЙ КАВКАЗ

До 1956 г. газовый каротаж проводился в районах, расположенных в предгорьях Северного Кавказа. В последующий период газовый каротаж стал применяться в депрессионных зонах, расположенных к северу от предгорий и характеризующихся более спокойной тектоникой и глубоко залегающими нефтью и газом. По этим районам еще мало фактического материала. Согласно ранее проведенным работам в западных районах Северного Кавказа продуктивные горизонты, содержащие в себе легкую нефть или газ, проявляют себя весьма высоким газосодержанием в буровой жидкости. При частом чередовании нефтяных пропластков с глинистыми породами кривая газосодержания фиксирует одну аномалийную зону, охватывающую весь продуктивный участок.

На кривой газосодержания буровой жидкости горизонты с тяжелой нефтью не выявляются. Эти результаты характерны для районов Бугундырь, Ахтырск, Горячий Ключ и т. д.

Раздельный анализ газов для качественной оценки газокаротажных данных начал применяться с 1957 г.

В 1958 г. в Краснодарском крае был проведен 131 раздельный анализ газа по 11 скважинам. Из них девять анализов было проведено при газовом каротаже и пять анализов относятся к пробам газа, отобраным из эксплуатационных скважин. Остальные анализы относятся к пробам газа, отобраным глубинными пробоборниками С-3.

По результатам анализов проб газа, отобранных при газовом каротаже, и проб попутного газа, отобранных из эксплуатационных скважин, составлены характерные палетки (рис. 97).

Более систематическое изучение состава газа при проведении газового каротажа в Краснодарском крае начинается с 1959 г. На основании обработки значительного фактического материала было установлено, что попутные газы нефтеносных горизонтов месторождений Краснодарского края характеризуются высоким содержанием метана, достигающим до 96—98%, и небольшим содержанием тяжелых углеводородов (рис. 98).

Лабораторией газового каротажа выполнен раздельный анализ попутного газа, отобранного из скважин Троицкой и Украинской площадей.

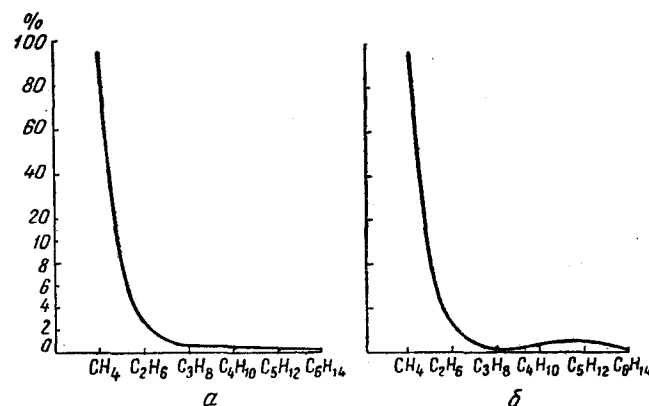


Рис. 97. Палетки, характеризующие состав газа.
а — Ахтырская площадь, скв. 11, интервал исследования 1135—1143 м, газ; б — Северо-Украинская площадь, интервал исследования 1597—1468 м, газ—нефть.

В попутном газе с Троицкой площади, где эксплуатируется нефть из горизонта IV мэтиса, было обнаружено, что 94—96% падет на долю метана и 4—6% на долю тяжелых углеводородов. В попутном газе законтурной скважины, эксплуатирующей чистую воду, лишенную нефти, было обнаружено 98% метана и 2% этана.

В попутном газе с Украинской площади, где эксплуатируется нефть из различных горизонтов миоцена, содержание метана в пробах колеблется в пределах 87—98%.

Наименьшее содержание метана получено в попутном газе из скважины, эксплуатирующей воды с пленкой нефти. Попутный газ из скв. 175 и 195, дающих почти безводную нефть, содержал 99% метана. В составе газа из газоносных пластов содержится до 90—99% метана.

Таким образом, из рассмотренного материала видно, что нефтяные залежи в Троицком и Украинском районах характеризуются относительно высоким содержанием метана и незначительным количеством тяжелых углеводородов.

Отличительной особенностью для Троицкого района является относительно повышенное содержание этана, доходящее до 4%, в то время как на Украинской площади содержание этана не превышает 0,5%.

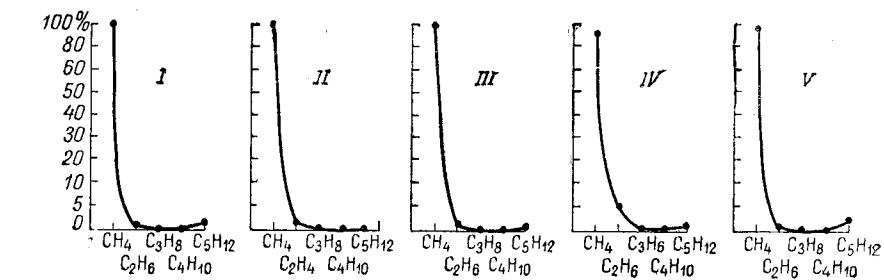
Появление воды при эксплуатации нефтяных горизонтов существенно не сказывается на составе газа. В этом случае отмечается лишь некоторое возрастание этана. По-видимому, вода здесь не является подошвенной, а находится в изоляции от нефтяных горизонтов. Аналогичные результаты отмечены также по районам Туркмении (Кум-Даг) и Западной Сибири (Березово).

Методом отдельного анализа на Троицкой площади исследованы отложения понт и маотиса.

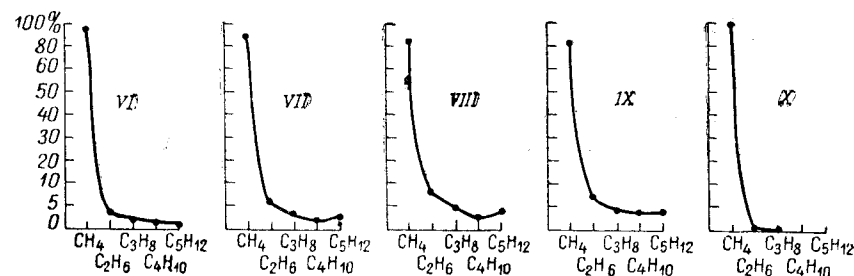
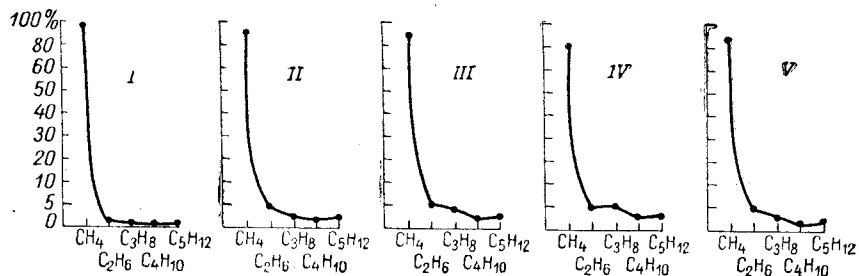
Было проведено исследование газа из непродуктивной части разреза (по данным электрокаротажа), охарактеризованного по данным газового каротажа повышенным газосодержанием.

Результаты анализа приведены на рис. 99 (верхний ряд). Как видно из рис. 99, в составе газов, отобранных из непродуктивной части разреза, присутствует только метан. В нескольких пробах, кроме метана, был обнаружен этан.

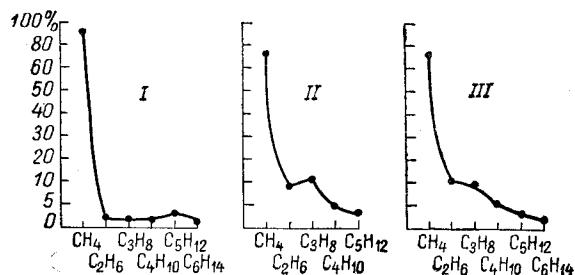
Скопления углеводородных газов в месторождениях Краснодарского края известны в виде как чисто газовых залежей, так и совместно с нефтью. Чисто газовые залежи на Анастасиевско-Троицком месторождении связаны с понтическими отложениями. По данным газового каротажа в этих отложениях отмечаются незначительные газовые проявления. К залежам газа, связанным с нефтью на Анастасиевско-Троицкой площади, относится газовая



Актырско-Бугундырская



Ново-Дмитриевская



Бугундырская: I — сармат (Ng_3^3); II — майкопская свита (Pg_3^3); III — абазинская свита (Pg_1^3), горизонт VI; IV — то же, горизонт VII; V — абазинская свита (Pg_1^3), горизонт V; VI — свита Горячего Ключа (Pg_1^2), горизонт I; VII — то же, горизонт II; VIII — то же, горизонт III; IX — то же, горизонт IV, X — эльбурганская свита (Pg_1^1); (для всех отложений палетки попутного газа).

Ново-Дмитриевская: I — майкоп Pg_3 (пласт I), газовая залежь; II — майкоп Pg_3 (пласт II), попутный газ; III — кумский горизонт (Pg_2^5), попутный газ.

Рис. 98. Палетки, характеризующие состав газа по нефтегазоносным площадям Краснодарского края.

Анастасиевская: I — рудные слои (Ng_2^3), горизонт I, газовая залежь; II — понт (Ng_2^1), горизонт II газовая залежь; III — то же, горизонт III, газовая залежь; IV — маотис (Ng_2^4), горизонт IV, попутный газ; V — то же, горизонт V, попутный газ. Ахтырско-Бугундырская: I — сармат (Ng_3^3); II — майкопская свита (Pg_3^3); III — абазинская свита (Pg_1^3), горизонт VI; IV — то же, горизонт VII; V — абазинская свита (Pg_1^3), горизонт V; VI — свита Горячего Ключа (Pg_1^2), горизонт I; VII — то же, горизонт II; VIII — то же, горизонт III; IX — то же, горизонт IV, X — эльбурганская свита (Pg_1^1); (для всех отложений палетки попутного газа).

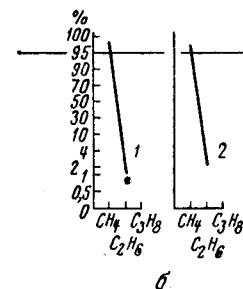
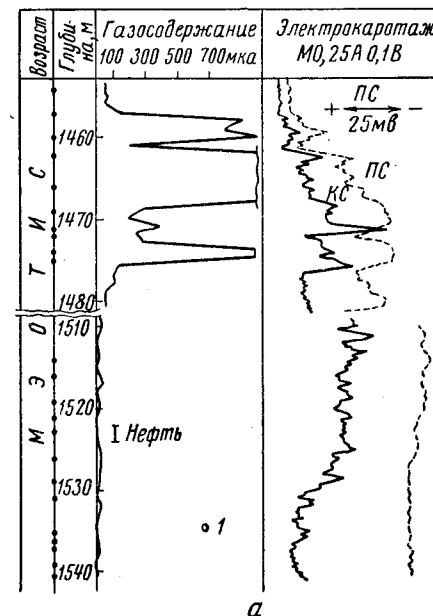


Рис. 99. Данные газового каротажа по скв. 472 Троицкой площади.

а — диаграмма газового и электрического каротажа: 1 — место отбора пробы газа для отдельного анализа; б — состав газа (анализы сделаны на приборе ГСТ-Л1): 1 — глубина 1454 м; 2 — глубина 1457 м.

пачка, залегающая в кровле горизонта IV мэотиса. Этот горизонт является основным эксплуатационным объектом, из которого добывается нефть на Анастасиевско-Троицкой площади.

На диаграммах газового каротажа газовая и нефтяная залежи отбиваются по-разному.

Газопоказания в газоносной части разреза, разбуривание которой производится с большой скоростью проходки, достигают больших значений (до 4%). В нефтеносной части горизонта IV мэотиса газопоказания имеют, как правило, фоновые значения.

Пробы свободного газа и пробы глинистого раствора отбирались против газоносной, нефтеносной и водоносной частей разреза. Поверхностная дегазация раствора производилась поплавковым дегазатором ПГ-1, глубокая — на приборе ГВЭ и ТВД. Анализы газа выполнялись на приборах ГСТ-Л и ХТ-2.

Всего было проанализировано 100 проб и более свободного газа, отобранного из газозадушной линии, и 29 проб газа, извлеченного из глинистого раствора глубокой дегазацией на приборе ГВЭ и ТВД.

Ниже приводятся результаты отдельного анализа по площадям.

Троицкая площадь

С к в. 472. В исследованном методом БКЗ интервале скважиной вскрыты понтические отложения на глубине 1400—1440 м, мэотические на глубине 1440—1560 м, в том числе горизонт IV на глубине 1457—1560 м.

В отложениях понта по данным промыслово-геофизических исследований не выделяется объектов для испытания.

В отложениях мэотиса, представленных плотными тонкослоистыми карбонатными глинами, выделяется мощная пачка мелко- и среднезернистых слабо сцементированных песчаников горизонта IV.

По данным газового каротажа кровля горизонта в интервале 1457—1476 м отбивается высокими значениями, нефтеносная часть пласта отражения не получила (см. рис. 99). Бурение в этом интервале велось при низкой скорости проходки, что определило заниженную газонасыщенность раствора.

Газоносная часть горизонта. Всего из газоносной части горизонта было отобрано 14 проб газа, извлеченного из глинистого раствора. Как видно из рис. 99, в четырех пробах, отобранных из кровли газоносного горизонта, а также в двух пробах, отобранных из непродуктивной части разреза понтических отложений (по данным электрокаротажа), были обнаружены только два компонента — метан и этан.

В пробах, отобранных с глубин 1468, 1469, 1470, 1471, 1472, 1474, 1475, 1498, 1500 и 1506 м, было обнаружено в небольших количествах присутствие тяжелых углеводородов (пропан, бутан,

пентан, гексан). Содержание метана во всех пробах достигает 96—98%.

Нефтеносная часть горизонта. В пробах, отобранных из нефтеносной части горизонта IV (интервал 1508—1530 м), содержание метана снижается до 93—95%, причем в составе тяжелых преобладает гексан.

Водоносная часть горизонта. Для водоносной части горизонта IV мэотиса характерным является присутствие во всех пробах гептана; содержание метана колеблется от 94 до 95%.

Необходимо отметить, что водоносная часть горизонта IV не является чисто водоносной, а содержит небольшие количества нефти, о чем свидетельствуют повышенные сопротивления на диаграммах БКЗ и данные люминесцентных исследований по глинистому раствору.

Сопоставление результатов отдельного анализа с глубины 1523 м с эталонной палеткой по скважинам Троицкой площади, давшим нефть, позволяет оценить этот интервал как нефтеносный. При испытании интервала 1522—1524,4 м горизонта IV мэотиса получен дебит нефти 30—40 т/сутки.

С к в. 274. По заключению БКЗ скважина вскрыла отложения понтического яруса в интервале 1430—1483 м, мэотического яруса — в интервале 1483—1561 м, в том числе горизонт IV в интервале 1500—1561 м. Понтические отложения выражены неплотными известковистыми глинами с тонкими прослойками мергелей и песчаников.

В отложениях мэотиса, представленных глинами, выделяется мощная пачка мелкозернистых слабо сцементированных песчаников горизонта IV.

По данным газового каротажа кровля горизонта отбивается невысокими значениями. Бурение в этом интервале велось на низкой скорости проходки, что определило заниженные газопоказания.

Газоносная часть горизонта. В двух пробах газозадушной смеси, отображенных из газоносной части горизонта, отобранных из газоносного горизонта, а также в шести пробах, отобранных из непродуктивной части разреза (понтические отложения), были обнаружены только два компонента — метан (99%) и этан (1%).

Нефтеносная часть горизонта. В шести пробах, отобранных из нефтеносной части горизонта IV (интервал 1509—1531 м), в газозадушной смеси появляются пропан, бутан, пентан и гексен. Содержание метана снижается до 92—94%.

Водоносная часть горизонта. Характер кривых, построенных для водоносной части горизонта, мало чем отличается от кривых, построенных для нефтеносной части пласта.

В отдельных пробах несколько увеличивается содержание тяжелых углеводородов в сравнении с нефтеносной частью пласта (бутана возрастает до 1,1%, пентана до 0,6% и гексана до 2,7%).

Сопоставление результатов раздельного анализа с эталонной палеткой по Троицкой площади позволит оценить этот участок как нефтеносный.

При испытании интервала 1524—1526 м получен приток нефти.

Курчанская площадь

В результате глубокого разведочного бурения на Курчанской площади выявлена нефтегазоносность миоценовых отложений.

Расчленить отложения миоцена и олигоцена ввиду тонкослоистости разреза по данным БКЗ не представляется возможным.

Дегазация и анализ глинистого раствора на Курчанской и Украинской площадях проводились поплавковым дегазатором и анализатором ГСТ-Л.

Скв. 15 были вскрыты отложения майкопской свиты, представленной плотными глинами с редкими прослоями мелкозернистых песчаников. По данным газового и люминесцентного каротажа в интервале 2664—2670 м зафиксированы повышенные газопоказания и битумопроявления. Проведенный в этом интервале раздельный анализ газа обнаружил в газовой смеси пять компонентов — от метана до пентана включительно. Содержание метана в пробах колеблется от 78 до 86%, причем от кровли к подошве доля метана снижается, а тяжелых углеводородов увеличивается. При сопоставлении полученных результатов с данными раздельного анализа попутного газа по Троицкой и Украинской площадям данный интервал может быть оценен как водоносный с остаточным нефтенасыщением. По заключению БКЗ пласт песчаника в этом интервале имеет несколько повышенные удельные сопротивления (до 20 ом м) и отрицательные аномалии ПС до 25 мв. По этим данным Абинская промыслово-геофизическая контора рекомендовала упомянутый интервал для опробования. Скважина была ликвидирована по техническим причинам без перфорации.

Скв. 4 были вскрыты миоценовые отложения, представленные чередованием плотных тонкослоистых карбонатных глин, доломитизированных мергелей и мелкозернистых песчаников. На кривой газового каротажа отмечается ряд участков повышенных газопоказаний, подтверждающихся также люминесцентными определениями. Раздельный анализ, проведенный в зонах повышенных газопоказаний, обнаружил в газовой смеси присутствие метана, этана, пропана, бутана и пентана. Содержание метана в пробах колеблется от 62 до 85%. Содержание тяжелых углеводородов достигает 15—35%. В трех пробах содержание метана превышает 90%.

По аналогии с результатами раздельного анализа на Троицкой и Украинской площадях такие значения могут быть оценены как обводненные с небольшим нефтенасыщением. По данным БКЗ не

представляется возможным расчленить миоценовые отложения по газонефтеводоносности.

В результате опробования интервала 1010—1057 м получена вода с пленкой нефти.

Украинская площадь

Украинская площадь расположена в полосе предгорий северного склона Кавказского хребта. Нефть на Украинской площади эксплуатируется из отложений миоцена.

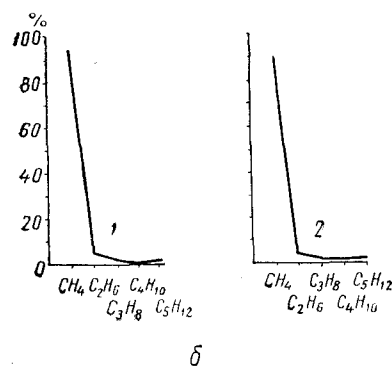
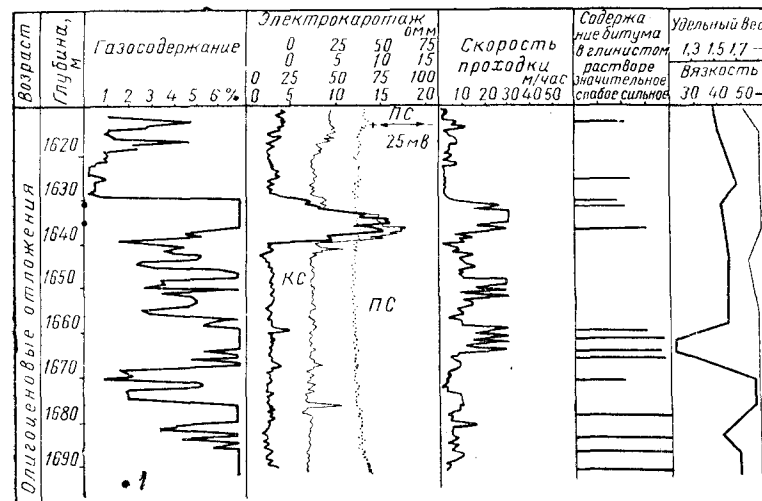


Рис. 100. Данные газового каротажа по скв. 170 Украинской площади.

а — диаграмма газового и электрического каротажа, скорости проходки, содержания битума в глинистом растворе, удельного веса и вязкости; 1 — место отбора пробы газа для раздельного анализа; б — состав газа (анализы выполнены на приборе ГСТ-Л): 1 — глубина 1631 м; 2 — глубина 1635 м.

Газовый каротаж в комплексе с раздельным анализом проводился в отложениях олигоцена на скв. 170.

В отложениях олигоцена, вскрытых скв. 170, среди плотных слабоизвестняковых глин на диаграмме газового каротажа

в интервале 1630—1640 м выделяется интервал повышенных газопоказаний (рис. 100).

Раздельный анализ проб газа, взятых с глубин 1631 и 1635 м, обнаружил в газовой смеси наличие метана, этана, пропана, бутана и пентана. Содержание метана на этих глубинах соответственно равно 93% и 91%.

Сопоставление полученных результатов с эталонной палеткой позволило оценить этот пласт как водоносный с остаточной нефтью.

При испытании интервала 1630—1640 м получен приток минерализованной воды с пленкой нефти.

Таким образом, по данным раздельного анализа представляется возможность по количественной и качественной характеристике различать чисто газоносные горизонты от нефтеносных.

Газоносные горизонты характеризуются относительно высокими содержаниями метана, достигающими до 98—99%, и незначительными содержаниями тяжелых углеводородов, не превышающими в сумме 2%.

В нефтеносных горизонтах содержание метана не превышает 94—96% и заметно возрастает содержание тяжелых углеводородов. Газ, содержащийся в водоносных горизонтах, мало чем отличается от газа из нефтеносных.

УКРАИНА

На месторождениях восточной Украины при проведении газового каротажа хроматографические методы анализа до последнего времени не применялись.

Для решения практических задач при разведке нефти и газа в районах восточной Украины было отобрано некоторое количество проб природного газа из скважин Шебелинского газового месторождения и на разведочных площадях Зачешиловка и Спива-

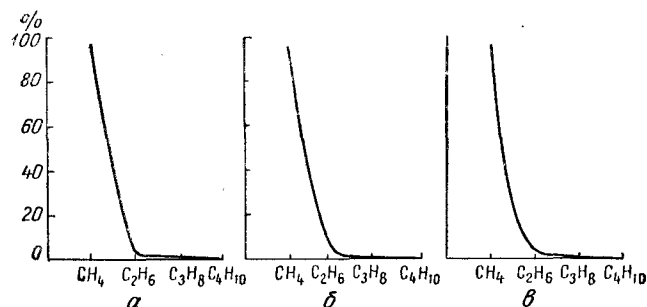


Рис. 101. Палетки состава газа по площадям восточной Украины.

П л о щ а д и: а — Спиваковская, скв. 4, проба 1, интервал исследования 652—511 м; б — Шебелинская, проба 33; в — Зачешиловская, скв. 2, проба 9, глубина 2473 м.

ковка. Эти пробы исследованы во ВНИИ Геофизике на хроматографических анализаторах ГСТ-Л. Все семь проанализированных из этих районов и скважин проб природного газа показали, что состав газа в Зачешиловском и Спиваковском районах такой же, как и на Шебелинском газовом месторождении, что дает основание оценить эти районы как перспективные.

На рис. 101 приведены палетки, составленные по данным хроматографического анализа (пробы были отобраны ст. научным сотрудником ВНИИГаз Э. Е. Лондон).

СРЕДНЯЯ АЗИЯ

На озокеритовых шахтах Среднеазиатского рудоуправления (Сель-Рохо) хроматографический газоанализатор ГСТ-Л начали применять с 1957 г.

На рис. 102 приведены характерные результаты анализов рудничного воздуха, где видно довольно четкое разделение шестикомпонентной смеси. В одних случаях были зарегистрированы концентрации газообразных углеводородов, значительно превышающие допустимые нормы, а в других содержание газообразных и парообразных углеводородов находится в пределах нормы.

АЗЕРБАЙДЖАН

В Баку на хроматографическом приборе ГСТ-4 было сделано около ста раздельных анализов. Несколько десятков анализов газа сделано в процессе проведения газового каротажа на скв. 24 Кировдагского района, а также проанализировано более 60 проб попутного газа, отобранных из эксплуатационных скважин в районах Карадаг и Отманбоздаг.

В попутном газе горизонта VII района Карадаг содержится до 88—90% метана, 3—4% этана, 3—4% пропана и 2—3% бутана.

В попутном газе горизонта I района Кировдаг содержится 75—85% метана, 3—5% этана, 8—10% пропана и 5—6% бутана.

При газовом каротаже раздельный анализ проводился на площади Отманбоздаг.

На рис. 103 приведены палетки, характеризующие состав попутного нефтяного газа.

Состав природного газа по эксплуатационным скважинам различных районов весьма близок один к другому и характеризуется высокими содержаниями метана и низкими этана, пропана, бутана и пентана.

ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ

В разведочных районах Тюменской области, обслуживаемой Запсибнефтегеофизикой, было сделано более 100 хроматографических анализов свободного и растворенного газов, отобранных при

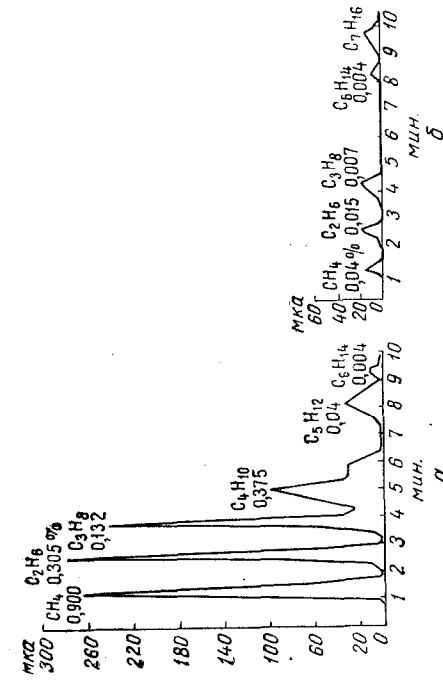


Рис. 102. Результаты анализов рудничного воздуха на изо-керитовой шахте.

а — западная разрезная печь горизонта IV от 15/X (4%-ная смесь); б — восточная разрезная печь горизонта IV от 24/X.

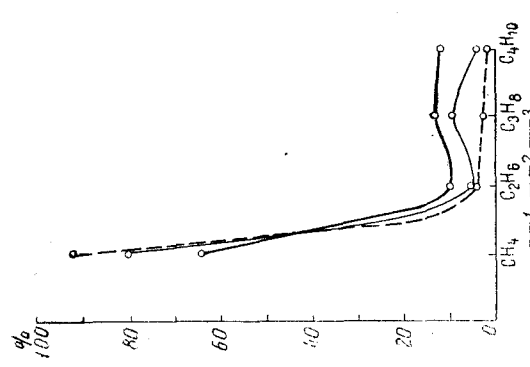


Рис. 103. Состав газа по скважинам нефтегазоносных площадей.

Площади: 1 — Сназань, скв. 346; 2 — Карадаг, скв. 210; 3 — Кировдаг, скв. 61.

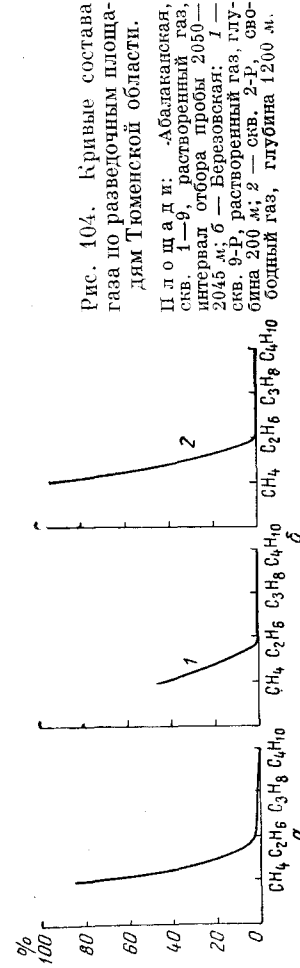


Рис. 104. Кривые состава газа по разведочным площадям Тюменской области.

Площади: Абалаканская, скв. 1—9, растворенный газ, интервал отбора пробы 2050—2045 м; б — Березовская: 1 — скв. 9-Р, растворенный газ, глубина 200 м; 2 — скв. 2-Р, свободный газ, глубина 1200 м.

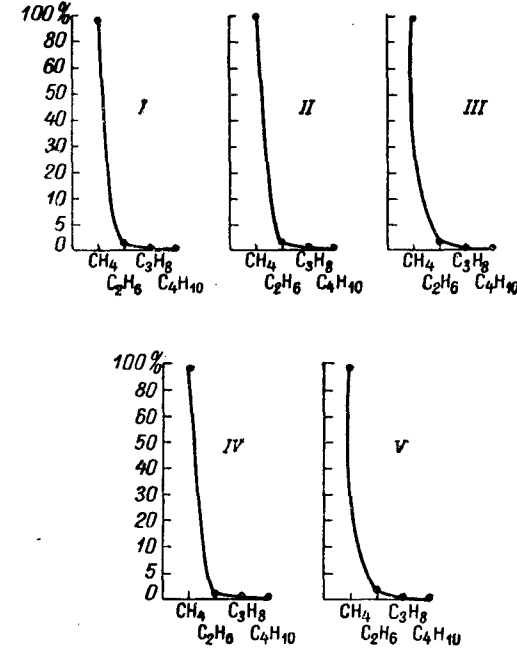


Рис. 105. Палетки, характеризующие состав газа Березовской площади Тюменской области. Для следующих отложений:

I — валанжин, газ с водой; II — валанжин, вода с газом; III — валанжин, газовая залежь; IV — готерив — баррем, вода с газом; V — готерив — баррем, газ с водой.

испытании скважин. Составы свободного и растворенного газов мало различаются между собой, что видно из рис. 104.

Однако при детальном рассмотрении компонентного состава углеводородов и углекислого газа выявлена закономерность, позволяющая по составу газов различать свободный газ от растворенного.

Растворенный газ, как правило, по сравнению со свободным газом имеет относительно меньшее содержание метана и повышенное содержание этана и углекислого газа.

В свободном газе содержание метана, как правило, превышает 90%, этана не превышает десятых долей процента, а углекислого газа нескольких процентов (рис. 105).

В растворенном газе содержание метана, как правило, колеблется от 40 до 80% и редко до 90%; содержание углекислого газа доходит до 10% и более, а содержание этана приближается к 1% и часто превышает его (см. рис. 105).

Таким образом, учитывая особенности газовых месторождений Тюменской области, методика качественной оценки данных

газового каротажа по компонентному составу газа должна быть широко применена для того, чтобы отличать газосодержащие залежи от водоносных, содержащих растворенный газ.

ЯКУТСКАЯ АССР

На рис. 106 приводятся результаты компонентного анализа природного газа Олекминского района Якутской АССР. Пробы, отобранные из бурящихся разведочных скважин, показали наличие всей гаммы предельных газообразных углеводородов. Пробы имели примерно одинаковый качественный состав, в котором преобладал метан.

Отмечено также наличие этана, пропана и бутана. Это свидетельствует о несомненной перспективности района исследований. Как известно, в устье Вилюя была обнаружена промышленная газовая залежь.

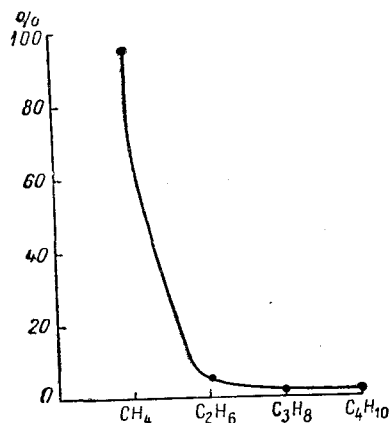


Рис. 106. Состав газа по скв. Р-3 Олекминского района Якутской АССР.

ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ

В газокаротажной партии конторы Востоксибнефтегеофизика хроматографический анализ при газовом каротаже в опытном порядке стал применяться с 1959 г.

Газ для детального анализа отбирался из устья некоторых бурящихся скважин (1, 2, 3-Р Парфеновской и 9-Р Осинской площадей).

Состав газа по 11 интервалам изменяется следующим образом: метан от 90,3 до 93,1%, этан от 4,7 до 7,2%, пропан от 1 до 2%, бутан от 0,1 до 0,7%, пентан от 0,1 до 0,2%, гексан от 0,1 до 0,3%.

Средний состав газа: метана 91,7%, этана 6%, пропана 1,6%, бутана 0,5%, пентана 0,1%, гексана 0,1%.

Отобранные две пробы газа из скв. 9-Р Осинской площади в отличие от проб газа с Парфеновской площади по своему составу характерны для нефтяных залежей (содержание углеводородов С₃-С₆ около 25%).

При сопоставлении палеток состава газа по Осинской и Атовской площадям видно, что конфигурация кривых сохраняется, но в газах Атовской площади меньше метана и увеличивается содержание тяжелых углеводородов.

При газовом каротаже скв. 3-Р (Атовская площадь) одновременно проводился отбор проб газа на отдельный анализ, в интервале 2205,5—2267 м относящегося к осинскому пласту доломитов

усольской свиты (три последних анализа относятся к соленосной толще усольской свиты).

Всего по этой скважине сделан 31 анализ. Пробы отбирались в интервалах высоких газопоказаний в пробоотборники объемом 25 мл. Данные раздельного анализа дают основание характеризовать исследованные отложения в одном случае как газосодержащие (глубины 2209, 2209,5, 2237,5 м), в другом как нефтеносные (2205,5—2250,5 м) и в третьем как обводненные с остаточной нефтенасыщенностью.

В сложных геологических условиях Восточной Сибири (мощная соленосная толща усольской свиты кембрия) применение газового каротажа наряду с другими методами может принести большую пользу.

Первые опытные работы по раздельному анализу газа при газовом каротаже дают обнадеживающие результаты, в связи с чем необходимо шире внедрять эту методику при геологопоисковых и разведочных работах на нефть и газ в новых районах Восточной Сибири.

КОМИ АССР

Хроматографический анализ в газовом каротаже начали применять с 1959 г.

В газокаротажной партии было проделано значительное количество анализов газа с целью отработки аппаратуры и изучения состава газа эксплуатирующихся продуктивных горизонтов месторождений Вой-Вож, Нибель, Верхняя Омра, Нижняя Омра. Газ был отобран из семи скважин. По этим скважинам делались повторные анализы, которые показали вполне удовлетворительную воспроизводимость.

Одновременно отбирались пробы газа при бурении разведочных скважин.

В целом материала по раздельному анализу очень мало: по восьми разведочным скважинам отобрано и проанализировано всего 10 проб, причем три анализа не привязаны к глубине, четыре скважины не опробованы, один анализ выполнен после опробования скважины (скв. 25, Северный Джебол).

Испытания проведены по трем скважинам (скв. 13 Северный Джебол, скв. 3 Северная Мыльва, скв. 581 Курья).

Рассмотрим полученные результаты.

Газы по своему составу могут быть разделены на три группы.

Первая и вторая группы характерны для газов нефтяных залежей, третья группа — для водоносных пластов с остаточной нефтенасыщенностью. Это подтверждается результатами испытания скважин (рис. 107).

Скв. 13 (Северный Джебол) и скв. 3 (Северная Мыльва) при испытании дали нефть. Данные раздельного анализа газа подтверждаются результатами испытания скважины.

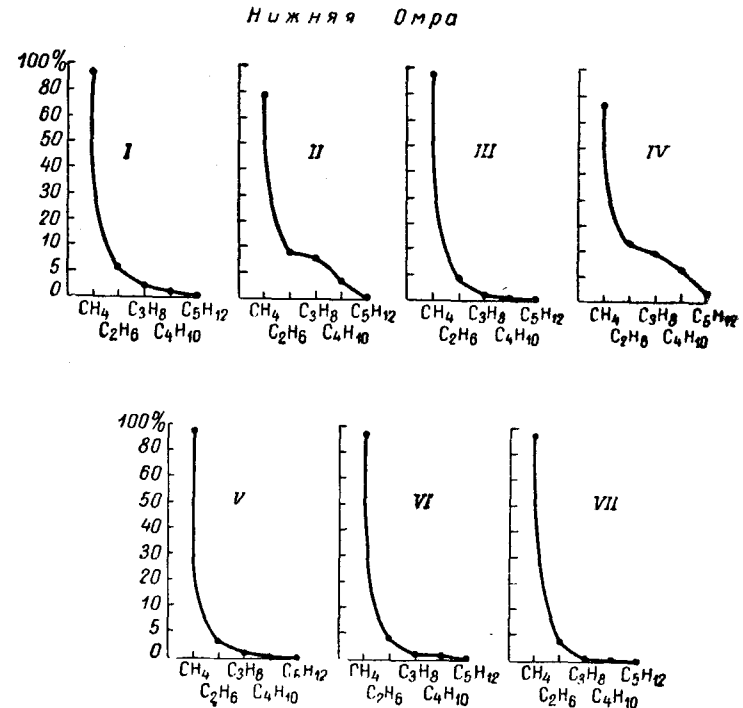
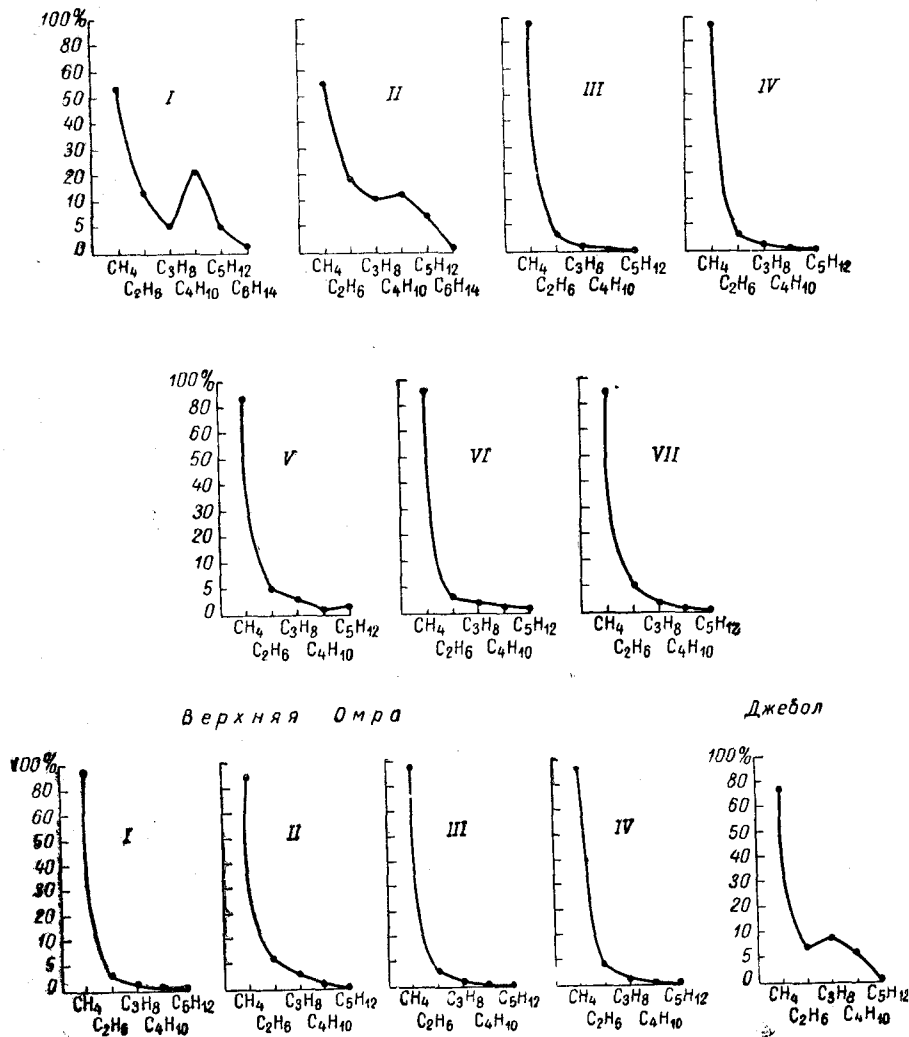


Рис. 107. Палетки, характеризующие состав газа по месторождениям КОМИ АССР.

В о й - В о ж. I, II — пашийские слои (D_3^1), попутный газ; III — пашийские слои (пласт I^A), газовая залежь; IV — пашийские слои (пласт I^B), газовая залежь; V — то же, попутный газ; VI — верхнеживетский подъярус (пласт I¹), попутный газ; VII — нижнечибыюские слои (пласт III), газовая залежь.
 В е р х н я я О м р а: I — пашийские слои (пласт I^B), газовая залежь; II — то же, попутный газ; III — верхнеживетский подъярус (пласт I^B), газовая залежь; IV — нижнечибыюские слои (пласт III), попутный газ.
 Н и ж н я я О м р а. Пашийские слои: I — пласт I^A, газовая залежь; II — пласт I^A, попутный газ; III — пласт I^B, газовая залежь; IV — пласт I^B, попутный газ; Верхнеживетский подъярус: V — пласт I, газовая залежь; VI — пласт I, попутный газ; VII — нижнечибыюские слои (пласт III), газоконденсатная залежь.
 Д ж е б о л. Турнейский ярус, попутный газ.

с последующим анализом газозооной смеси на приборе ГСТ-Л, так как во многих случаях продуктивные пласты из-за низкой скорости проходки проявляют себя весьма незначительными газопоказаниями.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И НАПРАВЛЕНИЕ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

При помощи газового каротажа на современном уровне его развития можно решать указанные выше задачи по выявлению и отбивке продуктивных газоносных и нефтеносных пластов.

В скв. 581 (Курья) по данным раздельного анализа газов на глубине 756 м, по-видимому, имеется вода с остаточной нефтенасыщенностью. При испытании получен приток минерализованной воды с газом. Результаты проведенных работ обязывают более решительно проводить в этих районах внедрение раздельного анализа в практику геологопоисковых работ.

При прохождении терригенной толщи турнейского яруса, пашийских и чибьюских слоев желательнее дополнительно проводить глубокую дегазацию глинистого раствора на приборе ТВД

Хотя эти задачи решаются не всегда правильно, тем не менее количество правильных прогнозов составляет около 80%, что в среднем по Советскому Союзу достаточно велико, и, следовательно, можно рекомендовать повсеместное применение газового каротажа при бурении разведочных скважин.

В значительно меньшей степени газовый каротаж (по керну и по глинистому раствору) используется для поисковых целей при глубинной газовой съемке, хотя эффективность такого способа поисков новых нефтегазовых залежей и месторождений также достаточно высока и его можно рекомендовать для широкого применения.

Рассмотрение результатов газового каротажа с применением раздельного анализа показывает, что в большинстве случаев представляется возможным прогнозировать характер залежи, отличать газовые залежи от нефтяных и от водоносных, содержащих лишь растворенный газ или остаточную нефть. Однако в некоторых районах такие водоносные горизонты не имеют достаточно четкой отличительной характеристики газового состава. В этой области нужны новые дополнительные исследования.

До сего времени раздельный анализ еще не получил широкого применения. При проведении газового каротажа во многих аномалийных зонах, включающих интервалы перфораций, не производился отбор проб на детальный, раздельный анализ. Повсеместное применение раздельного анализа (на каждой каротируемой скважине, где выявлены аномалийные зоны) должно способствовать получению полноценных результатов для прогнозирования характера залежи.

Поскольку развитие геологоразведочных и поисковых работ ставит все новые и новые задачи перед газовым каротажом, необходимо совершенствовать существующую методику газового каротажа для повышения его эффективности. Можно указать следующие направления исследовательских работ для этих целей.

1. Расширение теоретических исследований по изучению состояния газа и нефти в пласте, их перехода в буровой раствор, по изучению детального состава газов для получения более точных характеристик свободного и растворенного газов в воде и нефти.

2. Широкое применение методики раздельного анализа газа с определением индивидуальных углеводородов $C_1 - C_6$. Изучение в разных газах содержания изомеров углеводородов $C_4 - C_6$, для чего необходимо разработать новые более совершенные газоанализаторы.

3. Усовершенствование методики непрерывной дегазации бурового раствора и повышение в несколько раз степени дегазации по сравнению с применяемыми сейчас способами.

4. Дальнейшее усовершенствование и автоматизация газокаротажных станций и усовершенствование способов непрерывной регистрации времени бурения заданных интервалов, обеспечивая

привязку показаний газового каротажа в масштабе глубин. Значительное повышение точности учета расхода раствора и т. д.

5. Разработка новых упрощенных недорогостоящих автоматизированных газокаротажных установок.

6. Усовершенствование методики и техники работ газового каротажа по керну и шламу.

7. Усовершенствование и применение газового каротажа для поисковых целей, используя для этого различные скважины (сейсмические, бурящиеся на воду и др.).

8. Систематическое обобщение результатов газокаротажных работ в целях повышения их эффективности, улучшения методики интерпретации и выработки направлений дальнейших исследовательских работ.

ГАЗОКАРОТАЖНЫЕ РАБОТЫ В ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ

(Библиографический обзор)

Исследования, проведенные в Советском Союзе в области прямых методов поисков нефти и газа — газовой съемки и газового каротажа, и их применение получили известность и используются в других странах, где также были развиты как научно-методические, так и производственные работы.

В зарубежной литературе опубликован ряд работ по методике, технике и применению газового каротажа.

Задачей настоящего раздела книги не является полное обобщение всех зарубежных исследований в области газового каротажа, тем более, что некоторые из них касаются тех же вопросов, которые разрабатываются у нас в Советском Союзе и которые описаны в данной книге. Сюда относятся: дегазация, методика и техника анализа газа, методика интерпретации, некоторые теоретические положения и т. д.

Ниже кратко излагаются сведения о зарубежных работах, характеризующие направление методических исследований и полученные результаты.

Большой объем работ в зарубежных странах выполняется с применением газокаротажных станций. Методика измерений при помощи газокаротажных станций была разработана в США Хейвардом, Телсом и др. [63].

Помимо применения станций, значительный объем газокаротажных работ выполняется эпизодическим точечным методом.

Велингер, Лабб, Пикье и др. [73, 80, 81] утверждают в своих работах, что применение глубокой дегазации, а также люминесцентного и механического каротажа значительно повышает эффективность обычного непрерывного газового каротажа, проводимого с применением станций, где степень дегазации невелика.

В ряде работ [65, 71, 78] большое внимание уделяется изучению газо-содержания шлама и раствора. Отмечается в то же время, что любой остаточный люминесцентный эффект нефтяной эмульсии может быть похож по окраске на старую нефть [54], а шлам может быть загрязнен нефтью ~~и~~ ранее пройденных горизонтов [71].

В некоторых работах рассматриваются методы анализа газа и их усовершенствование. В статьях Грехема, С. Керена, Д. Керена и других [55, 56, 62] освещаются вопросы анализа при помощи обычного электрического газоанализатора, масс-спектрометра и инфракрасного газоанализатора. С. Керен и Д. Керен отмечают, что газовая хроматография является наиболее прогрессивным методом при газовом каротаже.

В статье Джеймса и Хариса [65], помимо общей положительной оценки работ по газовому каротажу, описывается применение масс-спектрометрии

инфракрасных и хроматографических газоанализаторов. Авторы статьи считают, что комплексное исследование газов бурового раствора в сочетании с люминесцентным анализом, исследованием шлама и с применением точного индикатора глубин обеспечивают надежное обнаружение углеводородов и выявление нефтегазовых залежей.

Д. Керен и С. Керен приводят данные об использовании масс-спектрометрии при газовом каротаже второй в мире по глубине скважины в штате Оклахома [55]. Описывается также комплексная методика анализа газа с применением инфракрасного метанового детектора и газового хроматографа.

В статье Петтерсона [71] излагаются результаты газокаротажных исследований по выбуренным породам. Автор считает, что этот метод может в ряде случаев дать более надежные результаты, чем по буровому раствору, если в раствор попадает лишь незначительная часть газа вследствие процесса интенсивной фильтрации ниже долота. В статье Петтерсона рассматриваются также некоторые вопросы теоретического и методического характера, касающиеся механизма поступления газа из породы в раствор, ложных газопоказаний и др., которые находятся в соответствии с нашими исследованиями, описанными выше.

В статье Блисса [54] описываются результаты работ по применению и интерпретации «углеводородного каротажа». Автор считает, что этот метод необходим для исследования разведочных скважин и при качественной работе каждый нефтяной или газоносный пласт будет обнаружен. Керн рекомендуется отбирать лишь в интервалах, положительно оцененных газовым каротажем. Опробование горизонтов, выявленных газовым каротажем, должно производиться немедленно, так как пласт может обводниться и, кроме того, он может влиять на содержание раствора при продолжении бурения в новом интервале.

Отмечается, что проницаемые породы, насыщенные большим количеством нефти, могут проявлять себя при газовом каротаже весьма незначительными газопоказаниями. Поэтому надо тщательно вести наблюдения за литологией пород и учитывать все прочие измеряемые параметры. Нужно особенно следить за рециркулирующим газом во избежание искажений определений.

Результаты «углеводородного каротажа» в США, Канаде и Мексике, а также в Южной Америке позволили, как это отмечает автор, прочно обосновать необходимость применения этого метода при разведке нефтяных месторождений. Этим методом было исследовано несколько сот новых районов.

В нескольких работах отмечается необходимость одновременно с газовым каротажем вести ряд наблюдений, имеющих большое значение для интерпретации. Сюда относятся газоотдача раствора и шлама при различных давлениях, плотность и гидростатическое давление раствора, пористость и проницаемость пород, скорость подъема раствора и шлама и т. д.

В статье Пиксье [73] рассматриваются вопросы интерпретации результатов газового каротажа (влияние скорости проходки, свойств раствора, рециркулирующего газа, опережающей фильтрации и т. п.).

Американским нефтяным институтом была проведена стандартизация форм газокаротажных диаграмм [58].

Обобщение результатов газового каротажа в США дано в статье Джеймса и Харриса [65], в Канаде и некоторых других странах — в статьях Блисса, Шмидта и других [54, 78], во Франции — в статьях Велингера, Лабба и Фажгатье [80, 81].

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. Гостоптехиздат, 1955.
2. Белоусов В. В. Очерки геохимии природных газов. ОНТИ, 1937.
3. Вернадский В. И. О газовом обмене земной коры. Изв. Петербургской АН, 1912.
4. Вернадский В. И. О классификации природных газов. Сб. «Природные газы», № 2, ОНТИ, 1931.
5. Владимиров Б. В. О применении в газовом каротаже глубокой дегазации бурового раствора. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
6. Вукалович М. П., Кириллина В. А. и др. Термодинамические свойства газов. Госэнергоиздат, 1953.
7. Высоккий И. В. Основы геологии природного газа. Гостоптехиздат, 1954.
8. Геллер Е. М. Об условиях поступления газа и нефти в глинистый раствор бурящихся скважин. Сб. «Геохимические методы поисков нефти и газа», вып. II. Гостоптехиздат, 1954.
9. Герш С. Я. Глубокоохлаждение. Госэнергоиздат, 1957.
10. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. Тр. совещания по геохимическим методам, 1958. Изд. АН СССР, 1959.
11. Глебовская В. С. Газовая съемка при поисках рудных месторождений. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
12. Гуревич М. Г. О химическом составе газов горных пород. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
13. Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Гостоптехиздат, 1948.
14. Ерофеев Н. С. Пути развития газовой промышленности. Гостоптехиздат, 1958.
15. Жданов М. А., Карцев А. А. Нефтепромысловая геология и гидрогеология. Гостоптехиздат, 1958.
16. Капелюшников М. А., Жузе Т. П., Закс С. Л. Физическое состояние нефти, газа и воды в условиях нефтяного пласта. Изв. АН СССР, ОНТИ, № 11, 1952.
17. Карпов А. К. Состав природных газов. Газовая промышленность, № 7, 1957.
18. Карпов А. К. Состав газов нефтяных и газовых месторождений. Газовая промышленность, № 10, 1957.
19. Карцев А. А., Табасаранский З. М., Суббота М. И., Могилевский Г. А. Сб. «Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений». Гостоптехиздат, 1954.
20. Келеманс А. Хроматография газов и паров. ИЛ, 1959.
21. Козлов А. Л. Проблемы геохимии природных газов. Гостоптехиздат, 1950.

22. Козлов В. П., Токарев А. В. Основы генетической классификации каустобиолитов. Гостоптехиздат, 1957.
23. Козлов В. П., Гладышева Г. А. Опыт применения газового каротажа. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
24. Кремс А. Я., Григорьев Г. Г., Медведев А. С. Опыт применения геохимических методов на территории Тимано-Печорской газонефтеносной провинции. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
25. Кремс А. Я. Влияние дизъюнктивной дислокации на продуктивность и разработку нефтяных пластов. НХ, № 6, 1945.
26. Кулиш С. Ю. Сорбция углеводородных газов породами. Тр. ВНИИГаз, 1953.
27. Левит А. М. Разделение углеводородных смесей в колонках небольших размеров. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
28. Линецкий В. Ф. Миграция нефти. Гостоптехиздат, 1958.
29. Могилевский Г. А. О природе и рациональной методике выявления геохимических аномалий. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
30. Наметкин С. С. Химия нефти. Изд. АН СССР, 1957.
31. Протасов Г. Н., Удянский Н. Я. Бурение нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1954.
32. Римский-Корсаков Е. В. Поверхностная газовая съемка — метод поисков месторождений серы. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
33. Соколов В. А. Прямые геохимические методы поисков нефти. Гостоптехиздат, 1947.
34. Соколов В. А. Миграция газа и нефти. Изд. АН СССР, 1956.
35. Соколов В. А. Научные основы геохимических методов поисков нефти и газа. Тр. совещания по геохимическим методам. Изд. АН СССР, 1959.
36. Соколов В. А. Методы анализа газов. Гостоптехиздат, 1958.
37. Соколов В. А. Газовая съемка как метод разведки на нефть. Тр. XVII Межд. конгр. ГОНТИ, 1937.
38. Соколов В. А. Анализ газов. Гостоптехиздат, 1950.
39. Соколов В. А., Жуковичкий А. А., Туркельтауб Н. М. Авторские свидетельства. «Методы хроматографического анализа газов» (№ 88247 от 17/III 1956 г. и № 99297 от 14/V 1951 г.).
40. Соколов В. А. Газоаналитическая методика и аппаратура и пути их совершенствования. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
41. Сборник работ по газовой съемке под ред. В. А. Соколова. ГОНТИ, 1939.
42. Требин Ф. А. Непроницаемость песчаных коллекторов. Гостоптехиздат, 1945.
43. Тривус Н. А., Виноградов К. В. Исследование нефти и газа в пластовых условиях. Азнефтеиздат, 1955.
44. Туркельтауб Н. М., Жуковичкий А. А. Хроматографические методы анализа газов. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
45. Фастовский В. Г. Разделение газовых смесей. Гостехиздат, 1947.
46. Филиппс К. Газовая хроматография. ИЛ, 1958.
47. Флоровская В. Н. Люминесцентно-битуминологический метод и его применение в нефтяной геологии. Изд. МГУ, 1957.
48. Флоровская В. Н. Люминесцентно-битуминологический метод поисков нефти. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
49. Царевич К., Шищенко Р., Бакланов Б. Глинистые растворы в бурении. Азнефтеиздат, 1935.
50. Элисон М. М. К вопросу о методике изучения газосодержания в горных породах. Изв. АН СССР, ОТН, № 2, 1949.
51. Элисон М. М. Применение газовых геохимических методов на угольных месторождениях. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
52. Юровский Ю. М. Газовый картаж скважин. Гостоптехиздат, 1957.
53. Яценев Б. П. Результаты и эффективность газовой съемки. Сб. «Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд. АН СССР, 1959.
54. Bliss J. E. Application and interpretation of Hydrocarbon Well Logging. Oil and Gas J., 1951.
55. Caran J., Caran S. Oil and Gas J., vol. 57, No. 7, 8/II, 1959.
56. Caran J. and Gray F. Advanced mud logging techniques «go foreign». International Oilman, 1958.
57. Dikon, Foran. Condensate Wells Completion and recycling Operations. Oil Weekly, 1939.
58. E uright R. API Standartires mudlog form. Oil and Gas J., vol. 57, No. 15, pp. 151, 152, 156, 6/IV, 1959.
59. Prediching Reservoir Performane from core Analysis. Petr. Engineer, vol. 30, No. 3.
60. Ferguson C. and Klotz J. Filtration from mud during drilling. J. Petr. Techn., vol. 6, No. 2, pp. 30—43, ill. 17, II, 1954.
61. Golay M. Gas Chromatography. Acad. Press, New York, 1957; Gas Chromatography (ed. D. N. Desty) Butterworths. London, 1958.
62. Graham J. Reverse-Weting Logging' Petz. Techn., vol. X, No. 12, pp. 304—309, ill. 8, 1958.
63. Hayward J. Oil and Gas J., No. 14, 1940.
64. Hill D. Oil Weekly pp. 24—36, 13/VI, 1932.
65. Jarner, Harris. Oil and Gas J., 1959.
66. Katz D., Cornell D., Kobajashi R., Poetterman F., Vary J., Elenbaas J., Weinang C. Handbook of Natural Gas Engineering, Mc Grow Hill Company. New York, 1959.
67. Leland T., Mc Ketta J., Kobe K. Ind. Eng. Chem., vol. 40, 1955.
68. Martin A. Vapour Phase Chromatography (ed. D. N. Desty) Butterworths. London, 1957.
69. Musk at M. Physical Principles of Oil Production. Mc Grow Hill Company, New York, 1949.
70. Nowak T., Krueger R. API Drilling and Production Practice, p. 164, 1951.
71. Patterson R. Logging from Drill Beturus. Aie Minesine, vol. 43, No. 10, pp. 127—132, X, 1953.
72. Pecksok R. Gas Chromatography, 1959.
73. Pixier B. Some Recent Developments in Mud-analysis logging. Petr. Techn., vol. 9, No. 13, p. 13, ill. 8, V, 1946.
74. Rog en L. Bull. AAPG, No. 2, 1953.
75. Rosaire. Bull. AAPG, No. 8, 1942.
76. Scott R. Manufacturing Chemist, vol. 29, No. 10, 12, 1958.
77. Sokolov V., Alekseyev and oth. International Oil Congress, New York, 1959.
78. Schmidt K. H. Improved logging methodes reveal productive roues. World Oil, vol. 147, No. 6, pp. 125—129, ill. 4, XI, 1958.
79. Third Symposium an Gas Chromatography Butterworth. London, 1960.

80. Velinger et Labb. Petrol. Inst. France, fasc. 6, n° 12, 1951.
 81. Velinger et autres. Petrol. Inst. France, fasc. 8, pp. 239—249, 1952.
 82. De Witte A. J. Oil and Gas J., vol. 55, No. 9, p. 89; vol. 55, No. 5, p. 115, 1957.
 83. Wilkinson W. Bull. AAPG, No. 2, 1953.
 84. 2nd Biannual International Gas Chromatographic Symposium, ISA Proceedings, 1959.

О Г Л А В Л Е Н И Е		Стр.
Введение		3
<i>Глава I. Состояние и распределение газа и нефти в толще горных пород</i>		7
Состав природных газов		8
Физические условия залегания и состояние газа и нефти на разных глубинах		23
Растворение и сорбция газов		44
Миграция газа и нефти и особенности их распределения в горных породах		60
<i>Глава II. Поступление газа и нефти в глинистый раствор при разбуривании горных пород</i>		79
Проникновение глинистого раствора в горные породы		79
О фильтрации газа и нефти из пласта в глинистый раствор		90
Концентрация газа и нефти в глинистом растворе в зависимости от условий бурения		97
Состояние газа и нефти в глинистом растворе при его движении от забоя к земной поверхности		105
Диффузионные процессы в скважине		113
<i>Глава III. Дегазация глинистого раствора и керна</i>		117
Концентрации компонентов углеводородной смеси, извлеченной из бурового раствора при разных степенях дегазации		118
Дегазация глинистого раствора при эпизодическом газовом каротаже		126
Дегазация глинистого раствора при непрерывном газовом каротаже		131
Дегазация керна		137
<i>Глава IV. Анализ газа при газовом каротаже</i>		142
Приборы для общего анализа газов		143
Термохимические (электрические) газоанализаторы		145
Хроматографические газоанализаторы		152
О методике и условиях проведения хроматографического анализа при газовом каротаже		165
Применение других газоанализаторов при газовом каротаже		190
Новые направления в хроматографическом анализе газа		195
<i>Глава V. Газокаротажные станции</i>		202
Общая схема станции ГКС-3 и аппаратура для привязки газопоказаний к истинным глубинам скважин		203
Аппаратура для люминесцентного анализа		223
Автоматизированная газокаротажная станция АГКС-58		230
Автоматизированные газокаротажные станции АГКС-55/57 и АГКС-55/59		243

	Стр.
Автоматический газовый детектор (АГД-1)	250
Газовый каротаж после бурения и глубинный газокаротажный прибор	255
Глава VI. Методы интерпретации газового каротажа и его использование	258
Выявление газоносных и нефтеносных пластов	258
Об оценке продуктивности газонефтяной залежи	265
Качественная характеристика скоплений газа и нефти в горных породах	267
Методика интерпретации результатов хроматографического анализа газов	270
О некоторых факторах, влияющих на показания газового каротажа	273
Поиски новых месторождений газа и нефти при помощи газового каротажа	285
Применение газового каротажа на каменноугольных месторождениях	292
Глава VII. Характерные результаты газокаротажных работ	294
Башкирия	294
Татария	300
Нижнее Поволжье	305
Среднее Поволжье	306
Туркмения	307
Северный Кавказ	314
Украина	322
Средняя Азия	323
Азербайджан	323
Тюменская область	323
Якутская АССР	326
Иркутская область	326
Коми АССР	327
Общие выводы и направление дальнейших исследований Газокаротажные работы в зарубежных странах (<i>Библиографический обзор</i>)	329
Литература	333

Авторы

*Василий Андреевич Соколов,
Юрий Михайлович Юровский*

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Ведущий редактор *Н. Н. Кузьмина*
Технический редактор *И. Г. Федотова*
Корректоры *И. М. Авейде, Л. В. Чистякова*

Подписано к набору 23/XI 1960 г.
Подписано к печати 26/1 1961 г. Формат 60 × 90^{1/16}.
Печ. л. 21,69 с вкл. Уч.-изд. л. 22,05. Т-00919.
Тираж 3120 экз. Зак. 1101/284.

Гостоптехиздат.
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Типография «Красный Печатник».
Ленинград, Московский проспект, 91.