

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА**

Н.В. Лалазарян, К.С. Нурбекова

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА**

Учебное пособие
для студентов специальности 5В070800
«Нефтегазовое дело»

Рекомендовано научно-методическим советом
университета в качестве учебного пособия

Алматы 2012

УДК 622.32 (075.8)

Л 20 Лалазарян Н.В., Нурбекова К.С. «Разработка и эксплуатация месторождений газа». Учеб. пос. для специальности 5В070800 «Нефтегазовое дело». – Алматы; КазНТУ имени К.И. Сатпаева, 2012. С. 189.

Ил. 48. Табл. 7. Библиогр. – 13 назв.

ISBN 978–601–228–373–0

Учебное пособие предназначено для углубленного изучения теоретического курса. В учебном пособии изложены основные сведения о газовых и газоконденсатных месторождениях, составу и физико-химическим свойствам газа, приводятся основные положения систем разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Рассмотрены вопросы эксплуатации газовых скважин, подземное и наземное оборудование, исследования скважин.

Приведены основные данные по обустройству месторождений и методах подготовки газа к дальнейшему транспорту. Уделено внимание оборудованию и описаны технологии по обустройству подземных хранилищ газа. Представлены схемы и рисунки, имеются контрольные вопросы и задания к самостоятельной работе для проверки усвоения материала.

Для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». Может быть полезным студентам средних учебных заведений, а также эксплуатационному персоналу, специализирующимся в области добычи, транспорта и хранения газа.

УДК 622.32 (075.8)

Рецензенты: *Джиембаева К.И.*, канд. техн. наук, проф. КБТУ
Кумар Б.К., канд. техн. наук, доц.
Джескенбаев Н.К., канд. техн. наук, доц. зав. каф. КаспОУ.

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2012 г.

ISBN 978–601–228–373–0

© Лалазарян Н.В.,
Нурбекова К.С.
© КазНТУ, 2012

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ играют важную роль в современной жизни человека. Несмотря на расширение применения нетрадиционных возобновляемых источников энергии, в обозримой перспективе нефть и газ останутся основными энергоносителями во всех странах мира. При этом будет происходить некоторое перераспределение ролей между ними: моторные топлива, получаемые из нефти, будут постепенно заменяться сжатым или сжиженным газами. Перспективность использования сжиженного природного газа (СПГ) в качестве топлива подтверждается также тем, что его производство ныне превратилось в развитую отрасль мировой экономики: к концу XX в. в мире было произведено около 150 млрд. м³ СПГ, а ежегодный прирост торговли им составляет 7 %.

Основной тенденцией развития мировой экономики является растущее использование природного газа, как источника энергии, изучение процессов добычи и промысловой подготовки природного газа имеет большое значение для будущих специалистов нефтегазовой отрасли.

Для рациональной разработки месторождений природного газа важно знание физических основ газа, условий его нахождения в пластовых условиях, фильтрации газа в пористой среде и особенностей разработки газоконденсатных месторождений. Важным аспектом разработки является установление и обоснование технологического режима эксплуатации скважин. Недостаточно обоснованные технологические режимы эксплуатации скважин, приводящие к снижению их дебитов по сравнению с проектными значениями, приводят к завышению капитальных вложений и эксплуатационных расходов в процессе разработки. Поэтому приоритетными становятся прогнозирование и своевременное изменение установленного технологического режима скважин. Знание современных газогидродинамических методов получения информации и научных основ установления оптимального технологического режима эксплуа-

тации скважин необходимо для рационального освоения месторождений природного газа. Методы исследований газовых и газоконденсатных скважин, применяемые, в настоящее время, позволяют осуществлять контроль за разработкой месторождений и осуществлять регулирование процессами разработки с целью максимального извлечения углеводородов при наименьших затратах.

Невозможно представить себе современную цивилизацию без продуктов переработки нефти и газа. Это направление их использования со временем также будет все более и более развиваться.

1. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И СОСТОЯНИЕ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.1. История добычи газа

Природный газ хотя и был известен очень давно, но применения не имел. Выходы газа на поверхность встречались в Китае, Персии, Бухаре, Азербайджане.

В конце XVIII в. был получен «светильный газ» путем сухой перегонки каменного угля. В 1835 г. в Петербурге был построен первый газовый завод для получения светильного газа. Открытия газовых месторождений носили случайный характер при бурении на нефть или воду. В 1902 г. в Сураханах с глубины 204 м из скв.1 был получен фонтан газа, положивший начало эксплуатации первого месторождения газа в России.

Развитие газовой промышленности в Советском Союзе началось в 1931 г. открытием Седь-Иольского месторождения в Коми, затем были открыты и изучены месторождения Саратова, Дагестана, Ставрополя, Газли, Западной Сибири и Севера (Медвежье, Уренгой и др.). Развитие газовой промышленности всегда шло параллельно с развитием трубопроводного транспорта. В 1940 г. был построен первый магистральный газопровод Дашава – Львов длиной 68 км, в 1946 г. Саратов – Москва длиной 800 км. В 1983 г. был построен крупнейший газопровод Уренгой – Помары – Ужгород диаметром 1420 мм, протяженностью 4,5 тыс. км.

Открытие экономически выгодных запасов природного газа в СССР, США, Канаде, т. е. в районах с высокой концентрацией промышленности обусловило переход систем газоснабжения на природный газ. В табл. 1.1 приводится соотношение видов источников энергии в течение века.

Основной тенденцией развития мировой экономики является растущее использование природного газа, как источника энергии.

Мировые запасы природного газа оцениваются примерно в 150 трлн. м³.

Лидерами по запасам природного газа являются Россия (43,3 трлн. м³), Иран (29,6 трлн. м³) и Катар (25,5 трлн. м³). В сумме эти три страны контролируют более 50 % мировых запасов этого энергетического и минерального сырья. Далее в рейтинге стран по запасам природного газа идут Саудовская Аравия, Туркменистан, Объединенные Арабские Эмираты, США, Венесуэла. Но даже в совокупности эти страны значительно уступают России, они располагают 33,5 трлн. м³ природного газа или 18,1 % его мировых запасов.

Таблица 1.1

Изменение соотношения в потреблении энергии в мире, %

Вид энергоресурса	1910 г.	1991 г.	1996 г.	2015 г. (прогноз)
Нефть	3	34	39,1	36,9
газ	–	18	21,5	26,1
уголь	65	32	25,2	23,2
ядерная энергия	–	6	6,1	3,7
др. источники энергии	32	10	8,1	10,1

За последние 10 лет наибольший прирост запасов был достигнут на Ближнем и Среднем Востоке – увеличение в 1,43 раза, в Африке – 1,36 раза и в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) – 1,35 раза.

Крупнейшим поставщиком природного газа на мировой рынок является российская компания «Газпром». Другими крупнейшими поставщиками газа являются США, Великобритания. Нидерланды, Норвегия, Алжир, Иран, Туркменистан, Индонезия. Канада и Мексика составляют с США единый газодобывающий комплекс, работающий в основном на снабжение природным газом США. Характерной чертой развития газовой промышленности в последние годы является увеличение потребления сжиженного природного газа, особенно в Японии.

Таблица 1.2
Уникальные газовые месторождения мира

Регион	Страна	Месторождение	Начальные запасы, млрд. м ³
Америка	США	Хейнсвилль	7000
Африка	Алжир	Хасси Р'Мейль	2600
Ближний и Средний Восток	Катар/Иран	Северное/ Южный Парс	28000
	Туркмения	Галкынаш	21200
Восточная Европа	Россия	Бованенковское	5300
		Уренгойское	10200
		Ямбургское	5200
Западная Европа	Норвегия	Тролль	7000
Юго-Восточная Азия	Китай	Дачжоу	3800

1.2. Добыча газа в Казахстане

Использование попутного газа в Казахстане впервые было применено на промысле Доссор в 1925 г. Массовая газификация началась в послевоенные годы. После вступления в разработку месторождения Тенге на Мангышлаке в 1967 г. было организовано Мангышлакское газодобывающее управление.

Среди стран мира доля Казахстана по запасам газа составляет 1,4 %. Доказанные запасы газа 3 трлн. м³, прогнозные запасы газа оцениваются в 7–10 трлн. м³, что связано в основном с освоением ресурсов Каспийского моря. Главная доля запасов газа и конденсата сосредоточена на месторождении Карачаганак. Значительные объемы запасов газа являются попутными и добываются вместе с нефтью. Динамика добычи газа приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3
Добыча природного газа в Республике Казахстан,
млрд. куб.м

Годы	1994	1996	2000	2002	2004	2006	2009
Добыча газа, млрд. м ³	4,96	6,5	12,8	14,8	20,6	28	36

По данным Министерства нефти и газа, добыча газа в Казахстане в 2010 г. составила 37,4 млрд. м³.

В настоящее время зарегистрировано около 130 месторождений с разрабатываемыми и предварительно оцененными запасами газа (табл. 1.4), из них: 21–газовые, 9–газоконденсатные, 23–нефтегазо-конденсатные, 31–нефтегазовые и прочие с малыми содержаниями газа. При этом, в разработке находятся 44 месторождения, содержащие более 80 % извлекаемых запасов углеводородных газов.

Казахстан располагает тремя газоперерабатывающими заводами (ГПЗ): Казахский ГПЗ, расположенный в Мангистауской области (г. Новый Узень), Тенгизский ГПЗ, расположенный в непосредственной близости от места производства газа в Атырауской области (п. Кульсары), Жанажольский ГПЗ в Актюбинской области.

Для создания запасов газа с целью покрытия пиковых потреблений газа в осенне-зимний период и обеспечения равномерной работы магистральных газопроводов на территории Казахстана имеются три подземных хранилища газа – Бозойское (в Актюбинской области), Полторацкое (в Южно-Казахстанской области), Акыр-Тюбе (в Жамбылской области).

Особенностью развития газотранспортной системы является неравномерность распределения месторождений и трубопроводов по территории Казахстана, в основном, они находятся в западной части.

Таблица 1.4
Распределение месторождений по объемам запасов
природного газа [11]

Характеристика групп месторождений по величине запасов		Количество месторождений	Месторождения	Балансовые запасы газа А+В+С1	
				Всего доказанные млрд. м ³	В процентах от запасов по РК
Республика Казахстан		130		3011	100
1.	Гигантские (более 300 млрд. м ³)	3	Карачаганак-НГК Тенгизское-Н Кашаган-Н	1370 569 227	45,5 18,9 7,5
2.	Крупнейшие (100,1–300 млрд. м ³)	2	Жанажол-НГК Имашевское-ГК	133 129	4,4 4,3
3.	Крупные (30,1–100 млрд. м ³)	4	Жетыбай-НГК Тенге-НГК Узень-ГН Урихтау-ГНК	99 45 43 40	3,3 1,5 1,4 1,3
4.	Средние (10,1–30 млрд. м ³)	8	Прорва-НГК Каламкас-ГН Амангельды-Г Тепловско-Токаревское-ГН Жетыбай Южный-НГК Шагырлы-Шомышты-Г Чинаревское-НГ Королевское-Н Тасбулат-НГК	28 27 25 25 23 20 17 16 13	0,9 0,9 0,8 0,8 0,8 0,7 0,6 0,5 0,4
5.	Малые (3,1–10 млрд. м ³)	17	113 месторождений, различных по фазовому типу углеводородов	99	3,3
6.	Мелкие (1–3 млрд. м ³)	25		44	1,5
7.	Очень мелкие (до 1 млрд. м ³)	71		20	0,7

Примечание: НГК – нефтегазоконденсатные, ГНК – газонефтеконденсатные, Н – нефтяные, Г – газовые, ГН – газонефтяное.

1.3. Преимущества природного газа, как топлива и сырья для химической промышленности

Природный газ по сравнению с другими видами топлива имеет следующие преимущества:

- коэффициент фондотдачи в добыче газа в 6 раз больше, чем в добыче нефти и угля;
- производительность труда в добыче газа в 55 раз выше, чем в добыче каменного угля и в 6 раз выше, чем в добыче нефти;
- себестоимость добычи газа в 33 раза меньше, чем себестоимость добычи угля;
- использование природного газа в качестве топлива повышает производительность труда в металлургии на 10 %.
- переход с твердого топлива на жидкое и газообразное на железнодорожном и водном транспорте повысил пропускную и перевозную способность, снизил стоимость перевозок, повысил производительность труда;
- использование газа в качестве топлива облегчает автоматизацию производственных процессов, условия труда рабочих, санитарно- гигиенические условия, способствует очищению воздушных бассейнов над городами;
- использование природного газа в качестве моторного топлива вместо жидкого топлива позволит высвободить миллионы тонн бензина и дизельного топлива, оздоровит воздушные бассейны городов, повысить долговечность автомобильных двигателей.

Химическое направление переработки газовых конденсатов имеет большие преимущества по сравнению с топливным. Из углеводородных компонентов производятся: этан, этилен, полиэтилен, этиловый спирт, ацетилен, пропан, пропилен, полипропилен, пластмассы, синтетический каучук, азотные удобрения, растворители, ядохимикаты, искусственные волокна, смолы, сера и мн. др.

Значение природного газа, как альтернативы нефти и углю, будет возрастать. При наличии огромных подтвержденных ресурсов природного газа имеются грандиозные ресурсы нетра-

диционных видов газа: гидратов природного газа, попутного нефтяного газа, газа, добываемого из угольных пластов и т. д.

Задание

Подготовить реферат на тему «Состояние и перспективы развития добычи газа в Республике Казахстан». Особое внимание обратить на освоение месторождений на шельфе Каспийского моря, а также на проблему использования попутного газа. Использовать научно-технические журналы и Интернет.

Контрольные вопросы

1. Какие газовые месторождения в мире вы знаете?
2. Какие месторождения газа в Казахстане вы знаете?
3. Какие перспективы имеет газ по сравнению с другими видами топлива?
4. Каковы запасы газа в Казахстане?
5. Сколько газа добывается в Казахстане?
6. Перечислите преимущества природного газа как топлива.
7. Что можно получить при химической переработке природного газа?

2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОБЫЧИ ГАЗА

2.1. Происхождение газа

Метан широко распространен в природе. Он всегда входит в состав пластовой нефти. Много метана растворено в пластовых водах на глубине 1,5–5 км. Газообразный метан образует залежи в пористых и трещиноватых осадочных породах. В небольших концентрациях он присутствует в водах рек, озер и океанов, в почвенном воздухе и даже в атмосфере. Основная же масса метана рассеяна в осадочных и изверженных породах. Широкое распространение метана в природе позволяет предположить, что он образовался различными путями.

Биохимический процесс образования метана происходит в илах, почве, осадочных горных породах и гидросфере. Известно более десятка бактерий, в результате жизнедеятельности которых из органических соединений (белков, клетчатки, жирных кислот) образуется метан. Даже нефть на больших глубинах под действием бактерий, содержащихся в пластовой воде, разрушается до метана, азота и углекислого газа.

Термокаталитический процесс образования метана заключается в преобразовании в газ органического вещества осадочных пород под воздействием повышенных температуры и давления в присутствии глинистых минералов, играющих роль катализатора. Этот процесс подобен образованию нефти. Первоначально органическое вещество, накапливающееся на дне водоемов и на суше, подвергается биохимическому разложению. Бактерии при этом разрушают простейшие соединения. По мере погружения органического вещества вглубь Земли и соответственного повышения температуры деятельность бактерий затухает и полностью прекращается при температуре 100 °С. Однако уже включился другой механизм – разрушения сложных органических соединений (остатки живого вещества) в более простые углеводороды и, в частности, в метан, под воздействием возрастающих температуры и давления. Важную роль в этом процессе играют естественные катализаторы – алюмосиликаты,

входящие в состав различных, особенно глинистых пород, а также микроэлементы и их соединения.

Чем же отличается в таком случае образование метана от образования нефти? Во-первых, нефть образуется из органического вещества сапропелевого типа – осадков морей и шельфа океанов, образованных из фито- и зоопланктона, обогащенных жировыми веществами. Исходным для образования метана является органическое вещество гумусового типа, состоящее из остатков растительных организмов. Это вещество при термокатализе образует, в основном, метан. Во-вторых, главная зона нефтеобразования соответствует температурам горных пород от 60 до 150 °С, которые встречаются на глубине 1,5–6 км. В главной зоне нефтеобразования наряду с нефтью образуется и метан (в сравнительно малых количествах), а также его более тяжелые гомологи. Мощная зона интенсивного газообразования соответствует температурам 150–200 °С и больше, она находится ниже главной зоны нефтеобразования. В главной зоне газообразования в жестких температурных условиях происходит глубокая термическая деструкция не только рассеянного органического вещества, но и углеводородов горючих сланцев и нефти. При этом образуется большое количество метана.

Радиационно-химический процесс образования метана протекает при воздействии радиоактивного излучения на различные углеродистые соединения.

Замечено, что черные тонкодисперсные глинистые осадки с повышенной концентрацией органического вещества, как правило, обогащены и ураном. Это связано с тем, что накопление органического вещества в осадках благоприятствует осаждению солей урана. Под воздействием радиоактивного излучения органическое вещество распадается с образованием метана, водорода и окиси углерода. Последняя сама распадается на углерод и кислород, после чего углерод соединяется с водородом, также образуя метан.

Механохимический процесс образования метана заключается в образовании углеводородов из органического вещества (углей) под воздействием постоянных и переменных механических нагрузок. В этом случае на контактах зерен минеральных

пород образуются высокие напряжения, энергия которых и участвует в преобразовании органического вещества.

Метаморфический процесс образования метана связан с преобразованием угля под воздействием высоких температур в углерод. Данный процесс есть часть общего процесса преобразования веществ при температуре свыше 500 °С. В таких условиях глины превращаются в кристаллические сланцы и гранит, известняк – в мрамор и т. п.

Считается, что основная масса метана большинства газовых месторождений мира имеет термokatалитическое происхождение. Образуется он на глубине от 1 до 10 км. Большая доля метана имеет биохимическое происхождение. Основное его количество образуется на глубинах до 1–2 км.

2.2. Условия залегания газа в залежах

Газ в газовых залежах насыщает пустоты между зернами, трещины и каверны пород, слагающих пласты. Как правило, месторождения приурочены к осадочным породам – хорошим коллекторам нефти (пески, песчаники, конгломераты, трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты). Горные породы, слагающие газовые месторождения, в зависимости от их свойств играют разную роль. Одни из них, имеющие большое число крупных пор, – резервуары газа (залежи). Такие породы, как глины, сланцы и другие, практически непроницаемые для пластовых газожидкостных смесей, – естественные покрышки продуктивных коллекторов, способствующие накоплению углеводородов. Промышленная ценность месторождения определяется не только его размерами, но и в значительной степени физическими свойствами коллекторов, пластовых жидкостей и газов, а также видом и запасом пластовой энергии. Нефть, газ и вода распределяются в залежи соответственно своим плотностям.

Газовые залежи располагаются в верхних частях структур, образуемых пористыми породами, перекрытыми непроницаемыми пластами (так называемыми ловушками). Простейшая структурная ловушка – антиклинальная складка. В зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и

газа залежи подразделяются на следующие: 1) чисто газовые; 2) газоконденсатные; 3) газонефтяные (с газовой шапкой).

2.3. Пластовое давление

Давление в пласте до начала его разработки (начальное пластовое давление) зависит от глубины залегания пласта и приближенно может быть определено по формуле для гидростатического давления:

$$P_{\text{пл.нач}} = H\rho g, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{пл.нач}}$ – начальное пластовое давление, Па;

H – глубина залегания пласта, м;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

G – ускорение свободного падения тела, м/с².

Обычно пластовое давление больше или меньше вычисленного по данной формуле, т. к. оно определяется не только с учетом условий притока жидкости в пласт и отбора ее.

Повышение или понижение пластового давления по сравнению с гидростатическим обусловливается целым рядом причин: силой тяжести вышележащих горных пород – **горным давлением**, тектоническими силами, температурой, химическими процессами.

Горное давление передается жидкости и газу, заключенным в пласте, через минералы, слагающие горную породу. Следовательно, передаваемое давление находится в прямой зависимости от механических свойств минералов. Чем больше уплотняется порода под действием горного давления, тем меньше становится ее пористость. В результате горное давление в той или иной степени передается жидкости и газу, насыщающим поры пласта.

Горное давление влияет на уровень жидкости в пласте, сообщаемом с поверхностью. Поэтому приведенная методика определения пластового давления для данного случая остается справедливой.

Если же пласт изолирован, то находящиеся в нем жидкость и газ воспримут часть горного давления, что приведет к созданию аномального (аномального) – превышающего гидроста-

тическое, пластового давления. Такое давление получило название **аномально высокого пластового давления – АВПД**.

Тектонические силы могут привести к повышению или понижению пластового давления по сравнению с гидростатическим в результате перемещения пласта.

Пластовое давление определяется при помощи спускаемых в скважину манометров.

Если известна плотность жидкости или газа, заполняющих скважину, то пластовое давление можно определить расчетным путем.

Пластовое давление, определенное в какой-либо точке пласта, характерно для пласта в целом только при пологом его залегании. Поэтому для удобства давление в пласте обычно относят к какой-либо одной плоскости. За такую плоскость принимают уровень моря или условная плоскость — первоначальное положение водонефтяного контакта в пласте. Пластовое давление, отнесенное к этой условной плоскости, называется приведенным пластовым давлением.

2.4. Пластовая температура

Влияние температуры в основном сводится к разрушению сложных углеводородов, из которых состоит нефть и газ, с образованием большого числа простейших молекул. Это приводит к увеличению объема жидкости и газа и, следовательно, к росту пластового давления (в закрытом пласте).

Изменение температуры может вызвать химические реакции, которые приводят к цементации пластов. Результат этого – снижение пористости, способствующее повышению пластового давления (в закрытом пласте).

Температура на поверхности Земли, зависящая главным образом от освещенности ее участков Солнцем, изменяется в значительных пределах. Однако колебания температуры на поверхности Земли воспринимаются на расстоянии всего лишь десятков метров земной коры.

Границей разделения влияния внешнего и внутреннего тепловых полей Земли является слой с постоянной отрицательной

или положительной температурой, так называемый **нейтральный слой**.

Ниже слоя с постоянной отрицательной температурой господствуют отрицательные температуры и, следовательно, залетают многолетнемерзлые породы, толщина которых на некоторых участках достигает 700 м. Области залегания многолетнемерзлых пород занимают около 10 % поверхности всей суши Земли.

Ниже слоя с постоянной положительной температурой условия залегания пород и их состояние обусловлены положительной температурой.

Температура в земной коре ниже слоя с постоянной температурой возрастает с глубиной.

Расстояние по вертикали (в метрах) в земной коре (ниже зоны постоянной температуры), на котором температура горных пород повышается на 1 °С, называется **геотермической ступенью**. Установлено, что значение геотермической ступени колеблется в верхних слоях земной коры в пределах 11–120 м, среднее ее значение составляет около 33 м. Для характеристики изменения температуры с глубиной иногда пользуются **геотермическим градиентом** – приростом температуры в градусах Цельсия горных пород на каждые 100 м углубления от зоны постоянной температуры. В среднем геотермический градиент равен 3 °С.

Контрольные вопросы

1. Что такое пластовое давление?
2. Что понимают под геотермическим градиентом?
3. Как называется слой с постоянной и отрицательной температурой?
4. Дайте описание биохимическому процессу.

3. СОСТАВ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

3.1. Состав и классификация природных газов

Природные газы, добываемые из чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений, состоят из углеводородов гомологического ряда метана с общей формулой C_nH_{2n+2} , а также неуглеводородных компонентов: азота (N_2), углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), благородных (инертных) газов (гелия, аргона, криптона, ксенона), ртути. Число углеродных атомов в молекуле углеводородов n может достигать 17–40.

Метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4) при нормальных условиях ($p = 0,1$ МПа и $T = 273$ К) являются *реальными газами*.

Пропан (C_3H_8), пропилен (C_3H_6), изобутан ($i-C_4H_{10}$), нормальный бутан ($n-C_4H_{10}$), бутилены (C_4H_8) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях – в жидком состоянии. Они входят в состав *жидких (сжиженных)* углеводородных газов.

Углеводороды, начиная с изопентана ($i-C_5H_{12}$), при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции. Их называют *углеводородным конденсатом*. Углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от $C_{18}H_{38}$), расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

Природные газы классифицируют по трем группам:

- 1) Газы, добываемые из чисто газовых месторождений;
- 2) Газы, добываемые вместе с нефтью (попутные газы);
- 3) Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений.

В настоящее время выделяют еще газы из газогидратных месторождений. Газ находится в твердом состоянии.

Газовыми и газоконденсатными месторождениями являются месторождения, которые находятся в пластовых условиях в однофазном состоянии. Нефтяными являются залежи, в которых объем нефтяной части залежи больше объема газовой шапки и составляет более 0,75. Газонефтяные 0,5–0,75. Нефтегазо-

вые или нефтегазоконденсатные (НГКМ), в которых объем нефтяной части 0,25–0,5.

Методы определения типа залежи чаще всего рассматриваются по составу углеводородов и относительной плотности:

1) **газовые** – нет тяжелых углеводородов (метан – 95–98 %; относительная плотность $\rho \approx 0,56$; при понижении температуры выделения жидких углеводородов не происходит). Они используются в основном для топливно-энергетических нужд.

2) **газонефтяные** – сухой газ + жидкий газ (пропан – бутановая смесь) + газовый бензин C_{5+} (метан 35–40 %, этан 20 %, жидкий газ 26–30 %, газовый бензин 5 %, не углеводороды 8–13 %, $\rho \approx 1.1$). Нефтяные газы характеризуются повышенным содержанием пропана, бутанов и бензиновых фракций углеводородов и пониженным содержанием метана (в пределах 50 %) и являются основным сырьем газоперерабатывающих заводов.

3) **газоконденсатные** – сухой газ + конденсат (бензиновая, керосиновая, лигроиновая и, иногда, масляная фракции) (метан 75–90, этан 5–9, жидкий газ 2–5, газовый бензин 2–6, неуглеводороды 1–6 %, $\rho \approx 0,7–0,9$). При переработке конденсата на газоперерабатывающем или нефтеперерабатывающем заводе получают сжиженный газ, бензин и дизельное топливо.

Классификация по Коротаеву Ю.П. (отношению содержаний изо-бутана $i-C_4H_{10}$ к нормальному бутану $n-C_4H_{10}$):

а) газовые – $i-C_4H_{10} / n-C_4H_{10} = g > 1$;

б) газоконденсатно-нефтяные, газонефтяные и попутный газ – $g = 0,5–0,8$;

в) газоконденсатные – $g = 0,9–1,1$.

Сухой газ состоит преимущественно из метана. **Жирный газ** содержит в своем составе более тяжелые компоненты, характерен для попутных нефтяных газов. **Искусственными газами** называют газы, полученные при сухой перегонке твердых топлив (каменный уголь, горючий сланец).

3.2. Уравнения состояния реальных газов

Обобщенный закон Клайперона-Менделеева – уравнение состояния идеальных газов:

$$PV = mRT, \quad (3.1)$$

где P – абсолютное давление, Па;

V – объем, м³;

m – масса газа, кг;

T – абсолютная температура, К;

R – универсальная газовая постоянная, Дж/ кг·К
(8314,3 Дж/моль·К).

Для идеального газа отношение

$$PV/mRT = z = 1 \quad (3.2)$$

или для единицы массы

$$PV = zRT, \quad (3.3)$$

где z – коэффициент сжимаемости реального газа, характеризующий отклонение газа от идеального, т. е. чем больше отклонение от идеального газа, тем больше z отличается от 1.

Прогресс науки и техники потребовал разработки более точного уравнения состояния природных газов, способного правильно описывать изменение их свойств при давлениях до 100 МПа и температурах до 573 К в процессах добычи газа и при давлениях до 20 МПа и низких температурах (до 93 К) в процессах переработки природных газов.

В решении этой проблемы выявились два направления:

– добавление в уравнение состояния идеального газа большего числа констант;

– введение поправочного коэффициента Z , учитывающего отклонение реального газа от идеального, в уравнении состояния идеального газа (коэффициента сжимаемости).

Изменение свойств реальных газов нельзя описать уравнением (3.3). Оно не учитывает собственного объема молекул и взаимодействия между ними. Реальные природные газы являются физическими смесями множества углеводородных и неуглеводородных компонентов, простых и сложных газов.

Молекулы простых газов имеют сферическую форму (метан, гелий, аргон, криптон, ксенон и др.), молекулы сложных газов и жидкостей — несферическую.

Для простых газов силы притяжения, действующие вдоль линии, соединяющей центры сферических молекул, пропорциональны расстоянию в шестой степени.

Для сложных газов и жидкостей силы притяжения (или отталкивания) между различными группами молекулярных пар нельзя представлять лишь одной силой притяжения между центрами молекул. Для учета других, нецентричных сил вводится **ацентрический фактор ω**

Он — третий после приведенного давления и приведенной температуры параметр, оценивающий меру отклонения коэффициента сжимаемости природных газов от его значения, определяемого классической двухпараметрической теоремой соответственных состояний, т. е. по $p_{пр}$ и $T_{пр}$

$$z = z(p_{пр}, T_{пр}, \omega).$$

Для смеси газов - $\omega_{см}$ — ацентрический фактор смеси газов
 $\omega_{см} = \sum \omega_i$

ω находят по формуле Эдмистера:

$$\omega_i = \frac{3}{7} \left[\frac{\lg \frac{P_{кри}}{P_{ат}}}{\left(\frac{T_{кри}}{T_{кип} - 1} \right)} \right] - 1. \quad (3.4)$$

Для многих веществ ω от 0 до 0,4. Для простых газов $\omega = 0$.

Отношение абсолютной критической температуры компонента к абсолютной температуре кипения $T_{кри}/T_{кип}$ (при нормальных физических условиях) зависит от типа углеводородов — парафиновых, нафтеновых или ароматических.

Для углеводородов гомологического ряда метана (парафиновых) это отношение можно определить, например, по корреляционной зависимости Г.Р. Гуревича, полученной им в резуль-

тате математической обработки табличных (измеренных) значений $T_{кр\ i}$ и $T_{кип}$:

$$T_{кр\ i} / T_{кип} = 2,1898 - 0,1735(T_{кр\ i} / 100) + 0,006\ 854(T_{кр\ i} / 100)^2. \quad (3.5)$$

3.3. Уравнение Ван-дер-Ваальса

В 1879 г. голландский физик Ван-дер-Ваальс предложил учесть силы взаимодействия и объем молекул следующим образом:

$$\left(p + \frac{a}{v^2} \right) \cdot (v - b) = RT, \quad (3.6)$$

где $\frac{a}{v^2}$ – константа сцепления молекул, Па;

$v = V / m$ – удельный объем газа, м³/ кг;

b – поправка на собственный объем молекул (при шарообразных молекулах это учетверенный объем молекул);

$\frac{a}{v^2}$ – выражает внутреннее давление (равнодействующая

сил притяжения всех молекул объема V).

$$a = \frac{27T_{кр}^2 R^2}{64P_{кр}^2}; \quad b = \frac{RT_{кр}}{8P_{кр}}. \quad (3.7)$$

Уравнение состояния Ван-дер-Ваальса довольно точно описывает изменение свойств реальных газов при давлениях до 10 МПа и температурах от 283 до 293 К.

3.4. Коэффициент сверхсжимаемости природных газов

Коэффициент сверхсжимаемости учитывает отклонение свойств реального газа от идеального. В уравнении Клайперона-Менделеева $PV = zRT$ для идеального газа $z = 1$.

При определении коэффициента сверхсжимаемости используются понятия «приведенные и критические параметры газа».

$T_{кр}$ – **критическая температура** чистого вещества – это максимальная температура, при которой жидкая и паровая фазы могут существовать в равновесии или та температура, при кото-

рой средняя молекулярная кинетическая энергия становится равной потенциальной энергии притяжения молекул. Выше этой температуры газ, ни при каком давлении, не может перейти в жидкость. Давление паров вещества при критической температуре называется **критическим давлением** (P_k).

Для смеси газов вводится понятие **псевдокритических (или среднекритических параметров)**

$$P_{кр.см} = \sum y_i P_{кр. i}; T_{кр.см} = \sum y_i T_{кри}, \quad (3.8)$$

где y_i – молярная доля i -го компонента в смеси газов;

$P_{кр.i}$, $T_{кр.i}$ – критическое давление и критическая температура i -го компонента (их можно определить из табл. 3.1),

n – число компонентов смеси.

$$P_{пр.см} = \frac{P}{P_{кр.см}}, \quad T_{пр.см} = \frac{T}{T_{кр.см}} \quad (3.9)$$

Если состав газоконденсатной смеси неизвестен, а измерена ее относительная плотность по воздуху $0,56 \leq \bar{\rho} \leq 1$, то псевдокритические параметры определяют по формулам:

$$P_{кр} = 0,1(55,3 - 10,4 \bar{\rho}^{1/2}), \quad (3.10)$$

$$T_{кр} = 12 + 238 \bar{\rho}^{1/2}. \quad (3.11)$$

Д. Браун и Д. Катц установили зависимость z от приведенного давления и приведенной температуры ($P_{пр}$ и $T_{пр}$) и построили графики для нахождения коэффициента сверхсжимаемости z . (Рис. 3.1) Этот метод является одним из наиболее распространенных методов определения коэффициента сверхсжимаемости.

При наличии неуглеводородных компонентов (N_2 , H_2S , CO_2) следует вводить поправку $z = y_a z_a + (1 - y_a) z_y$,

где z_a , z_y – коэффициенты сверхсжимаемости азота и углеводородной части смеси газов; y_a – молярная доля азота в смеси.

Таблица 3.1

Критические параметры компонентов газа

Компоненты газа	Молекулярная масса М, кмоль	Критические параметры	
		Давление Р, МПа	температура Т, К
CH ₄	16,04	4,68	190,7
C ₂ H ₆	30,07	4,86	306,2
C ₃ H ₈	44,09	4,34	369,8
n-C ₄ H ₁₀	58,12	3,8	407,2
i-C ₄ H ₁₀	58,12	3,72	425,2
n-C ₅ H ₁₂	72,15	3,4	461,0
i-C ₅ H ₁₂	72,15	3,3	470,4
C ₆ H ₁₄	83,23	3,9	508,0
N ₂	28,02	3,46	126,1
CO ₂	44,01	7,54	304,2
H ₂ S	34,08	9,18	373,6
H ₂ O	18,02	22,565	647,45

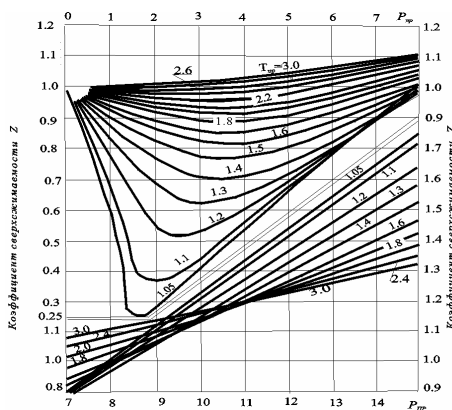


Рис. 3.1. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости природного газа для приведенных абсолютных давлений и температуры

Контрольные вопросы

1. Что входит в состав природного газа?
2. Какое уравнение описывает изменения свойств реальных газов?
3. Какой газ состоит преимущественно из метана?
4. Перечислите группы природного газа?
5. Какой газ содержит в своем составе более тяжелые компоненты?
6. Критические и приведенные параметры многокомпонентных смесей.
7. Напишите уравнения состояния реальных газов Клайперона-Менделеева и Ван-дер-Ваальса.
8. Что характеризует коэффициент сверхсжимаемости природных газов?

Задача

Подсчитать количество газа, содержащееся в газопроводе длиной $L=150$ км, диаметром 250 мм при температуре 10°C , начальном давлении $P_n=5$ МПа и конечном давлении $P_k=2,5$ МПа без учета и с учетом коэффициента сверхсжимаемости.

Решение:

- 1) Определяют геометрический объем газопровода

$$V = \frac{\pi D^2}{4} L = \frac{3,14 \cdot 0,250^2}{4} 150 \cdot 10^3 = 7,36 \cdot 10^3 \text{ м}^3;$$

- 2) Среднее давление в газопроводе

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) = \frac{2}{3} \left(5 + \frac{2,5^2}{5 + 2,5} \right) = 3,89 \text{ МПа};$$

- 3) Объем газа без учета коэффициента сверхсжимаемости, приведенный к стандартным условиям

$$V_{газa} = V \frac{P_{cp} T_{cm}}{T P_{cm}} = 7,36 \cdot 10^3 \frac{3,89 \cdot 293}{283 \cdot 0,1} = 236,42 \cdot 10^3 \text{ м}^3;$$

- 4) Для учета реальных свойств природного газа определяем z по приведенным параметрам:

$$T_{\text{ср.кр.}} = 12 + 238 \cdot 0,63^{0,5} = 200,9 \text{ К};$$

$$P_{\text{ср.кр.}} = 0,1(55,3 - 10,4 \cdot 0,63^{0,5}) = 4,7 \text{ МПа};$$

$$T_{\text{прив}} = \frac{283}{200,9} = 1,4; \quad P_{\text{прив}} = \frac{3,89}{4,7} = 0,83;$$

5) По графику Брауна–Катца определяют коэффициент сверхсжимаемости $z=0,9$;

6) Объем газа в газопроводе с учетом реальных свойств

$$V_{\text{реал}} = \frac{V_{\text{газа}}}{z} = \frac{236,42 \cdot 10^3}{0,9} = 262,69 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Ответ: 262,69 тыс. м³. Без учета коэффициента сверхсжимаемости ошибка составляет 26 млн. м³ или 10 %

4. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

4.1. Плотность газа и конденсата

Плотность газа ρ_0 в нормальных физических условиях ($P_0=0,1013$ МПа и $T_0=273$ К) можно определить по формуле:

$$\rho_0 = \frac{M}{22,41}, \quad (4.1)$$

где M – молекулярная масса.

Если задана плотность газа при нормальных условиях (н. у.), можно определить относительную плотность газа, как отношение плотности газа к плотности воздуха (плотность воздуха при н. у. равна $1,293$ кг/м³):

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_0}{1,293}. \quad (4.2)$$

Коммерческие расчеты в газовой промышленности проводят при стандартных условиях ($P_{ст}=0,1013$ МПа, $T_{ст}=293$ К). В некоторых странах, в т. ч. в США $T_{ст}$ принята равной 288 К (15 °С).

Природные газы представляют собой смесь компонентов, поэтому если известен молярный состав смеси в процентах, то среднюю молекулярную массу вычисляют по формуле:

$$M_{CM} = \frac{y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n}{100}, \quad (4.3)$$

где $y_1, y_2, \dots, y_n$ – молярные (объемные) доли компонентов, %;

$M_1, M_2, \dots, M_n$ – молекулярные массы компонентов.

Плотность природного газа при заданном давлении и температуре определяется по формуле:

$$\rho_{p,e} = \rho_0 \frac{PT_0 z_0}{P_0 T z}, \quad (4.4)$$

где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях – н. у. ($P_0=0,1013$ МПа; $T_0=273$ К);

z_0, z – коэффициенты сверхсжимаемости при н. у. и при заданных условиях. Коэффициент сверхсжимаемости характеризует отклонение реального газа от законов идеального газа. При н. у. $z_0 \approx 1$.

Плотность углеводородного конденсата определяется по формуле (4.5), если дан массовый или молярный состав газа, то содержание в нем тяжелых углеводородов (пропановой фракции, бутановой фракции и газового бензина):

$$A = 10 \text{ г } \rho_{\text{см}} = 10 \text{ ур}, \quad (4.5)$$

где g – массовое содержание данного тяжелого углеводорода в газе, %; $\rho_{\text{см}}$ – средняя плотность природного газа (смеси газов), кг/м^3 ; y – молярное содержание данного тяжелого компонента в газе; ρ – плотность данного тяжелого компонента, кг/м^3 . Считают, что в газовый бензин целиком переходит пентан плюс вышекипящие и часть нормального бутана.

Средняя плотность жидкой смеси определяется по формуле:

$$\rho_{\text{см}} = 100 / \left(\frac{g_1}{\rho_1} + \frac{g_2}{\rho_2} + \dots + \frac{g_n}{\rho_n} \right) = 100 M_{\text{см}} / \left(\frac{x_1 M_1}{\rho_1} + \frac{x_2 M_2}{\rho_2} + \dots + \frac{x_n M_n}{\rho_n} \right), \quad (4.6)$$

где g – массовое содержание компонентов жидкой смеси, %;

M – молекулярные массы компонентов;

ρ – плотности компонентов жидкой смеси, кг/м^3 .

4.2. Вязкость природного газа

Коэффициент динамической вязкости природных газов *при атмосферном давлении и различных температурах* можно рассчитывать по формуле:

$$\mu_0 = \mu_{\text{пар},t} = 0,0101 t^{1/8} \cdot 1,07 \cdot 10^{-3} M_{\text{см}}^{1/2}, \quad (4.7)$$

где t – температура в $^{\circ}\text{C}$,

или

$$\mu_0 = 0,0101 t^{1/8} \cdot 5,76 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{см}}^{1/2}. \quad (4.8)$$

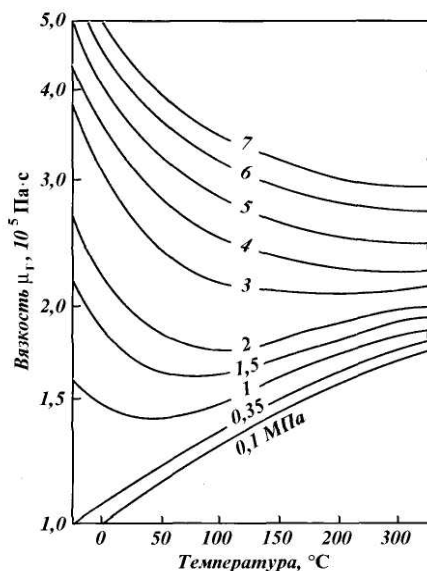


Рис. 4.1. Зависимость вязкости природного газа μ (при $\Delta = 0,6$) от температуры

В интервалах $12 \leq M_{\text{см}} \leq 100$ и $10 \leq t \leq 204^\circ\text{C}$ погрешность расчета по формулам (4.7) и (4.8) не превышает 5 %.

По номограмме С.Г. Ибрагимова (рис. 4.2) порядок определения вязкости следующий:

$$\bar{\rho}_{\text{см}} \rightarrow P_{\text{кр}} \rightarrow P_{\text{пр}} \rightarrow \bar{\rho}_{\text{см}} \rightarrow \rho_{\text{пр}} \rightarrow \mu.$$

При наличии в природном газе $>5\%$ азота учитывают его вязкость

$$\mu_{\text{см}} = y_a \mu_a + (1 - y_a) \mu_y, \quad (4.9)$$

где μ_a , μ_y – коэффициенты динамической вязкости азота и углеводородной части смеси газов;

y_a – молярная доля азота в смеси.

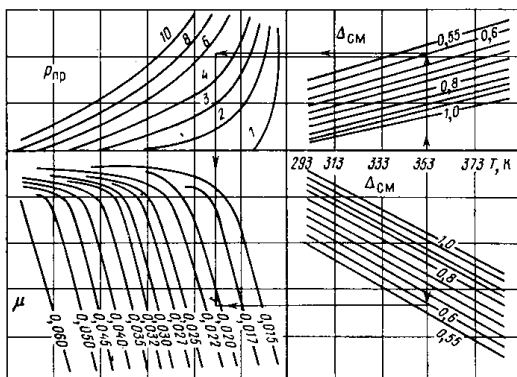


Рис. 4.2. Номограмма С.Г. Ибрагимова для определения коэффициента динамической вязкости природных газов

4.3. Тепловые свойства природных газов

Теплоемкость природного газа

Удельной теплоемкостью называется количество теплоты, которое необходимо подвести к единице массы вещества, чтобы изменить его температуру на 1 градус.

Для газов различают удельные теплоемкости: изобарную c_p ($p=\text{const}$) и изохорную c_v ($v=\text{const}$).

Изобарная молярная теплоемкость природных газов определяется по формуле:

$$c_{p0} = 0,523(8,36 + 0,00892 t) M_i^{3/4}, \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}} \quad (4.10)$$

где t – температура, °С;

M_i – молекулярная масса i -го компонента природного газа.

Тогда для смеси газов формула (17) преобразуется следующим образом:

$$c_{p0см} = \sum_{i=1}^n y_i c_{p0i} = 0,523(8,36 + 0,00892 t) \sum_{i=1}^n M_i^{3/4} \cdot y_i, \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}} \quad (4.11)$$

где y_i – молярная доля i -го компонента в смеси,

c_{pi} – изобарная молярная теплоемкость i -го компонента.

Изобарная молярная теплоемкость реальных природных газов зависит от давления и от температуры

$$c_p = c_{p0}(t) + \Delta c_p(P, t), \quad (4.12)$$

где $\Delta c_p(P, t)$ – изотермическая поправка теплоемкости на давление, ее можно определить по номограмме в зависимости от приведенных параметров.

Для приближенных расчетов при $0,02 \leq P_{пр} \leq 4$, $1,3 \leq T_{пр} \leq 2,5$

$$\Delta c_0 = 32,600 P_{пр} / T_{пр}^4 \text{ кДж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К}). \quad (4.13)$$

Теплоемкость неуглеводородных компонентов (N_2 , H_2S и CO_2) примерно равна 0,5 теплоемкости углеводорода с одинаковой молярной массой.

Теплотворная способность или теплота сгорания – количество тепла, выделяемое при сгорании при определенных условиях (чаще всего при $P = 0,013$ МПа и $T = 288$ К). Единицы измерения – МДж/кг, МДж/м³ (ккал/кг, ккал/м³). Различают высшую и низшую теплоту сгорания. Для получения низшей теплоты сгорания из высшей вычитают тепло, расходуемое на испарение гигроскопической воды. Присутствие в смеси инертных газов понижает теплоту сгорания. При сгорании 1 кг каменного угля выделяется 9 ккал, 1 кг нефти – 11 ккал, 1 м³ газа – 7 ккал.

Дросселирование – расширение газа при прохождении через дроссель — местное гидравлическое сопротивление (вентиль, кран, сужение трубопровода и т. д.), сопровождающееся изменением температуры. Дросселирование – термодинамический процесс, характеризующийся постоянством энтальпии ($i = \text{const}$). В процессе дросселирования реального природного газа при его движении через штуцер, задвижку, регулятор давления, клапан-отсекатель, колонны труб в скважине, неплотности в оборудовании промыслов уменьшается температура газа.

Изменение температуры газов и жидкостей при изоэнтальпийном расширении называется **эффектом Джоуля-Томсона** или **дроссель-эффектом**, а D_i часто называют коэффициентом Джоуля-Томсона.

$$D_i = (\partial T / \partial p)_i = [T (\partial V / \partial T)_p - V] / c_p, \quad \text{или} \quad D_i = \Delta T / \Delta P, \quad (4.14)$$

где ΔT – изменение температуры, ΔP – изменение давления.

Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона для природного газа изменяется от 2 до 4 К/МПа в зависимости от состава газа, падения давления и начальной температуры газа. Для приближенных расчетов среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона можно принимать равным 3 К/МПа. У жидкостей $D_i < 0$, поэтому при дросселировании они нагреваются. Для наибольшего снижения температуры газа в штуцере необходимо удалять жидкость из газового потока до его поступления в штуцер. Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона для нефти изменяется от 0,4 до 0,6 К/МПа, для воды оно составляет 0,235 К/МПа.

4.4. Влагосодержание природных газов

В составе природных газов, как правило, всегда содержатся пары воды. Это можно объяснить тем, что залежи газа находятся в контакте со связанной, краевой или подошвенной водой.

Количественное содержание влаги в газе характеризуется следующими параметрами:

1) **Точка росы** – это температура, при которой начинается конденсация содержащихся в газе паров воды. Газ при этом содержит максимально возможное количество водяных паров и называется насыщенным. Точку росы можно определить и так: «Температура, при которой парциальное давление водяного пара, содержащегося во влажном газе, равно давлению насыщенного водяного пара той же температуры».

2) **Влагоемкость** – это максимально возможное весовое количество водяных паров, содержащееся в единице объема или веса при данных давлении и температуре.

3) **Влагосодержание** – это количество водяных паров, фактически содержащееся в единице объема или веса газа при данных давлении и температуре.

4) **Относительная влажность** – это отношение влагосодержания к влагоемкости в процентах или долях единицы.

Влагосодержание природного газа с относительной плотностью 0,6 можно с точностью до 10 % определить по номограмме влагосодержания (рис. 4.3).

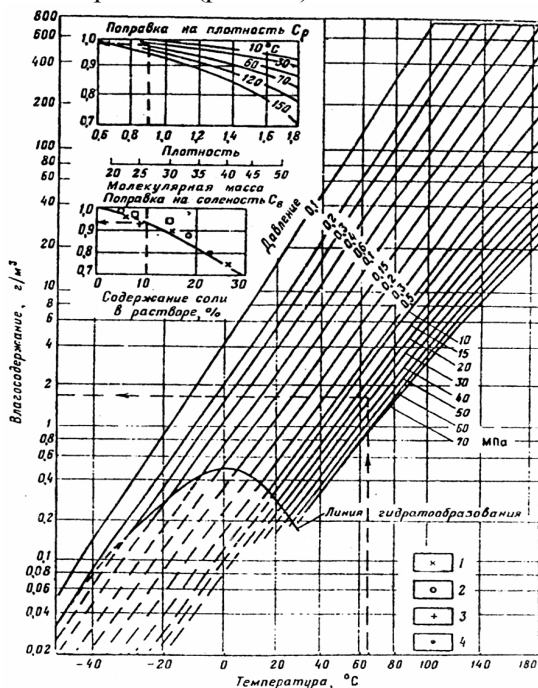


Рис. 4.3. Номограмма влагосодержания природных газов с относительной плотностью 0,6. Поправка на:

1–NaCl; 2–NaOH; 3–MgCl₂; 4–CaCl₂

Влажность газа с относительной плотностью $\bar{\rho}$, отличающейся от 0,6 при контакте с минерализованной водой, определяется по формуле

$$W = W_{0,6} \cdot G_s \cdot G_p, \quad (4.15)$$

где G_s – поправка на минерализацию воды; G_p – поправка на плотность газа.

4.5. Кристаллогидраты природных газов

Большинство компонентов природного газа (метан, этан, пропан, углекислый газ, сероводород, азот) в соединении (в контакте) с водой образуют кристаллогидраты, существующие при определенных давлениях и температурах.

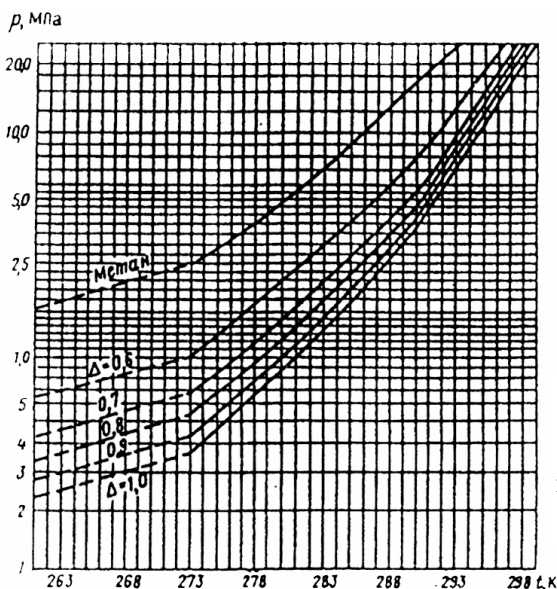


Рис. 4.4. Равновесные условия гидратообразования природных газов различной плотности

Кристаллогидраты – это *неустойчивые твердые кристаллические вещества*, физическое соединение молекул газа и воды. Вода образует объемную кристаллическую решетку – каркас, внутри которой располагаются молекулы газа. Внешне похожие на рыхлый желтоватый лед. В одном объеме (1 м^3) гидратов содержится до $0,8 \text{ м}^3$ воды и до 180 м^3 природного газа, приведенного к стандартным условиям. Процесс гидратообразования определяется давлением, температурой, составом газа, составом воды. Условия образова-

ния гидратов для различных газов различны и обычно показываются на графиках $P - t$ в полулогарифмических координатах.

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных и регулирующих приборов. Очень часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирование газа в которых сопровождается резким понижением температуры. Это нарушает нормальную работу газопромышленного оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте состав природных газов.
2. Классификация природных газов.
3. Виды вязкости природных газов.
4. Относительная плотность природного газа.
5. Какие тепловые свойства природных газов Вы знаете?
6. Как происходит дросселирование природных газов?

Задание на тему

1. Рассчитать плотность, вязкость, теплоемкость природного газа для заданного состава в зависимости от давления и температуры. При расчетах использовать графики и номограммы.

Пример

Определить коэффициент динамической вязкости газоконденсатной смеси по номограмме Ибрагимова С.Г. при следующих исходных данных:

$$P=25 \text{ МПа}, T=353 \text{ К}, \bar{\rho}_{\text{см}}=0,6.$$

Решение: Определяем по номограмме в следующей последовательности:

$$P_{\text{пр}}=5,297 \rightarrow \bar{\rho}=0,6 \rightarrow T=353 \text{ К} \rightarrow \mu_{p,t}=0,021.$$

Ответ: 0,021 мПа·с.

Пример

Определить изобарную молярную теплоемкость природного газа для следующих условий:

$P=25 \text{ МПа}$, $T=353 \text{ К}$, $\bar{\rho}_{\text{см}}=0,6$.

Решение:

1) Определяем приведенные параметры

$P_{\text{пр}}=5,297$; $T_{\text{пр}}=1,79$;

2) Определяем молекулярную массу смеси

$M_{\text{см}} = \bar{\rho} \cdot M_{\text{возд}} = \bar{\rho} \cdot 28,97 = 17,38$;

3) $c_{p0}=0,523(8,36+0,00892 \cdot 80)17,38^{3/4}=40,394$;

4) $\Delta c_p(P, t)=13$;

5) $c_p=c_{p0}+\Delta c_p=40,394+13=53,394 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$.

Ответ: $53,394 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$.

5. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.1. Основные понятия о рациональной разработке газовых месторождений

Под *разработкой газового месторождения* понимается управление процессом движения газа и конденсата в пласте к забоям добывающих скважин при помощи определенной системы разработки.

Системой разработки газовой залежи называют комплекс технических мероприятий по управлению движению газа, конденсата и воды в пласте. Основное требование к системе разработки – обеспечение минимума затрат на добычу максимального объема газа и конденсата при заданной степени надежности и соблюдении природоохранных мероприятий. *Рациональная разработка* – это комплексная система, при которой обеспечивается заданный уровень добычи газа и конденсата с наибольшей эффективностью при соблюдении охраны недр и окружающей среды.

Специфика разработки газовых месторождений заключается в том, что газ добывается фонтанным способом. Сложная и протяженная система газоснабжения от залежи до потребителя полностью герметична и представляет собой единое целое. В начальный период разработки устьевые давления скважин достаточно высоки и газ под собственным давлением поступает в магистральный газопровод.

Проект разработки является основным проектным документом, по которому осуществляется разработка месторождения.

Исходные данные для составления проекта разработки:

- геологическая характеристика месторождения (литология, стратиграфия, тектоника);
- характеристика продуктивных горизонтов (параметры пласта, мощность, протяженность, запасы);
- положение ГВК;

- физико-химическая характеристика газа, конденсата и пластовой воды.

На стадии разведки невозможно получить полную информацию. В связи с этим, а также, учитывая высокую стоимость разведки газовых месторождений, разработку начинают до получения всей информации и составления проекта разработки. ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация – в этот период ведут строительные и опытные работы, бурят скважины, наращивают темпы добычи, уточняют запасы, определяют режим разработки залежи, продуктивность скважин, взаимодействие частей залежи, получают данные для составления проекта промышленной разработки.

5.2. Этапы разработки газовых месторождений

В теории и практике разработки месторождений природного газа различают периоды разработки:

I – период нарастающей добычи; II – период постоянной добычи; III – период падающей добычи.

Эти периоды характерны в основном для средних, крупных и уникальных по запасам месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. (Рис. 5.1).

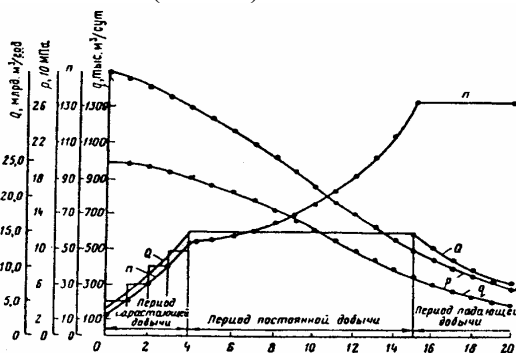


Рис. 5.1, а. Показатели разработки месторождения:
 n – число добывающих скважин; Q – годовая добыча газа;
 q – среднесуточный дебит газа; P – пластовое давление

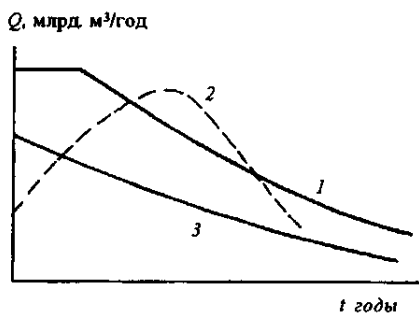


Рис. 5.1, б. Примеры зависимостей изменения во времени годовых отборов газа

Небольшие по запасам месторождения часто сразу разрабатываются с периода постоянной добычи газа, обычно небольшого по продолжительности. При разработке таких месторождений основным может оказаться период падающей добычи газа (линия 1 на рис. 5.1, б). Встречаются случаи, когда месторождению присущ только период падающей добычи (линия 3) или имеют место периоды нарастающей и падающей добычи (линия 2). Период постоянной добычи продолжается до суммарного отбора из месторождения около 60 – 70 % запасов газа и более (с начала разработки). Для периода падающей добычи газа характерно практически неизменное (или уменьшающееся в связи с обводнением) число добывающих скважин. Этот период продолжается до достижения минимального рентабельного отбора из месторождения.

При отборе газа из газовой (газоконденсатной) залежи давление в процессе разработки непрерывно уменьшается. Со временем собственного давления становится недостаточно для подачи газа потребителю с заданным расходом. Начинается период компрессорной эксплуатации газовой залежи с помощью промышленных дожимных компрессорных станций (ДКС).

Бескомпрессорным периодом эксплуатации называется период, когда подача газа в магистральный газопровод происходит без использования компрессоров, за счет пластовой энергии.

5.3. Размещение скважин по площади и по структуре газоносности

При равномерном размещении скважин удельные площади дренирования скважин в однородных коллекторах одинаковы при одинаковых дебитах скважин, в неоднородных коллекторах соблюдается постоянство отношения дебита скважин к запасам газа в удельном объеме дренирования. При равномерном размещении происходит лучшее изучение геологических условий, меньшая интерференция скважин, более полное извлечение газа и конденсата.

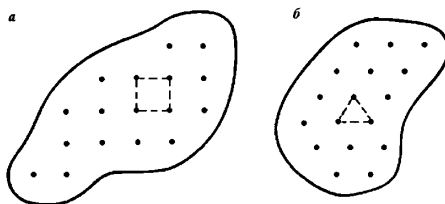


Рис. 5.2. Равномерное размещение скважин:
а – квадратная сетка; б – треугольная сетка

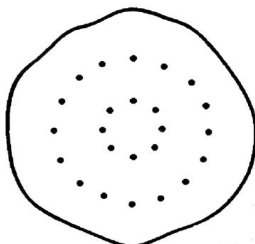


Рис. 5.3. Батарейное размещение скважин

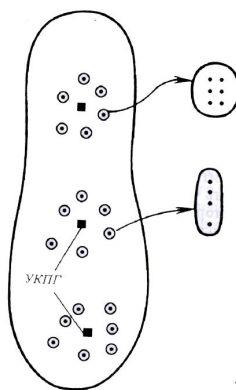


Рис. 5.4. Размещение скважин в виде кустов



Рис. 5.5. Расположение скважин в виде цепочки

Осевое расположение скважин применяют в удлиненных структурах (полосообразных залежах)

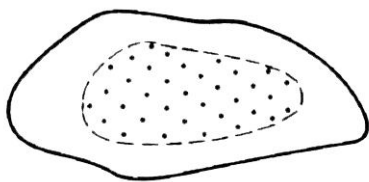


Рис. 5.6. Размещение скважин
в сводовой части залежей

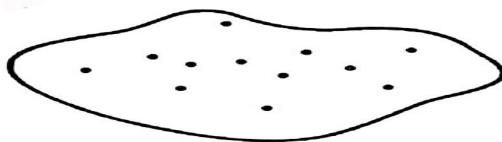


Рис. 5.7. Неравномерное размещение скважин

При неравномерном размещении темпы изменения средневзвешенного по пласту давления P различны и возможно образование депрессионных воронок давления в различных частях залежи. Преимущества неравномерного размещения – уменьшение капложений в строительство скважин, сроков строительства, протяженности дорог, газосборных коллекторов, линий электропередач.

Размещение скважин по структуре газоносности

Нагнетательные скважины следует располагать в верхней части пласта, добывающие – на крыльях складки, т.к. сухой газ имеет меньшую плотность и вязкость, чем сырой газ. Обычно расстояние между нагнетательными скважинами принимают

равным 800–1200 м, а между добывающими 400 – 800 м. Разработку газоконденсатных месторождений следует вести при постоянном числе нагнетательных и добывающих скважин.

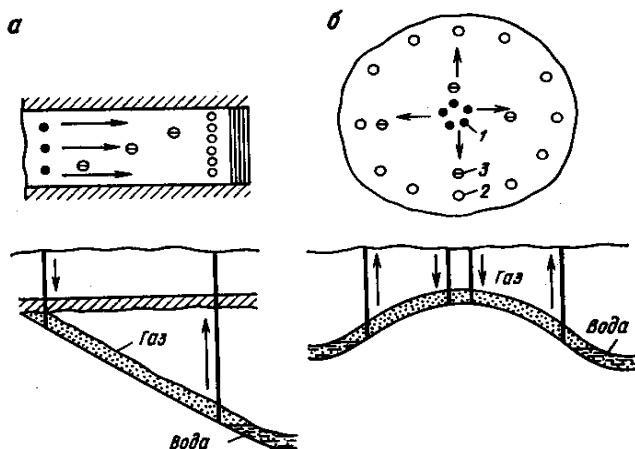


Рис. 5.8. Схемы размещения нагнетательных и добывающих скважин на структуре и площади газоносности. Батареи скважин:

а – линейные; б – кольцевые;

1 – нагнетательные; 2 – добывающие; 3 – наблюдательные

5.4. Режимы газовых месторождений

Режимом газоносного пласта называется проявление доминирующей формы пластовой энергии в процессе разработки.

Применительно к газовым и газоконденсатным месторождениям характерными являются два режима: газовый (или газонапорный) и водонапорный.

При газовом режиме приток газа к скважинам происходит за счет потенциальной энергии расширения газа при снижении давления в залежи. В этом случае контурные или подошвенные воды практически не вторгаются в пределы газовой залежи и можно считать, что объем порового пространства газовой залежи во времени также практически не изменяется.

При водонапорном режиме приток газа к скважине происходит как за счет продвижения пластовых вод в пределах газовой залежи, так и за счет энергии газа, расширяющегося при падении пластового давления. Вследствие вторжения пластовых вод в газовую залежь при водонапорном режиме происходит уменьшение объема порового пространства во времени. Водонапорный режим в зависимости от граничных условий на контуре питания водонапорной системы разделяют на упруго-водонапорный и водонапорный режимы. Из-за большей сжимаемости газа по сравнению с сжимаемостью пористой среды при разработке залежей эффектом уменьшения объема пористой среды при снижении пластового давления можно практически пренебречь.

На практике месторождения, как правило, разрабатываются при газоводонапорном (упруговодонапорном) режиме. В этом случае газ в пласте продвигается в результате его расширения и действия напора воды. Причем количество воды, внедряющейся за счет расширения газа, значительно меньше того количества, которое необходимо для полного восстановления давления. Главным условием продвижения воды в залежь является связь ее газовой части с водоносной. Продвижение воды может привести к обводнению скважин. Это следует учитывать при расположении скважин по площади и при проектировании глубины забоя новых добывающих скважин.

При упруго-водонапорном режиме вода внедряется в разрабатываемую газовую залежь за счет падения давления в системе и связанного с этим расширения пород пласта, а также самой воды.

Газовые залежи с водонапорным режимом, в которых полностью восстанавливается давление при эксплуатации, встречаются довольно редко. Обычно при водонапорном режиме давление восстанавливается частично, т. е. пластовое давление при эксплуатации понижается, но темп понижения более медленный, чем при газовом режиме.

В большинстве своем газовые месторождения в начальный период разрабатываются по газовому режиму. Проявление во-

донапорного режима обычно замечается, но не сразу, а после отбора из залежи 20–50 % запасов газа. На практике встречаются также исключения из этого правила, например, для мелких газовых месторождений, водонапорный режим может проявляться практически сразу после начала эксплуатации.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений с целью получения наибольшего количества конденсата путем закачки в пласт сухого газа или воды иногда создают искусственный газонапорный или водонапорный режим.

В некоторых случаях на режим работы залежи в многопластовом месторождении могут влиять условия разработки выше или ниже лежащих горизонтов, например при перетоках газа.

Определение режима работы залежи. До начала разработки газового месторождения можно высказать только общие соображения о возможности проявления того или иного режима. Характер режима устанавливается по данным, полученным при эксплуатации месторождения.

Режим работы залежи можно определять по уравнению материального баланса

$$G_n = G_m + G_d, \quad (5.1)$$

где G_n , G_m , G_d – начальное, текущее и добытое количество газа.

Заменяя в последнем уравнении G через объем Ω и плотность ρ газа, а, также выражая плотность через давление из обобщенного уравнения состояния, имеем:

$$\frac{p_n \Omega_n}{z_n R_n T_n} = \frac{p_m (\Omega_n - \Omega_v)}{z_m R_m T_m} + \frac{p_{cm} Q_d}{z_{cm} R_{cm} T_{cm}}, \quad (5.2)$$

где p_n и p_t – пластовые средневзвешенные по объему порового пространства залежи абсолютные давления соответственно начальное и текущее; Ω_n , Ω_t – начальный, текущий объемы порового пространства, занятые газом; Ω_v – объем порового пространства, занятый водой (или другим агентом), поступившей в газовую залежь за время, соответствующее снижению давления с p_n до p_t ; Q_d – количество газа, добытое из залежи при сниже-

нии давления с p_n до p_T , приведенное к стандартным условиям; z_n , z_T , $z_{ст}$ – коэффициенты сжимаемости соответственно при начальных, текущих и стандартных условиях ($z_{ст}=1$), R_n , R_T , $R_{ст}$ – газовая постоянная при начальных, текущих и стандартных условиях; T_n и T_k – температура в залежки соответственно начальная и текущая; $T_{ст}=293$ К. Можно считать, что при движении газа в пласте

$$T_{nl} = T_n = T_T = T = const.$$

Так как для чисто газовых месторождений в процессе эксплуатации не происходит изменения состава газа, то

$$R_{cm} = R_n = R_T = R = const.$$

Значение R может изменяться в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений.

При газовом режиме в уравнении (5.2) $\Omega_b=0$ и $\Omega_n = \Omega = const$. В этом случае уравнение (5.2) перепишется в виде

$$p_m^* = p_n^* - \frac{Q_o}{\alpha}, \quad (5.3)$$

$$\text{где } \alpha = \frac{\Omega T_{cm}}{T_{nl} p_{cm}}; \quad p_n^* = p_n / z_n; \quad p_T^* = p_T / z_T.$$

Для газоводонапорного режима, при котором отмечается поступление воды в газовый пласт, зависимость (5.3) запишется несколько в другом виде:

$$p_T^* = p_n^* \frac{\Omega_n}{\Omega_n - \Omega_g} - \frac{\Omega_n Q_o}{\alpha(\Omega_n - \Omega_g)}. \quad (5.4)$$

Газовый режим работы залежи характеризуется тем, что отношение количества газа Q_d , добытого за определенный промежуток времени, к падению давления в залежи $(p_n^* - p_T^*)$ за тот же промежуток времени согласно есть величина постоянная.

$$\alpha = \frac{Q_o}{p_n^* - p_T^*} = const. \quad (5.5)$$

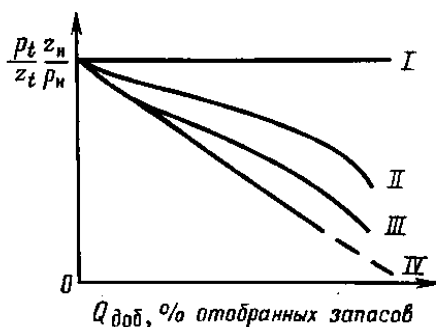


Рис. 5.9. Характерные зависимости

$$\frac{p_T}{z_T} \frac{z_n}{p_n} = f(Q_{доб})$$

Если α в процессе эксплуатации увеличивается, то режим залежи газоводонапорный. В этом случае возможен также приток газа в залежь из других горизонтов. При утечке газа из залежи, количество которого не учитывается, значение α со временем уменьшается.

Режим работы газовой залежи можно определить графически путем построения зависимости изменения p_T^* (приведенного средневзвешенного пластового давления газовой залежи) от суммарного отбора газа Q_d во времени (рис. 5.9).

Водонапорный режим:

I — полное замещение отобранного газа водой;

II, III — частичное замещение отобранного газа водой;

IV — газовый режим.

Коэффициентом газоотдачи называется отношение объема извлекаемого из пласта газа к его начальным геологическим запасам:

$$\eta = \frac{Q_{доб}}{Q_z} = \frac{Q_z - Q_{ост}}{Q_z} = 1 - \frac{Q_{ост}}{Q_z}, \quad (5.6)$$

где $Q_{доб}$ — добытое количество газа, Q_z — запасы газа, $Q_{ост}$ — остаточное количество газа.

Коэффициент газоотдачи может быть выражен в долях единицы и в процентах. Различают конечный и текущий коэффициенты газоотдачи. Под конечным коэффициентом газоотдачи понимается отношение количества газа, добытого к моменту

достижения конечного давления в пласте, соответствующего давлению на устье скважины 0,1 МПа, к начальным запасам газа. Текущий коэффициент газоотдачи представляет собой отношение объема добытого в данный момент газа к его начальным запасам в пласте.

Факторы, влияющие на коэффициент газоотдачи:

- режим разработки месторождения;
- средневзвешенное по объему порового пространства конечное давление в залежи;
- неоднородность фациальных свойств пласта по площади и по разрезу;
- тип месторождения (пластовое или массивное);
- темп отбора газа.

Для газового режима коэффициент газоотдачи

$$\beta = \frac{Q_{доб}}{Q_z} = 1 - \frac{p_K z_H}{Q_H z_K}, \quad (5.7)$$

где p_K – конечное давление в пласте, определенное по барометрической формуле при $p_y = 0,1$ МПа. При газовом режиме коэффициенты газоотдачи могут составлять 85–95 %. При водонапорном режиме коэффициенты газоотдачи значительно ниже и находятся в пределах 50 – 80 %, что объясняется защемлением части газа пластовой водой.

Коэффициентом конденсатоотдачи называется отношение суммарной добычи конденсата к его потенциальным запасам в пласте

$$K_k = \frac{Q_o c_{5+}}{Q c_{5+}}. \quad (5.8)$$

Конечные коэффициенты конденсатоотдачи колеблются в широких пределах (30—75%) и зависят от многих факторов.

В настоящее время, когда пластовый газ рассматривается как сырье для химической промышленности и источник энергии, важное значение принимает правильная оценка объемов извлечения целевых компонентов природного газа сухого газа (CH_4 , C_2H_6 , следы C_3H_8 , C_4H_{10}) и неуглеводородных компонентов.

Коэффициентом объемной компонентоотдачи называется отношение объема извлекаемого из пласта целевого компонента к его начальным геологическим запасам.

5.5. Определение расположения газоводяного контакта (ГВК)

Газоводяной контакт представляет собой поверхность толщиной обычно в несколько метров. Характер этой поверхности определяется в основном капиллярными силами. Чем меньше диаметр поровых каналов, тем выше высота капиллярного поднятия воды, и чем выше неоднородность переходной зоны по размерам, тем больше толщина этой зоны, и наоборот.

Если в скважине вскрыт газоводяной контакт, его положение, как правило, устанавливают на основе данных геофизических методов. Иногда по результатам геофизических исследований (например, при наличии трещиноватых коллекторов) нет возможности четко интерпретировать полученные данные. Тогда для определения положения ГВК части пласта поэтапно опробывают снизу вверх. Этот способ прямой оценки положения ГВК требует значительных затрат времени. При опробовании водяной части пласта и создании высоких депрессий может прорваться газовый конус, и, наоборот, при опробовании газовой части – образоваться водяной конус. Подтягивание газа или воды может произойти также вследствие негерметичности цементного кольца за колонной. Если при опробовании вскрыта значительная часть пласта и получен одновременно приток газа и воды, то применяемыми в настоящее время методами установить положение ГВК с достаточной точностью затруднительно.

Если же на месторождении имеется скважина, вскрывшая большой интервал пласта, включающий ГВК, а при использовании обычных геофизических методов не получено положительных результатов, то для оценки положения ГВК можно использовать следующие способы:

1) Акустические исследования в работающей скважине с помощью глубинного шумомера в зоне вскрытого интервала.

Анализ общей и линейной интенсивности изменения шума позволяют оценить положение ГВК;

2) Термокаротаж последовательно в работающей и оставленной скважинах и сопоставление полученных термограмм. Отрицательная аномалия температурной кривой, полученной при работе скважины в зоне вскрытого интервала, характеризует газоносную часть пласта, а зоны повышения температуры соответствуют водоносной части пласта;

3) Измерение давлений в работающей скважине при помощи дифференциальных манометров. Положение ГВК определяют по точке перегиба кривой изменения давления по глубине;

4) Перфорация под давлением в предварительно осушенной скважине со вскрытием вначале верхней газоносной части пласта и затем нижней водоносной его части.

Кроме указанных прямых методов, положение ГВК можно найти расчетным путем.

5) Приближенный метод расчета уровня ГВК, в случае отсутствия скважин, дошедших до водяной части пласта (гидростатический метод).

Методом В.П. Савченко при наличии на месторождении двух или более скважин, вскрывших водяную и газовую части пласта, или по данным одной скважины, в которой отдельно испытаны водяная и газовая части (не требует бурения отдельных скважин в зоне ГВК).

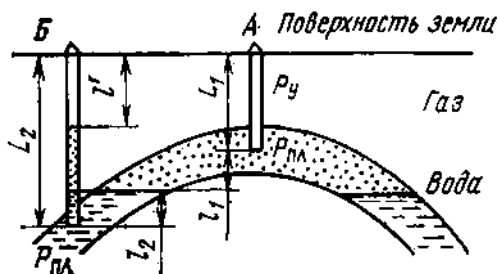


Рис. 5.10. Схема газовой залежи с горизонтальным контактом газ – вода

В.П. Савченко предложил метод установления ГВК без

специального бурения скважин в зоне контакта газ – вода при наличии на месторождении двух и более скважин, отдельно вскрывших водяную и газовую части пласта, или одной скважины, в которой была испытана сначала водяная, а затем газовая часть пласта (рис. 5.10). Выразив давление на ГВК через гидростатическое давление столба воды и столба газа, и приравняв их, получим:

$$l_1 = \frac{p_{нлА} - p_{нлБ} + l\rho_g g}{g(\rho_g - \rho_{г})}, \quad (5.9)$$

где $p_{нлА}$ и $p_{нлБ}$ – давление в водяной и газовой скважине соответственно, Па; l_1 – расстояние от забоя газовой скважины до ГВК, м; l – расстояние между забоями скважин, м; ρ_g и $\rho_{г}$ – плотность воды и газа, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Более точно положение контакта газ – вода можно определить по формуле

$$p_{нлА} e^{0,03415 \frac{\rho_{г} l_{к}}{T_{ср} z_{ср}}} = p_{нлБ} - \rho_g g(l - l_1). \quad (5.10)$$

Методика расчета l_1 по формуле (4.4) состоит в следующем. Подставляя все известные величины и задаваясь $l_1 < l$ путем последовательных приближений, находим такое значение l_1 , при котором равенство (5.10) будет соблюдаться. Это значение и будет отвечать истинному расстоянию по вертикали до контакта.

Разлагая в ряд левую часть формулы (5.10) и ограничиваясь первыми двумя членами ряда, получим:

$$l_1 = \frac{p_{нлА} - p_{нлБ} + \rho_g g l}{\rho_g g - 0,03415 \frac{\rho p_{нлА}}{T_{нл} z_{нл}}}. \quad (5.11)$$

Контрольные вопросы

1. Что понимают под «разработкой газового и газоконденсатного месторождения»?

2. Что входит в понятие «система разработки»?
3. Как осуществляют размещение скважин по площади газоносности?
4. Как следует располагать скважины для нагнетания в пласт сухого газа?
5. Какие существуют режимы разработки газовой залежи?
6. Охарактеризуйте понятия «коэффициент газоотдачи, конденсатоотдачи, компонентоотдачи».
7. Как определить ГВК залежи?

Пример

С глубины 1350 м получен приток воды плотностью $\rho_v = 1050 \text{ кг/м}^3$, статический уровень от устья 335 м. В процессе опробования этой скважины с глубины 1000 м получен приток газа при абсолютном пластовом давлении 10 МПа и пластовой температуре 45 °С. Относительная плотность газа по воздуху $\bar{\rho} = 0,6$. Определить положение ГВК.

Решение:

Вначале определяют плотность газа при пластовом давлении

$$\rho_{\Gamma} = \frac{1,293 \cdot 273}{0,1013} \cdot \frac{0,6 \cdot 10}{318 \cdot 0,87} = 73 \text{ кг/м}^3, \text{ где } z = 0,87.$$

Давление на забое водяной скважины

$$P_{\text{Б}} = \frac{9,81(1350 - 335) \cdot 1050}{10^6} + 0,1013 = 10,55 \text{ МПа}.$$

Расстояние по вертикали между отметками притока газа и воды

$$l = 1350 - 1000 = 350 \text{ м}.$$

Определяем l_l по формуле (4.3)

$$l_l = \frac{(10 + 350 \cdot 1050 \cdot 9,81 - 10,55)10^6}{9,81(1050 - 73)} = 320 \text{ м}.$$

Ответ: 1320 м считая от абсолютной отметки.

6. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

6.1. Диаграмма фазовых превращений

Газоконденсатные месторождения, залегающие на глубинах свыше 1500 м, характеризуются тем, что содержащиеся в них углеводородные смеси находятся обычно в однофазном состоянии, — тяжелые компоненты полностью растворены в массе легких газообразных компонентов. При разработке газоконденсатного месторождения по мере падения давления из газа начинает выделяться конденсат. В первую очередь конденсируются наиболее тяжелые компоненты, а затем все более легкие. Давление, при котором начинается выделение из газа конденсата, называется давлением начала конденсации.

Диаграмма фазовых превращений газоконденсатной системы приведена на рис. 6.1. При повышении давления и неизменной температуре или понижении температуры и постоянном давлении происходят процессы конденсации пара в жидкость. Зависимость давления от температуры для чистого углеводорода характеризуется кривой испарения — скачкообразного изменения агрегатного состояния вещества (*МК* на рис. 6.1). Эта кривая — граничная, ниже которой существует одна паровая фаза, выше, в области повышенных давлений, — одна жидкая фаза.

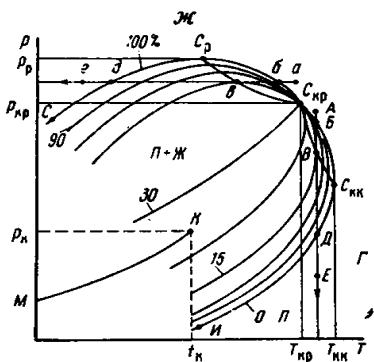


Рис. 6.1. Диаграмма фазовых превращений газоконденсатной системы постоянной массы и состава при изменении давления и температуры

Конечная точка K этой кривой является критической. Она характеризует максимальную температуру $T_{кр}$, при которой существует граница раздела фаз, т. е. паровая и жидкая фазы находятся в равновесии. Давление $p_{кр}$ паров вещества при критической температуре называется критическим.

Кривая $CC_{кр}$ — линия кипения, выше которой существует жидкая фаза, $C_{кр}BC_{кр}ДД$ — линия конденсации, правее и ниже расположена газовая фаза. Линия $C_{кр}C_{kk}И$ ограничивает двухфазную область (область паровой и жидкой фаз). Цифры на линиях означают объемное содержание жидкой фазы в смеси (в %). Точка $C_{кр}$ — критическая, в точке C_{kk} (при максимальной температуре выше критической $T_{кр}$) жидкая и паровая фазы могут находиться в равновесии, т. е. в этой точке имеется граница раздела фаз пар — жидкость. Точка C_{kk} носит название *крикодентерма*. В точке Б при уменьшении давления образуется первая капля жидкости, т. е. происходит *обратная (ретроградная) конденсация (образование жидкой фазы при уменьшающемся давлении)*. При дальнейшем снижении давления объем образовавшейся жидкой фазы увеличивается и в точке В достигает максимального значения.

Процесс обратной конденсации наблюдается только в интервале температур $T_{кр} - T_{кк}$. Область $C_{кр}BC_{кк}BC_{кр}$ называется областью обратной конденсации, линия $C_{кр}BC_{кк}$ — линией давлений максимальной конденсации.

Явление обратного испарения наблюдается только в интервале изменения давления от $p_{кр}$ до p_p . Область $C_{кр}бC_pвC_{кр}$ называется областью обратного испарения, а линия $C_pвC_{кр}$ — линией температур максимального испарения. Точка $C_{кк}$ носит название крикоденбара.

6.2. Классификация газоконденсатных месторождений

Классификация газоконденсатных месторождений и системы их разработки осуществляются в зависимости от начального пластового давления и пластовой температуры по отношению к фазовой диаграмме газоконденсатной смеси.

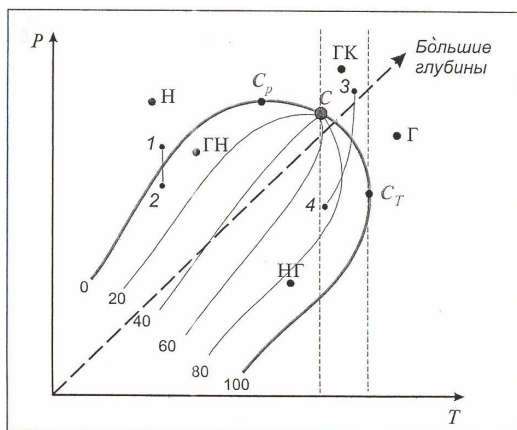


Рис. 6.2. Типы газоконденсатных залежей в зависимости от начального пластового давления и пластовой температуры

Типы газоконденсатных залежей

Г – однофазная насыщенная перегретая залежь может эксплуатироваться как обычная газовая залежь, т. е. без возврата сухого газа в пласт.

ГК – однофазная ненасыщенная залежь. Первое время газ в залежь не возвращают, т.к. давление в ней выше давления насыщения.

Н – однофазная насыщенная залежь. В этом случае необходимо поддерживать первоначальное давление с начала разработки, чтобы не допустить выпадения конденсата в пласте.

ГН или НГ – двухфазная залежь. Это может быть газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой или нефтяная залежь с

газоконденсатной шапкой. Такие месторождения называют нефтегазоконденсатными месторождениями (НГКМ). Такую залежь целесообразно разрабатывать совместно нефтяными и газовыми скважинами.

Практика разработки газоконденсатных месторождений показывает, что существуют две системы разработки:

1) с поддержанием пластового давления закачкой в пласт рабочих агентов;

2) без поддержания пластового давления (на истощение).

На выбор системы разработки влияют следующие факторы:

- промышленные запасы сырого газа;
- количество и состав конденсата, выделяющегося из газа;
- режим эксплуатации пласта;

однородность пласта (по пористости, проницаемости, литологическому составу и пр.).

Поддержание пластового давления можно осуществлять закачкой в пласт сухого газа, воздуха, воды, углекислого газа.

Нагнетание воздуха в пласт связано со значительно большими эксплуатационными затратами, чем при закачке сухого газа, т. к. эксплуатационные затраты зависят от степени сжатия $r = P_0 / P_{пр}$, где P_0 и $P_{пр}$ – давление на входе и давление на приеме компрессора.

При одном и том же значении P_v (например, 30 МПа) для газа степень сжатия в процессе возврата сухого газа в пласт будет меньше, чем при закачке воздуха, т.к. для газа $P_{пр} = P_{м.к.}$, где $P_{м.к.}$ – давление максимальной конденсации. Для воздуха же $P_{пр} = 0,1$ МПа.

Таким образом, сухой газ возвращают дожимными компрессорами при $r = 2$, а воздух многоступенчатыми компрессорами при $r = 300$ и выше. Закачка воздуха позволяет вести разработку газоконденсатного месторождения в один цикл, и направлять сухой газ потребителям. При этом, однако, трудно оценить потери газа в зонах смешения с воздухом.

Закачка воды имеет следующие преимущества:

1) разработка газоконденсатного месторождения ведется в один цикл;

2) имеется возможность использования сухого газа как сырья и топлива;

3) энергетические затраты при закачке воды меньше, чем при закачке воздуха.

Закачка воды в залежь возможна при благоприятных геологических условиях: залежь с большим этажом газоносности, тектонические нарушения отсутствуют, большое содержание конденсата ценных товарных свойств.

Недостатки при закачке воды:

1) разбухание глинистых пропластков и закупорка пор призабойной зоны нагнетательных скважин при взаимодействии породы с водой;

2) образование языков воды;

3) защемление больших объемов газа водой.

Сайклинг -процесс – это возврат сухого газа в пласт с целью поддержания пластового давления на уровне выше, чем давление максимальной конденсации для предотвращения потерь углеводородного конденсата в пласте.

Этот способ широко применяют в зарубежной практике с 1939 г. в СССР начали применять в 60-х годах. Следует учитывать, что при возврате в пласт сухого газа стоимость промыслового оборудования и его обслуживания может превышать прибыль от реализации конденсата. Чтобы этого не было стоит рассмотреть варианты частичного возврата газа в пласт и отправки сухого газа потребителям. В каждом отдельном случае после технико-экономического анализа можно выявить наивыгоднейший вариант. При анализе необходимо учитывать потери конденсата, выпавшего в поровом пространстве. Извлечь его в будущем из истощенной залежи будет практически невозможно без огромных экономических затрат. В отдельных случаях при высокой первоначальной насыщенности газовой фазы конденсатом в результате извлечения газовой фазы образуется остаточное месторождение так называемой «белой нефти», представляющей собой смесь светлых фракций.

Существуют разновидности сайклинг-процесса: в пласт возвращается весь отбензиненный сухой газ (полный сайклинг-

процесс) или 40–60 % от всего объема отобранного газа (частичный сайклинг-процесс), при этом давление в залежи поддерживается на уровне или выше давления начала конденсации, конденсат не выпадает в поровом пространстве, а выносится на поверхность; сухой газ, попадая в пласт растворяет в себе тяжелые компоненты.

Со временем конденсатогазовый фактор уменьшается, закачка газа продолжается до момента, когда возврат газа становится нерентабельным из-за низкого выхода конденсата, после чего наступает вторая стадия разработки месторождения как газового без поддержания пластового давления до его полного истощения.

Использование других агентов. Закачка в пласт углекислого газа позволяет уменьшить давление начала конденсации. Существуют простые и дешевые способы получения углекислого газа, поэтому этот метод является перспективным, представляет интерес также закачка углекислого газа в смеси с азотом, а также закачка широкой фракции легких углеводородов и закачка газа, содержащего кислые компоненты (сероводород и углекислый газ).

Одним из возможных способов поддержания пластового давления является комбинированная закачка воды и газа.

6.3. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ)

Рациональная разработка нефтегазоконденсатных месторождений состоит, прежде всего, в выборе и обосновании наиболее целесообразных, экономически выгодных методов, обеспечивающих высокие коэффициенты конденсатонефтеотдачи.

В зависимости от конкретных условий характеристики залежей, потребностей в газе, конденсате и нефти; уровня технической оснащенности и существующей технико-экономической политики возможны следующие *варианты разработки* нефтегазоконденсатных месторождений.

1. Газоконденсатная зона разрабатывается на режиме исто-

щения, разработка нефтяной зоны отстает. При этом варианте темп падения пластового давления в газоконденсатной зоне существенно опережает темп падения давления в нефтяной оторочке, что приводит к перемещению нефти в сухие газоносные пески и тем самым – к определенным ее потерям. Чем больше проницаемость, тем больше потерь нефти в сухих песках. Нефтеотдача при указанном варианте оценивается в 5–15 %. Этот вариант связан также со значительными потерями конденсата. Преимущество – быстрое обеспечение газом.

2. Газоконденсатная и нефтяная зоны одновременно разрабатываются на истощение. Важным условием является недопущение образования градиентов давления от нефтяной зоны к газовой. Потери конденсата такие же, как в предыдущем варианте. Потери же нефти сравнительно меньше ввиду отсутствия вторжения ее в газовую зону.

3. Газоконденсатная зона до извлечения основных запасов нефти находится в консервации и не эксплуатируется. В пласте создаются постоянные градиенты давления от газовой зоны к нефтяной, что приводит к вытеснению нефти жидким газом и сохранению нефтяной оторочки от преждевременного истощения. Эффективность этого метода разработки особенно значительна при подвижности водонефтяного контакта и больших размерах газовой шапки.

4. До извлечения основных запасов нефти давление в газовой зоне поддерживается методом нагнетания сухого газа в свободную часть залежи. При этом способе обеспечивается несколько большая нефтеотдача, чем при предыдущем.

5. Нефтяная зона разрабатывается одновременно с применением сайклинг-процесса в газоконденсатной части залежи. В этом случае из нефтяной оторочки извлекается нефть, из газоконденсатной – конденсат. После извлечения основных запасов нефти и конденсата сайклинг-процесс прекращается и залежь эксплуатируется как газовая.

Предусматривается одновременная разработка нефтяной и газоконденсатной зоны залежи с нагнетанием воды в пласт. Имеется в виду нагнетание воды в зону газонефтяного контакта

при линейном расположении нагнетательных скважин в газоконденсатной зоне, вдоль контакта газ – нефть. Этот метод рекомендуется при малоподвижном водонефтяном контакте. Одно из основных преимуществ метода заключается в том, что отставание разработки нефтяной зоны не приводит к потерям нефти, так как в пласте вдоль газонефтяного контакта создается водяная завеса – узкая оторочка воды, разделяющая нефтяную и газоконденсатную части залежи.

Контрольные вопросы

1. Объясните диаграмму фазовых превращений газоконденсатной системы.
2. Укажите на диаграмме области обратных конденсаций и испарения.
3. Какие существуют типы газоконденсатных месторождений?
4. Методы поддержания пластовых давлений в газоконденсатных залежах?
5. Как осуществляют сайклинг-процесс?
6. Преимущества и недостатки методов ППД.
7. Методы разработки НГКМ.

7. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

7.1. Цели и методы исследования газовых и газоконденсатных скважин

Для получения данных о геолого-физических параметрах горных пород призабойной зоны пласта вокруг ствола скважины, продуктивного пласта, физических свойствах насыщающих пласт жидкостей и газов, состоянии призабойной зоны скважины, самой скважины, выкидных линий, промыслового оборудования газовые скважины подвергаются различным исследованиям.

Прямые данные получают в результате отбора образцов пород (керн) в процессе бурения, проб жидкостей и газов в процессе исследований скважин и их анализа в лабораторных условиях. *Косвенные данные* о геолого-физических параметрах пласта, горных породах вокруг ствола скважины, физических свойствах насыщающих пласт жидкостей и газов, состоянии призабойной зоны и самой скважины получают из данных геофизических и промысловых газо-гидродинамических и термодинамических исследований.

Исследования газовых и газоконденсатных скважин позволяют определять:

- геометрические размеры газовых и газоконденсатных залежей разреза;
- размеры и положение контакта газ – вода;
- коллекторские (фильтрационные и емкостные) параметры пласта;
- прочностные характеристики пласта,
- состав и физико-химические свойства газа и жидкостей;
- условия накопления и выноса жидкостей и твердых пород из пласта на забой скважины и с забоя на поверхность;
- гидродинамические и термодинамические условия работы ствола скважины;
- фазовые превращения газоконденсатных смесей в пласте, скважине и наземном промысловом оборудовании;

- начальные и текущие запасы газа и конденсата в залежи.

Первоначальные исследования проводятся в разведочных скважинах в процессе разведки месторождения и его опытно-промышленной эксплуатации для определения геометрических размеров залежей, фильтрационных и емкостных геолого-физических параметров пласта, прочностных характеристик пласта, состава и физических свойств пластовых жидкостей и газов, условий накопления и выноса жидкостей и твердых пород из пласта на забой скважины и с забоя на поверхность, гидродинамических термодинамических условий работы ствола скважины.

Все эти данные используются для установления условий отбора газа на забое скважины, технологического режима эксплуатации скважин, запасов сухого газа и стабильного конденсата в залежи и составления проектов опытно-промышленной эксплуатации; проектирования систем промышленной разработки и эксплуатации, методов добычи, переработкой использования конденсата.

Текущие исследования проводятся во всех добывающих скважинах, как правило, раз в год. При этом получают данные о состоянии пласта, призабойной зоны, забоя и ствола скважины. Эти данные используются для подтверждения или изменения технологического режима эксплуатации скважин, определения мероприятий по увеличению дебитов газовых скважин, построения карт изобар (линий равного давления), определения текущих запасов газа и конденсата, контроля и регулирования системы разработки залежи. Текущие исследования скважин проводятся при установившихся и неуставившихся режимах работы скважин.

Специальные исследования проводятся в добывающих и наблюдательных скважинах в газо- и водонасыщенной частях пластовой водонапорной системы для получения данных, связанных со специфическими условиями эксплуатации данного месторождения.

При специальных исследованиях определяют:

- положение контакта газ — вода;

- эффективность мероприятий по увеличению дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин;
- гидродинамические связи различных пластов,
- направление и расходы межпластовых перетоков,
- работу интервалов в разрезе забоя скважин;
- интервалы возможного образования гидратов природных газов в скважинах, шлейфах и сепараторах.

Данные специальных исследований скважин и пластов используются для контроля, регулирования системы разработки, улучшения технико-экономических показателей работы промыслового оборудования, внедрения новой техники и технологии в добычу газа.

7.2. Исследование газовых скважин при стационарных (установившихся) режимах фильтрации

Перед исследованием скважину продувают в течение 15–20 мин для удаления твердых частиц и жидкости с забоя скважин. После продувки скважину закрывают до полного восстановления давления. На многих газовых месторождениях это время составляет 2—3 ч.

В диафрагменном измерителе критического течения газа (ДИКТе) устанавливают диафрагму с малым диаметром калиброванного отверстия. После этого открывают коренную задвижку, пускают скважину в работу до наступления установившегося состояния, при котором давление и температура газа перед диафрагмой ДИКТа и в затрубном пространстве не изменяются во времени.

По давлению и температуре газа перед диафрагмой ДИКТа рассчитывают дебит газа для каждой диафрагмы. По статическому затрубному давлению или динамическому давлению перед диафрагмой ДИКТа рассчитывают давление на забое скважины.

Рассчитывают дебит по формуле:

$$Q = \frac{CP}{\sqrt{\tilde{\rho}TZ}}, \quad (7.1)$$

где C – коэффициент расхода для данной диафрагмы.

Если во время исследования появится песок или вода – исследование прекращают.

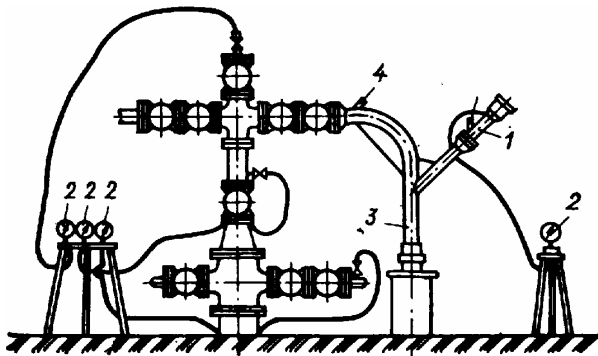


Рис. 7.1. Схема расположения оборудования и приборов при проведении текущих исследований газовой скважины с помощью диафрагменного измерителя критического течения газа:

1 – диафрагменный измеритель (ДИКТ); 2 – манометры;

3 – порододулавливатель; 4 – термометры

По данным $P_{пл}^2 - P_3^2$ и Q строят индикаторную кривую, которая описывает уравнение притока газа к скважине при установившемся режиме.

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = aQ + \epsilon Q^2, \quad (7.2)$$

где

$$P_{пл}^2 = P_{уст}^2 \cdot e^{2S}$$

$$P_3^2 = P_{уст}^2 \cdot e^{2S} + \theta Q^2,$$

aQ – потери давления на преодоление вязкостного трения;

ϵQ^2 – потери давления, вызванные инерционными силами вследствие извилистости поровых каналов, имеющих большие значения при высоких скоростях газа.

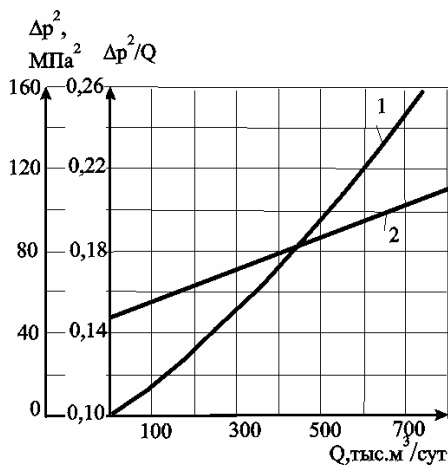


Рис. 7.2. Индикаторная кривая

Делим обе части уравнения на Q и получаем:

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = a + bQ, \quad (7.3)$$

a и b можно найти методом наименьших квадратов:

$$a = \frac{\sum Q^2 \sum \frac{\Delta P^2}{Q}}{N \sum Q^2 - (\sum Q)^2}; \quad (7.4)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta P^2 - \sum Q \sum \frac{\Delta P^2}{Q}}{N \sum Q^2 - (\sum Q)^2}; \quad (7.5)$$

$$a = \frac{\mu T_{пл} P_{ст}}{\pi k h T_{ст}} \ln \frac{R_K}{R_C}, \quad b = \frac{\rho_{ст} P_{ст} T_{пл}}{2 \pi^2 h^2 T_{ст}^2 R_C l} \left(1 - \frac{R_C}{R_K} \right), \quad (7.6)$$

где μ – вязкость газа, Па·с при пластовых условиях; k – проницаемость, мкм²; R_K – радиус контура питания. В случае определенной сетки скважин можно принять радиус контура питания R_K половине радиуса дренирования, при условии если дебит скважин одинаков; R_C – радиус скважины; l – параметр

макросшероховатости $l = \frac{1}{\beta^*}$, β^* – структурный коэффициент,

характеризующий извилистость и непостоянство сечения поровых каналов определяется по корреляции Ширковского А.И.

$$\beta^* = \frac{63 \times 10^6}{\left(\frac{k}{m}\right)^{\frac{3}{2}}} \quad (7.7)$$

Уравнения (7.6) применимы для скважин, совершенных по степени и характеру вскрытия.

Из уравнения притока газа в скважину $P_{пл}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2$ при известных a и b находят

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(P_{пл}^2 - P_3^2)}}{2b} \quad (7.8)$$

Свободный дебит – дебит открытого фонтана, т. е. $P_y = 0,1$ МПа.

Абсолютно свободный дебит показывает условия притока газа из пласта в скважину без учета потерь давления в стволе скважины. Используют для выяснения потенциальных добычных возможностей скважины, т. е. при $P_3 = 0,1$ МПа.

$$Q_{a.св} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(P_{пл}^2 - 0,01)}}{2b}, \quad (7.9)$$

$$Q_{св} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4(b + \theta)(P_{пл}^2 - 0,01 \cdot e^{2S})}}{2(b + \theta)}, \quad (7.10)$$

$$\text{т. к. } P_3^2 = P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta Q_2, \quad 0,1^2 = 0,01.$$

Как следует из названия метода установившихся отборов, обязательным условием для него служит полная стабилизация давления и дебита на каждом режиме. Это условие достаточно быстро (от нескольких минут до нескольких часов на каждом режиме) выполняется на высокопродуктивных пластах. В случае пластов с низкой продуктивной характеристикой достижение полной стабилизации забойного давления и дебита на каждом режиме и восстановление давления между режимами увеличи-

вает до месяца и более продолжительность испытаний скважин. Поэтому для скважин, вскрывших низкопродуктивные пласты, разработаны модификации метода установившихся отборов, позволяющие существенно сократить продолжительность их испытаний. К числу таких методов относятся: изохронный и экспресс-метод.

7.3. Исследование скважин при нестационарных режимах фильтрации

Исследование газовых скважин при неуставившихся режимах проводится при пуске скважины в работу с постоянным или изменяющимся дебитом или давлением, при остановке скважины после некоторого периода ее работы на установившемся режиме или в случае переменного дебита при ее работе.

При исследованиях измеряют и записывают дебиты, давления и температуры и соответствующее им время.

С целью получения исходных данных для обработки кривых нарастания и стабилизации давления скважину пускают в эксплуатацию (если скважина перед этим была закрыта), при этом регистрируют изменение во времени давления на головке, в затрубном пространстве и измерителе дебита (ДИКТ). После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают кривую изменения нарастания давления на головке и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Полученную кривую нарастания забойного давления обрабатывают по формуле

$$p_3^2 = \alpha + \beta \lg t, \quad (7.11)$$

где

$$\alpha = p_{30}^2 + \alpha_0 = p_{30}^2 + \beta \lg \frac{2,25x}{R_{cm}^2} + bQ_0^2; \quad (7.12)$$

$$\beta = \frac{2,3Q_0 \mu T_{nl} p_{am} \cdot 10^{-2}}{2\pi kh T_{cm}}; \quad x = \frac{kp_{nl}}{m\mu}; \quad (7.13)$$

p_3 и p_{30} – соответственно текущее и начальное забойные

давления (до остановки скважины), МПа; t – время восстановления давления, с; Q_c – дебит скважины до остановки, м³/с; $p_{ат}$ – абсолютное атмосферное давление, МПа; χ – коэффициент пьезопроводности, м²/с; m – пористость, доли единицы; b – коэффициент нелинейного сопротивления в двучленной формуле стационарного притока в скважине. Приведенный радиус скважины

$$R_{cnp} = R_c \cdot e^{-C} \quad (7.14)$$

где C – коэффициент скин-эффекта (отличие параметров пласта от параметров призабойной зоны).

$$C = 2 \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \lg \frac{R_0}{R_c} + \frac{k}{k_1} (C_1 + C_2). \quad (7.15)$$

Здесь k_1 – проницаемость призабойной зоны радиусом R_0 ; C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства скважины соответственно по степени и характеру вскрытия.

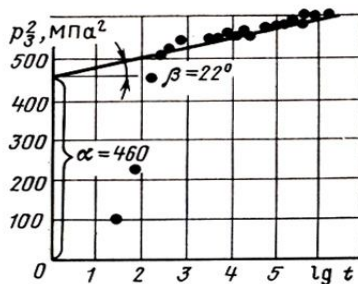


Рис. 7.3. Вид кривой нарастания забойного давления, обработанной в координатах

$$p_3^2 - \lg t$$

По полученному прямолинейному участку определяют тангенс угла наклона, который равен β , и отрезок, отсекаемый на оси ординат и равный α . По полученным значениям α и β находят следующие параметры пласта:

– Параметр проводимости

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{4,24 Q_0 p_{ам} T_{нл}^a}{\beta T_{cm}}. \quad (7.16)$$

– При известных вязкости и эффективной толщине пласта h значение проницаемости

$$k = \frac{4,24 Q_0 \mu p_{am}^2 T_{nl}}{\beta p T_{cm}} ; \quad (7.17)$$

– При известном коэффициенте b

$$\frac{x}{R^2_{cnp}} = 0,445 \exp \left[2,3 \frac{\alpha - p_{3^0}^2 - b Q_0^2}{\beta} \right]. \quad (7.18)$$

– При известном коэффициенте пьезопроводности χ

$$C = 1,15 \left(\frac{\alpha - p_{3^0}^2 - b Q_0^2}{\beta} \right) - \lg \frac{2,25x}{R_c^2} \quad (7.19)$$

Согласно формуле (7.15) коэффициент C характеризует степень совершенства вскрытия пласта и учитывает как скин-эффект, так и совершенство скважин по степени и характеру вскрытия. Если $C > 0$, то это указывает на наличие дополнительного сопротивления в призабойной зоне. При сравнении значений коэффициентов C по различным скважинам можно судить о качестве вскрытия в той или иной скважине и намечать мероприятия по интенсификации притока.

7.4. Определение пластового и забойного давления в газовой скважине

В остановленной газовой скважине равновесие столба газа оценивается уравнением

$$\text{grad } P = \rho g = \text{const}. \quad (7.20)$$

Если принять температуру и коэффициент сжимаемости равным их средним величинам, то в интервалах от P_y до $P_{пл}$ и от 0 до L применяется формула барометрического нивелирования Лапласа-Бабинне

$$P_{пл} = P_y \exp \left(\frac{\bar{\rho} L g}{R_B T_{cp} Z_{cp}} \right) \quad \text{или} \quad (7.21)$$

$$P_{пл} = P_y \cdot e^S, \quad (7.22)$$

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{T_{cp}Z_{cp}},$$

где L – глубина скважины (обычно считают от устья до середины вскрытого интервала). Для наклонных скважин глубину скважин определяют по вертикали $h = L \cdot \cos \alpha$.

В эксплуатируемой газовой скважине при определении забойного давления учитывают потери давления на трение при движении газа по стволу скважины. Расчет производят по формуле Адамова Г.А.

$$P_3 = \sqrt{P_y^2 e^{2S} + \theta Q^2}, \quad (7.23)$$

в которой приняты обозначения

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{T_{cp}Z_{cp}},$$

$$\theta = 1,377 \cdot 10^{-12} \lambda \frac{T_{cp}^2 Z_{cp}^2}{d^5} (e^{2S} - 1),$$

где P_3 – забойное давление в МПа; P_y – давление на головке скважины (устьевое давление), МПа; L – длина фонтанных труб от устья до забоя, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от числа Рейнольдса и относительной шероховатости труб; d – диаметр труб, м.

Коэффициент Z_{cp} определяют для P_{cp} и T_{cp} методом последовательных приближений, при этом P_{cp} находят по формуле

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_3 + \frac{P_y^2}{P_3 + P_y} \right). \quad (7.24)$$

Контрольные вопросы

1. Что определяют при специальных исследованиях?
2. Какие исследования проводятся во всех добывающих скважинах?

3. В каких скважинах проводятся первоначальные исследования?
4. Как проводят исследования на установившихся и на не установившихся режимах?
5. Какие кривые строят и обрабатывают при исследованиях газовых скважин?
6. Как определить пластовое и забойное давление?

Пример

Определить пластовое давление $P_{пл}$ по статическому давлению на устье $P_y = 10,5$ МПа. Глубина скважины $L = 1240$ м, температура газа в пласте по предварительным исследованиям $T_{пл} = 45^\circ\text{C}$. Температура на устье закрытой скважины $T_y = 29^\circ\text{C}$, относительная плотность газа $\bar{\rho} = 0,57$.

Решение:

Определяем T_{cp} в стволе скважины.

$$T_{cp} = \frac{318 + 302}{2} = 310 \text{ К}, \text{ задаемся значением } P_{пл} = 12 \text{ МПа},$$

тогда $P_{cp} = 11,25$ МПа. После определения приведенных параметров находим $Z_{cp} = 0,86$ (по рис. 3.1).

Тогда по формуле (6) $P_{пл} = P_y \cdot e^S$,

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho} L}{T_{cp} Z_{cp}} = 0,03415 \frac{0,57 \cdot 1240}{310 \cdot 0,86} = 0,09 \cdot$$

$P_{пл} = 10,5 \cdot e^{0,09} = 11,45 \text{ МПа}$. Так как полученное значение $P_{пл} = 11,45$ МПа несколько отличается от того, которое было принято (12 МПа), следует повторить расчет по определению P_{cp} , $P_{пр}$, а затем $P_{пл}$.

Ответ: 11,52 МПа.

Пример

Определить забойное давление в скважине, эксплуатирующей с дебитом 300 тыс. м³/сут, если давление на головке скважины (устьевое давление) составляет 7,8 МПа. Глубина

скважины 1300 м, внутренний диаметр НКТ 89 мм. Относительная плотность газа 0,6. Согласно промысловых исследований коэффициент гидравлических сопротивлений $\lambda = 0,015$. Пластовая температура 58 °С, температура на устье 26 °С. Среднее давление определить по значению пластового давления, равного 13 МПа. $Z = 0,8$.

$$1) T_{cp} = \frac{T_y + T_{nl}}{2} = \frac{299 + 331}{2} = 315 \text{ K};$$

$$2) P_{cp} = \frac{2}{3} P_{nl} + \frac{P_y^2}{P_{nl} + P_y} = \frac{2}{3} 13 + \frac{7,8^2}{13 + 7,8} = 10,6 \text{ МПа};$$

$$3) S = 0,03415 \frac{\bar{p}L}{T_{cp} Z_{cp}} = 0,03415 \frac{0,7 \cdot 1300}{315 \cdot 0,8} = 0,1233 \quad 2S = 0,2466$$

$$e^{2S} = 1,4.$$

$$\theta' = 1,377 \cdot 10^{-10} \lambda \frac{T_{cp} Z_{cp}}{d^5} (e^{2S} - 1) = 1,377 \cdot 10^{-10} \cdot 0,015 \frac{315 \cdot 0,8}{0,089^5} (1,4 - 1) = 3,7 \cdot 10^{-5};$$

$$4) P_{заб} = \sqrt{7,8^2 \cdot 1,4 + 3,7 \cdot 10^{-5} \cdot 300^2} = 9,4078 \text{ МПа}.$$

Ответ: 9,4 МПа.

Пример

Определить дебит газовой скважины для условия снижения давления на забое $P_{заб} = 0,9 P_{пл}$.

Результаты исследования скважины представлены в таблице

Номера режимов	$Q_{\Gamma}, \frac{10^6 \text{ м}^3}{\text{сут}}$	$P_{заб}, \text{ МПа}$
1	1	40,11
2	0,8	41,12
3	0,6	42,0
4	0,37	42,75
Скважина остановлена	0	$P_{пл} = 43,37$
	$\Sigma = 2,77$	

Решение

Результаты обработки данных исследования заносим в таблицу

$P_{\text{заб}}^2$	$\Delta P^2, \text{МПа}^2$	$\frac{\Delta P^2}{Q_{\Gamma}}$
1608,8	272,15	272,15
1690,85	190,93	238,66
1764,0	116,96	194,933
1827,56	53,4	144,324
$P_{\text{пл}}^2=1880,95$	0	0
	$\Sigma=633,44$	$\Sigma=850,06$

1) Вычисляем коэффициенты фильтрационных сопротивлений по формулам (7.4) и (7.5)

$$a = \frac{850,06 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 635,44}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 0,6439 \cdot 10^{-4};$$

$$b = \frac{4 \cdot 635,44 - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 850,06 \cdot 10^{-6}}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 2,139 \cdot 10^{-10}.$$

2) Забойное давление для определяемого дебита из условия задачи равно $P_{\text{заб}} = 0,9 P_{\text{пл}} = 39,03 \text{ МПа}$,

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = (43,37)^2 - (39,03)^2 = 357,3819$$

Q_{Γ} из уравнения (7.8)

$$Q_{\Gamma} = \frac{-a + \sqrt{a^2 - 4b(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}}{2b} =$$

$$= \frac{-0,6439 \cdot 10^{-4} + \sqrt{0,4146 \cdot 10^{-8} + 4 \cdot 2,139 \cdot 10^{-10} \cdot 357,3819}}{2 \cdot 139 \cdot 10^{-10}} = \frac{4,9233 \cdot 10^{-4}}{4,278 \cdot 10^{-10}} = 1,15 \cdot 10^6, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Ответ: $1,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

8. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

8.1. Исследования газоконденсатных скважин

При исследовании скважин газоконденсатных месторождений определяют компонентный состав пластовой смеси, и ее фазовое состояние до начала разработки; прогнозируют и контролируют изменения состава и фазового состояния смеси в процессе разработки и эксплуатации месторождения в системе «пласт–скважина–сепаратор–магистральный газопровод».

Определение компонентного состава пластового газа – важная задача. От правильного определения состава пластового газа зависят:

- 1) балансовые запасы компонентов, входящих в его состав;
- 2) способы подготовки газа к транспорту и переработке;
- 3) технологическая схема сбора, внутрипромыслового транспорта пластового газа и его транспортировка на ГПЗ;
- 4) технологическая схема переработки пластового сырья и производительность ГПЗ;
- 5) обоснование способа защиты металлического оборудования скважин и поверхностного оборудования промысла от коррозии;
- 6) охрана труда людей и защита окружающей среды.

8.2. Технология и техника исследования газоконденсатных смесей в лабораторных условиях

Отобранные на промысле пробы сырого конденсата и отсепарированного газа исследуют в лабораторных условиях на содержание этана, пропана и бутанов, а стабильного конденсата – на C5+.

Для исследования газоконденсатных смесей используется лабораторная установка УФР-2 (установка фазового равновесия), в комплект лабораторной установки включают не менее двух сосудов высокого давления (бомбы PVT). В первом прово-

дят изотермическое (при пластовой температуре) снижение давления от начального пластового до атмосферного. Таким способом моделируют фазовые превращения в пласте при разработке залежи на истощение. Фазовые равновесия систем исследуют при температурах от -10 до $+200$ °С и давлениях от 2 до 100 МПа. Поправки на давление и температуру к объемам жидкой и газовой фаз определяют расчетом.

Соотношения объемов газовой и жидкой фаз измеряют при контактной и дифференциальной конденсациях. **При контактной конденсации** масса и состав газоконденсатной смеси остаются постоянными, а давление снижают, перемещая поршень в бомбе PVT, т. е. увеличивая ее объем. **При дифференциальной конденсации** газ выпускают из бомбы PVT, не изменяя ее объема. Этот процесс имитирует отбор газа из месторождения. Состав пластовой смеси изменяется, а газовую фазу, отобранную из «пласта» (бомбы PVT), направляют во второй сосуд высокого давления — сепаратор, в котором давление и температуру поддерживают на уровне промысловых условий сепарации. Таким способом имитируют процесс промысловой обработки газа.

Установка позволяет определять такие характеристики пластовых газов, как выход конденсата из газа при различных термодинамических условиях в процессе эксплуатации залежей глубокозалегающих газоконденсатных месторождений, а также потери конденсата в пласте. Полученные данные служат исходными при подсчете запасов газа и конденсата, потерь конденсата в пласте, обоснования метода разработки месторождения.

При исследовании в лаборатории процессов фазовых превращений углеводородной смеси соблюдают термодинамическое подобие тем процессам, которые происходят в пласте.

В лабораторных исследованиях не соблюдаются условия газогидродинамического подобия процессов фильтрации газоконденсатной смеси в пласте, не учитываются влияние пористой среды на фазовые превращения и отклонения реальных процессов фазовых переходов от условий равновесия, а в сепараторе не соблюдается газодинамическое подобие промысловым процессам подготовки газа к транспортированию. Эти отличия реаль-

ных процессов на месторождении от условий лабораторных исследований обусловили использование лабораторных результатов при расчетах разработки в основном по уравнениям материального баланса.

Несмотря на это, лабораторные исследования являются основным методом прогнозирования фазовых превращений при разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений, так как аналитические (расчетные) методы их прогнозирования менее надежны.

8.3. Методы исследования газоконденсатных месторождений и промысловые установки для их проведения

Скважины газоконденсатных месторождений исследуют с целью получения характеристик добываемой продукции путем анализа проб газа, определения количества сырого конденсата, выделяющегося из газа на поверхности при различных режимах эксплуатации скважины и условиях выделения конденсата.

В процессе исследования обычно применяют передвижные установки двух типов:

- 1) нетермостатируемые (высокой промышленной производительности);
- 2) термостатируемые, через которые пропускается только небольшая часть, отбираемого из скважин, газа.

Обычные установки дают промышленную, общую характеристику скважины. Термостатируемые позволяют получить изомеры и изобары конденсации, коэффициенты Джоуля-Томсона, количество жидкости, которое может выделиться из газа после ее отделения при устьевых значениях давления и температуры.

Для получения полной характеристики работы газоконденсатных скважин и ее продукции используют передвижные и стационарные установки.

На рис. 8.1 приведена принципиальная схема передвижной установки.

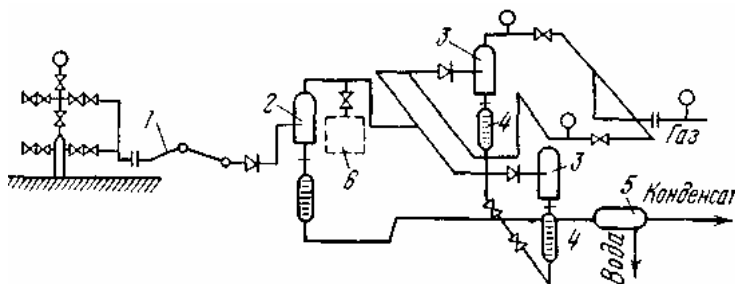


Рис. 8.1. Схема установки У-900

Установка, смонтирована на двухосном автоприцепе и подключена к скважине с помощью стальных шарнирных труб. Три регулируемых штуцера позволяют создавать на сепараторах разное давление. Охлаждение газа в термостатируемой установке осуществляется при дросселировании газа высокого напора. Для его подогрева используют электронагреватели.

Отношение количества выделившегося в сепараторах конденсата к количеству протекшего газа дает основную характеристику продукции скважины – **удельное конденсатосодержание (конденсатогазовый фактор - КГФ)** – (г/м^3 или $\text{см}^3/\text{м}^3$) при различных значениях температуры и давления. Сырой конденсат, получаемый в сепараторах и в термостатируемой установке, подвергают разгазированию путем снижения давления в контейнере до 0,1 МПа и выдержке при 20 °С и измеряют количество газов дегазации.

Исследования при одновременном отборе промышленных количеств газа и представительной пробы проводят при помощи установки ЛПГ-1 (Рис. 8.2).

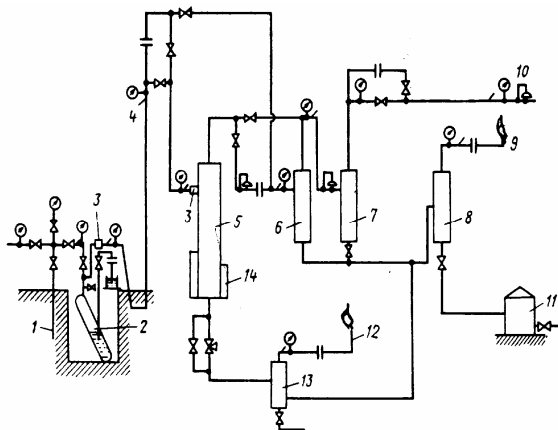


Рис. 8.2. Схема промысловой экспериментальной установки на газоконденсатном месторождении:

1 – скважина; 2 – ловушка жидкой фазы; 3 – штуцер;
4 – распределительная гребенка; 5–7 – сепараторы; 8 – сепаратор измерительный; 9, 12 – отводы на факел; 10 – регулятор давления до себя; 11 – емкость мерная; 13 – установка для измерения объема жидкости; 14 – стекло уровнемерное

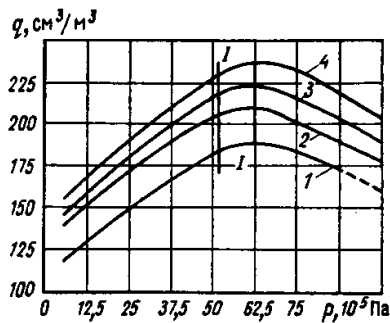


Рис. 8.3. Изотермы конденсации при $t = 27^{\circ}\text{C}$ и различных дебитах Q , тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$: 1-38; 2-58; 3-83; 4-100

Изотермы конденсации. При достаточной длине шлейфа температура газа (при одном и том же диаметре штуцера на устье скважины) изменяется незначительно и практически равна

температуре грунта. Это используется для поддержания постоянной температуры в измерительном сепараторе, т. е. изотермических условий.

При помощи регулятора давления «до себя» в измерительном сепараторе 5 устанавливают различные давления, например, 1,5; 3,5; 5,5; 7,5 МПа. Измеряют дебит газа после сепарации Q_{Γ} и расход стабильного конденсата Q_{κ} . Отношение $Q_{\kappa}/Q_{\Gamma} = q_{\kappa}$ – выход конденсата (в $\text{см}^3/\text{м}^3$) при различных давлениях.

Изобары конденсации. Для получения изобар конденсации при неизменном штуцере или отсутствии его на скважине, когда дебит газа равен или больше минимально допустимого, изменяют диаметр штуцера непосредственно перед измерительным сепаратором, поддерживая с помощью регулятора давления «до себя» постоянное давление в сепараторе при различных температурах сепарации. Определяют q_{κ} как и в первом случае.

При построении части диаграмм фазовых превращений в диапазоне высоких давлений и температур расход конденсата измеряют в ловушке жидкости, т. к. измерительный или промысловый сепаратор может иметь рабочее давление ниже необходимого для построения диаграммы.

Контрольные вопросы:

1. Для чего проводят исследования в газоконденсатных скважинах?
2. Какие виды исследований существуют?
3. Что такое конденсатогазовый фактор - КГФ?
4. Какие установки применяют для исследования газоконденсатных скважин?
5. Как строят изотермы и изобары конденсации?
6. Как осуществляют контактную и дифференциальную конденсацию?

9. ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

9.1. Основные отличия газовых скважин от нефтяных

Газовые скважины используются для:

- движения газа из пласта в поверхностные установки промысла;
- защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов;
- разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов друг от друга;
- предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10000 м и более. Давление газа в скважинах доходит от 100 МПа, температура газа достигает 523 К. Горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине.

Скважины – дорогостоящие капитальные сооружения. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60–80 %.

Газ, поступающий к забою добывающей скважины, под действием градиентов давления в пласте за счет своей потенциальной энергии поднимается на устье скважины, поэтому в течение всего срока разработки газового месторождения скважины эксплуатируются фонтанным способом.

При высоких пластовых давлениях, содержании в газе агрессивных компонентов – сероводорода, углекислоты, органических кислот и т. д., изоляция кольцевого пространства обязательна. Кольцевое пространство заполняют специально выбранными для условий данного месторождения ингибиторными жидкостями.

При необходимости эксплуатации двух или нескольких продуктивных горизонтов, отличающихся величинами давлений, дебитов, составом газа и другими параметрами, применяют раздельную эксплуатацию пластов со спуском фонтанных труб и использованием пакеров.

При эксплуатации скважин по межтрубному пространству наличие статического столба газа в фонтанных трубах позволяет непрерывно контролировать забойное давление и при необходимости очищать забой скважины продувкой ее через фонтанные трубы.

Основные причины уменьшения дебитов газовых скважин в процессе их эксплуатации:

- разрушение пласта и образование песчаных пробок на забое;
- обводнение скважин вследствие проникновения на забой контурных или подошвенных вод;
- накопление конденсата в призабойной зоне и на забое, и связанное с этим уменьшение фазовой проницаемости для газа;
- разбухание глинистого материала в призабойной зоне вследствие его контакта с конденсационной и пластовой водой и уменьшение проницаемости призабойной зоны;
- закупорка части перфорационных отверстий в процессе эксплуатации и др.

Физические свойства газа – плотность и вязкость, их изменение в зависимости от давления и температуры существенно отличается от изменения плотности и вязкости нефти и воды. Во многих случаях плотность газа значительно меньше плотности нефти и воды, а коэффициент динамической вязкости газа в 50–100 раз меньше, чем у воды и нефти.

Различие плотностей газа и жидкостей вызывает необходимость спуска кондуктора в газовых скважинах на большую глубину чем в нефтяных, для предотвращения разрыва газом горных пород, загрязнения водоносных горизонтов питьевой воды, выхода газа на дневную поверхность.

Глубину спуска кондуктора в газовых скважинах h (в м) можно определить подбором из равенства

$$h = L - RT \ln \frac{P_n}{\rho_{\text{ср}} g h}, \quad (9.1)$$

где L – глубина скважины;

R – удельная газовая постоянная;

T – средняя температура на длине $(L - h)$;

$\rho_{\text{ср}}$ – средняя объемная плотность горных пород разреза на длине;

h ; p_n – начальное пластовое давление газа;

g – ускорение свободного падения, или приближенно по формуле :

$$h = \rho_v L / \rho_{\text{ср}} \approx 0,425L, \quad (9.2)$$

где ρ_v – плотность пластовой воды.

Малая вязкость газа вызывает необходимость принимать особые меры по созданию герметичности как обсадных колонн, так и межтрубного пространства газовых скважин.

Герметичность колонн обсадных труб достигается различными способами: применением резьбовых соединений на концах труб и муфтах со специальной трапецидальной формой поперечного сечения с тефлоновыми уплотнительными кольцами, использованием фторопластовой уплотнительной ленты, герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа УС-1, ГС-1. *Герметичность заколонного пространства* скважин обеспечивается применением цемента определенных марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

Конструкция и оборудование газовых и газоконденсатных скважин имеют много общего с нефтяными скважинами, которые эксплуатируются фонтанным способом. В обоих случаях оборудование скважин состоит из колонны подъемных труб, спускаемых до фильтровой зоны, и устьевой фонтанной арматуры. Вместе с тем имеются определенные **отличия газовых и нефтяных скважин**, обусловленные отличиями свойств нефти и газа.

- Плотность и вязкость газа в сотни и тысячи раз меньше

плотности и вязкости нефти.

- Скорость движения газа в стволе скважины в 5 –25 раз больше, чем скорость нефти. Давление на устье газовой скважины почти не отличается от забойного давления и является весьма высоким.

- Добыча газа происходит только фонтанным способом.

- Газ некоторых месторождений содержит в своем составе агрессивные компоненты (сероводород и углекислый газ).

9.2. Наземное оборудование газовых скважин

Оборудование устья газовой скважины предназначено для соединения верхних концов обсадных колонн и фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства и соединений между деталями оборудования, осуществления мероприятий по контролю и регулированию технологического режима эксплуатации скважин.

Оно состоит из трех частей:

- 1) колонной головки,
- 2) трубной головки
- 3) фонтанной елки.

Колонная головка соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны, герметизирует межтрубное пространство, служит опорой трубной головки с фонтанной елкой.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки и устанавливается на колонную головку

Трубная головка служит для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами. На трубную головку непосредственно устанавливают фонтанную елку крестовикового или тройникового типа.

Фонтанная елка монтируется выше верхнего фланца трубной головки. Она предназначена для:

- 1) освоения скважины;
- 2) закрытия скважины;

3) контроля и регулирования технологического режима работы скважины.

Основной элемент фонтанной елки крестовикового типа – крестовина, а тройниковой елки – тройник. На ней монтируются штуцеры, термометры, установки для ввода ингибитора гидратообразования и коррозии, устьевой клапан-отсекатель.

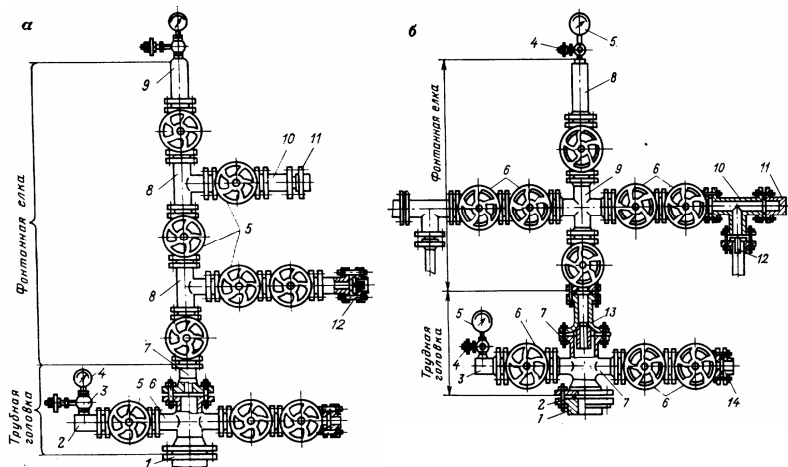


Рис. 9.1. Оборудование устья скважины

а – тройниковая арматура:
 1, 11 – фланцы, 2, 9 – буферы,
 3 – вентиль, 4 – манометр,
 5 – задвижка, 6 – крестовина,
 7, 10 – катушки, 8 – тройник,
 12 – штуцер;

б – крестовиковая арматура:
 1 – фланец, 2 – уплотнитель,
 3, 8, 11 – буферы, 4 – вентиль,
 5 – манометр, 6 – задвижка,
 7, 9 – крестовины, 10 – тройник,
 12 – штуцер, 13 – катушка,
 14 – фланец

Межтрубные пространства уплотняются кольцевыми прокладками. Нижние боковые отводы от трубной головки предназначены для обработки скважины и замера межтрубного давления. Из двух отводов фонтанной елки один рабочий, второй резервный.

Фонтанная арматура (елка) тройникового типа имеет два тройника. Верхний – рабочий, нижний – резервный. *Применяется в особо сложных условиях эксплуатации скважины* – при наличии твердых взвесей в потоке газа, вызывающих абразивный износ оборудования, газообразных или жидких коррозионных агентов (углекислый газ, сероводород, пропионовая, масляная или другие кислоты жирного ряда), при резких колебаниях давления и температуры.

Фонтанная арматура выпускается на рабочие давления 4; 4,5; 12,5; 20; 30; 70; и 100 МПа. **Устьевой клапан-отсекатель** (К-301) предназначен для автоматического перекрытия выходной линии от скважины (шлейфа) при аварийном повышении давления до него или понижении давления после него (в шлейфе).

Регулирование дебита газовых скважин

Дебит (давление) изменяется при помощи различных технических средств:

- 1) нерегулируемых штуцеров, постоянного или переменного диаметра;
- 2) регулируемых штуцеров;
- 3) регуляторов давления;
- 4) расширительных машин.

Штуцер регулируемый ШР-12 предназначен для ручного регулирования дебита газовых скважин изменением площади проходного сечения для газового потока. Он может быть выполнен в сероводородостойком исполнении для регулирования дебита газовых скважин, в продукции которых объемное содержание как сероводорода, так и углекислого газа не превышает 6 % (ШР-12С).

9.3. Подземное оборудование газовых скважин

Подземное оборудование ствола скважины позволяет осуществлять:

- 1) защиту скважины от открытого фонтанирования;

2) освоение, исследование и остановку скважины без задавки ее жидкостью;

3) воздействие на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока газа к скважине;

4) эксплуатацию скважины на установленном технологическом режиме;

5) замену колонны насосно-компрессорных (фонтанных) труб без задавки скважины жидкостью.

Элементы подземного оборудования, их назначение

Для надежной эксплуатации газовых скважин используется следующее основное подземное оборудование:

Колонна НКТ спускается в скважину для предохранения обсадной колонны от абразивного износа и высокого давления, для создания определенных скоростей газожидкостного потока и выработки газонасыщенного пласта снизу вверх. Диаметр фонтанных труб определяется в зависимости от:

- рабочего дебита скважины;
- допустимого перепада давления и температуры в стволе;
- получения необходимых скоростей в фонтанных трубах;
- диаметра эксплуатационной колонны.

Эксплуатация газовых скважин по эксплуатационным колоннам без спуска в них фонтанных труб не допускается.

Хвостовик применяется для улучшения выноса твердых частиц и жидкостей с забоя скважины.

Разобщитель (пакер) предназначен для постоянного разъединения пласта и затрубного пространства скважины с целью защиты эксплуатационной колонны и НКТ от воздействия высокого давления, высокой температуры и агрессивных компонентов (H_2S , CO_2 , кислот жирного ряда), входящих в состав пластового газа.

Ниппель служит для установки, фиксирования и герметизации в нем забойного клапана-отсекателя. Он спускается в скважину на колонне НКТ и устанавливается обычно выше пакера.

Циркуляционный клапан обеспечивает временное сообщение центрального канала с затрубным пространством с целью осуществления различных технологических операций: освоения

и задавки скважины, промывки забоя, затрубного пространства в колонны НКТ, обработки скважины различными химическими реагентами и т. д. Клапан устанавливается в колонне НКТ во время ее спуска в скважину и извлекается вместе с ней.

Ингибиторный клапан предназначен для временного сообщения затрубного пространства скважины с внутренним пространством колонны НКТ при подаче ингибитора коррозии или гидратообразования в колонну. Клапан устанавливается в колонне НКТ во время ее спуска и извлекается вместе с ней (КИМ-89В-350К).

Устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины предназначено для временного перекрытия скважины у нижнего конца колонны фонтанных труб при аварийных ситуациях или ремонте оборудования устья. Оно может устанавливаться в различных местах в НКТ.

Клапан аварийный срезной КАС168-140 предназначен для глушения (задавки) оборудованной пакером скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство, когда нельзя открыть циркуляционный клапан типа КЦ при помощи проводочного приспособления. Устанавливается с колонной НКТ, входит в состав комплекта скважинного оборудования с диаметром эксплуатационной колонны 219 мм на давление 14 МПа (К0219/168-140).

Забойные клапаны-отсекатели предотвращают открытое фонтанирование при повреждении или разрушении устьевого оборудования и колонны НКТ выше места установки забойного клапана-отсекателя. Они служат автоматическим запорным устройством скважины при демонтаже устьевого оборудования, подъеме колонны НКТ из скважины без задавки жидкостью. В промысловой практике применяют **глубинные клапаны** следующих конструкций:

1) Клапаны механического действия. Для его открытия в скважину спускают на канате приспособление, которое во время пуска скважины удерживает клапан открытым до выхода жидкости из труб. По мере ее удаления приспособление опускается до следующих клапанов и поддерживает их открытыми до пуска скважи-

ны. Затем приспособление извлекают на поверхность, после чего скважина эксплуатируется на заданном режиме;

2) **Клапаны гидравлического действия**, основанные на принципе перепада между давлениями в затрубном пространстве и в фонтанных трубах.

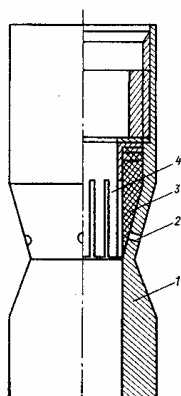


Рис. 9.2. Циркуляционный клапан:
1 – пружина; 2 – скользящая втулка; 3 – седло с отверстием;
4 – фонтанная труба

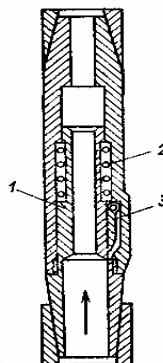


Рис. 9.3. Ингибиторный клапан:
1 – корпус; 2 – перепускное отверстие; 3 – резиновая манжета; 4 – цанговая пружина

На рис.9.2 показана схема циркуляционного клапана, который устанавливают непосредственно над пакером. Для срабатывания его в трубы бросают шарик, который, дойдя до расположенного ниже клапана сужения, «запирает» фонтанные трубы. После выполнения операции шарик может быть продавлен на забой или вымыт на поверхность прямым потоком.

На рис. 9.3 показан ингибиторный клапан, который перепускает закачиваемые в затрубное пространство вещества – ингибиторы в фонтанные трубы. Нормально он закрыт и срабатывает в результате накопления жидкости в затрубном пространстве.

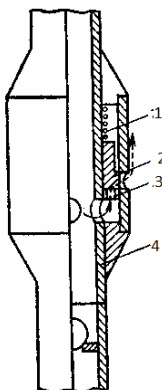


Рис. 9.4. Клапан-отсекатель

Клапаны-отсекатели также разнообразны по конструкции. Наиболее простая показана на рис. 9.4.

При увеличении потока газа сверх расчетного значения скользящая муфта 1 сжимает пружину 2 и освобождает висящую заслонку 3, которая и закрывает скважину. После устранения причины чрезмерного расхода газа клапан-отсекатель возвращается в исходное состояние. Их иногда устанавливают и в верхней части скважины непосредственно под устьем.

Обводняющиеся малодебитные скважины оборудуют приспособлениями для ввода ПАВ и насадками для улучшения вспенивания воды. В относительно неглубоких скважинах используют специально приспособленный для выноса воды плунжерный лифт, аппараты для строгого контроля потока газа или периодического изменения режима эксплуатации скважины.

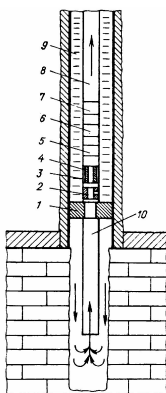


Рис. 9.5. Схема компоновки подземного оборудования газовой скважины:

1 – пакер эксплуатационный; 2 – циркуляционный клапан; 3 – ниппель; 4 – забойный клапан-отсекатель с уравнительным клапаном; 5 – разобщитель колонны НКТ; 6 – ингибиторный клапан; 7 – клапан аварийный, срезной; 8 – НКТ; 9 – жидкий ингибитор коррозии и гидратообразования; 10 – хвостовик

9.4. Расчет диаметра НКТ в газовой скважине из условия выноса частиц с забоя

Диаметр подъемных труб в газовой скважине зависит от величины ожидаемого дебита, допустимой рабочей депрессии и скоро-

сти, обеспечивающей вынос частиц жидкости и песка на поверхность.

Одним из критериев при расчете диаметра подъемника газовой скважины является обеспечение выноса с забоя твердых или жидких частиц, содержащихся в продукции. Вынос этих частиц зависит от скорости газового потока у башмака труб V'_r .

Основное условие выноса следующее:

$$V'_r = 1,2 V_{кр} \quad (9.3)$$

$V_{кр}$ – критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке газа во взвешенном состоянии, м/с.

При выносе твердых частиц критическая скорость зависит от режима течения газа и диаметра выносимых частиц.

Режим течения определяется параметром Рейнольдса

$$Re = V_{кр} d_T \cdot \rho_r \mu_r \quad (9.4)$$

и параметром Архимеда

$$Ar = d_T^3 \rho_r g (\rho_T - \rho_r) / \mu_r^2 \quad (9.5)$$

где d_T – диаметр твердых частиц, м; ρ_T – плотность твердых частиц, кг/м³ (при расчетах принимается $\rho_T = 2400$ кг/м³)

Выделяют три режима течения:

- 1) ламинарный $Re \leq 2$ или $Ar \leq 36$;
- 2) переходный $2 < Re \leq 500$ или $36 < Ar \leq 83000$;
- 3) турбулентный $Re > 500$ или $Ar > 83000$.

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

ламинарный режим

$$V_{кр} = d_T^2 (\rho_T - \rho_r) / (18 \mu_r); \quad (9.6)$$

Переходный режим

$$V_{кр} = \frac{0,78 d_T^{0,43} (\rho_T - \rho_r)^{0,715}}{\rho_r^{0,285} \mu_r^{0,43}}; \quad (9.7)$$

турбулентный режим

$$V_{кр} = 5,46 \sqrt{\frac{d_T (\rho_T - \rho_r)}{\rho_r}} \quad (9.8)$$

где ρ_{Γ} – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м³;

μ_{Γ} – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па·с.

Из уравнения притока газа по заданному дебиту рассчитывают забойное давление

$$P_{заб} = \sqrt{P_{пл}^2 - aQ_{\Gamma} - bQ_{\Gamma}^2} \quad (9.9)$$

или по заданному забойному давлению вычисляют дебит.

Внутренний диаметр (в м) подъемника

$$d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{Q_{\Gamma} P_o T_{заб}^2 Z_{заб}}{V_{\Gamma}^1 P_{заб} T_{cm}}} \quad (9.10)$$

где Q_{Γ} – дебит газа, тыс. м³/сут.

Длина подъемника принимается равной глубине скважины, поэтому давление и температура у башмака подъемника равны соответственно забойным.

Полученное значение $d_{вн}$ округляют до ближайшего меньшего стандартного значения, при этом следует пользоваться табл. 9.1.

Таблица 9.1

Параметры насосно-компрессорных труб гладких
по ГОСТ 633-80

Dy, мм	D, мм	δ, мм	d, мм	Масса, кг/м
33	33,4	3,5	26,4	2,6
42	42,2	3,5	35,2	3,3
48	48,3	4,0	40,3	4,4
60	60,3	5,0	50,3	6,8
73	73,0	5,5	62,0	9,2
73	73,0	7,0	59,0	11,4
89	88,9	6,5	75,9	13,2
102	101,6	6,5	88,6	15,2
114	114,3	7,0	100,3	18,5

Контрольные вопросы

1. Причины уменьшения дебитов газовых скважин в процессе их эксплуатации
2. Отличия газовых скважин от нефтяных
3. Наземное оборудование газовых скважин
4. Как регулируется дебит газовых скважин
5. Каким способом эксплуатируют газовые скважины?
6. Какие клапаны входят в подземное оборудование газовых скважин?
7. Какие существуют виды забоев газовых скважин?

Пример

Рассчитать диаметр подъемника, если в продукции скважины имеются твердые частицы диаметром $d_r=0,002$ м, а $\mu_r = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Па·с.

Задача решается при следующих условиях:

$\rho_r = 1,06$ кг/м³; $a = 0,6439 \cdot 10^{-4}$; $\sigma = 2,139 \cdot 10^{-10}$; $P_{заб} = 39,03$ МПа;
 $Q_r = 1,15 \cdot 10^3$ тыс.м³/сут; $T_{заб} = 337$ К; $Z_{заб} = 0,811$; $\rho_g = 2400$ кг/м³.

Решение:

Рассчитываем параметр Архимеда

$$Ar = (0,002)^3 \cdot 1,06 \cdot 9,81 (2400 - 1,06) / (1,4 \cdot 10^{-5})^2 = 1018183.$$

Так как $Ar = 1018183 > 83000$, то режим течения турбулентный и критическая скорость рассчитывается для этого режима по формуле (9.8). Затем рассчитывается V'_r и $d_{вн}$.

Ответ: $d_{вн} = 0,05$ м. Выбираем трубы с условным диаметром 60 мм, тогда внутренний диаметр $d_{вн} = 0,0503$ м.

Пример

При каком минимальном дебите газовой скважины не будет происходить осаждение конденсата на забое скважины? Сохраняются условия предыдущей задачи.

Решение: Минимальная скорость газа, при которой весь конденсат выносится на поверхность,

$$V_{\text{ж min}} = \frac{1,77(67 - 0,45 \cdot 16)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 16}} = 1,77 \text{ м/с.}$$

Определяем минимальный дебит газа

$$Q_{\Gamma \text{ min}} = \frac{1,77 \cdot 293 \cdot 16 \cdot 3,14 \cdot (0,062)^2}{4 \cdot 0,1 \cdot 0,83 \cdot 330} = 0,9142 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ответ: 0,9142 м³/с или 78,986 тыс.м³/сут.

10. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

10.1. Эксплуатация скважин при содержании в газе агрессивных компонентов

В составе добываемой газообразной продукции ряда месторождений имеются сероводород и двуокись углерода. При эксплуатации таких месторождений вследствие агрессивных свойств этих компонентов необходимо предусматривать меры по защите внутренней поверхности оборудования от коррозии.

По характеру коррозионного разрушения различают сплошную и местную коррозию. **Сплошная коррозия** может быть равномерной или неравномерной в зависимости от скорости коррозии на различных участках поверхности. **Местная коррозия** — обычно точечная, пятнами; коррозионное растрескивание происходит за счет одновременного действия агрессивной среды и растягивающих напряжений.

Сероводород при взаимодействии с металлами вызывает их сульфидное растрескивание и наводороживание, в результате чего оборудование не выдерживает регламентированных ГОСТом нагрузок. С учетом этого, применяют обсадные трубы в антикоррозионном исполнении (стали марок С-75 и С-95), повышают герметичность резьбовых соединений, предусматривают «запас» толщины стенок труб, повышают качество цементирования (коррозионностойкие тампонажные материалы, подъем цементного раствора до устья), исключают элементы оборудования, работающие при нагрузках, близких к предельным, а также защищают эксплуатационную колонну от прямого длительного влияния агрессивной среды.

При наличии в скважине агрессивных компонентов и высоких давлений применяют комплексы подземного оборудования, включающие в себя пакеры и клапаны различного назначения — приспособления, с помощью которых устанавливается или прекращается связь между затрубным пространством и фонтанны-

ми трубами, предназначенными для обеспечения пуска скважин и последующей их эксплуатации.

Характер и скорость коррозии оборудования скважин зависят от концентрации H_2S и CO_2 в воде. Многообразие форм и видов коррозии, протекающих на газовых месторождениях, объясняется разнообразием условий работы оборудования, изготовленного из стали различных марок. Однако интенсивность и характер разрушений по технологической линии движения газа в системе **пласт – скважина – газосборные сети – установки подготовки газа** имеют некоторую закономерность:

- в насосно-компрессорных трубах гладкая внутренняя поверхность корродирует в основном равномерно;
- от забоя к устью скважины интенсивность коррозии возрастает;
- в фонтанной арматуре максимальные разрушения наблюдаются в местах резкого изменения направлений газожидкостного потока (поворотах, выступах), местах скопления электролита. Коррозия носит в основном язвенный характер;
- в горизонтально уложенных трубопроводах максимальные разрушения наблюдаются в нижней части, в местах движения электролита. В верхней части труб скорость коррозии значительно меньше.

Газопромысловое оборудование защищают от коррозии следующими способами:

- применяют ингибиторы коррозии;
- используют коррозионно-стойкие стали и сплавы;
- применяют металлические и неметаллические покрытия;
- используют катодную и протекторную защиты.

Опыт эксплуатации месторождений сероводородсодержащего газа показывает, что на однопластовых месторождениях можно применять типовые конструкции скважин. В эксплуатационную колонну спускают фонтанные трубы, межтрубное пространство изолируют одним или двумя пакерами и заполняют ингибитором, который подают на забой. В фонтанных трубах устанавливают предохранительный клапан-отсекатель, циркуляционный и ингибиторный клапаны. Применение ингибиторов коррозии – самый

распространенный метод. Ингибиторы условно можно разделить на следующие группы:

- **Нейтрализаторы** (известковое молоко, сода и др.) – нейтрализующие коррозионные агенты. Нейтрализаторы имеют высокий эффект защиты (до 100 %), увеличивают теплоту сгорания газа за счет нейтрализации негорючих компонентов CO_2 и H_2S . Однако в результате нейтрализации образуются нерастворимые осадки, которые забивают штуцеры, трубопроводы и др.

- **Экранирующие ингибиторы.** Эффект защиты достигается за счет образования пленки, препятствующей контакту металла с электролитом. Различают углеводородорастворимые и водорастворимые ингибиторы.

Существует несколько способов применения ингибиторов в скважине: инъекция ингибиторов в межтрубное пространство скважин, закачка ингибиторов в пласт, ввод твердых ингибиторов. Подачу ингибиторов в межтрубное пространство осуществляют с помощью ингибиторной установки. Дозированное количество ингибитора постоянно подается под действием собственного веса на забой скважины через межтрубное пространство, откуда восходящим потоком газа ингибитор по стенкам фонтанных труб поступает на поверхность.

Для защиты различного оборудования широко применяют коррозионно-стойкие металлы. При переходе на уплотнительные кольца из стали марки 1X8H9T наплавкой электродов из нержавеющей стали на уплотнительные поверхности задвижек фонтанной арматуры увеличился срок службы этих узлов в несколько раз. Применяются трубы из алюминиевого сплава Д16Т и Д16А, трубы из стали марок 2Х13, Х13, Х8, Х9М.

Протекторная и катодная защита. Схема протекторной защиты заключается в следующем: создается контакт стальной поверхности трубы с металлом (магнием, цинком), имеющим большой отрицательный потенциал. В искусственном гальваническом элементе в присутствии электролита (воды, насыщенной H_2S и CO_2) анод (магний, цинк и др.) разрушается, на катоде (оборудование из стали) эффект коррозии не проявляется. При катодной защите на внутренней поверхности оборудования от внеш-

него источника постоянного тока подается положительный потенциал. Отрицательным электродом служит обычно отрезок трубы, стержень и др. Электролитом здесь также является вода, насыщенная H_2S и CO_2 .

10.2. Эксплуатация скважин при накоплении жидкости на забое

В газовых скважинах могут происходить конденсации паровобразной воды из газа и поступление воды на забой скважин из пласта. В газоконденсатных скважинах к этой жидкости добавляется углеводородный конденсат, поступающий из пласта и образующийся в стволе скважин. В начальный период разработки залежи при высоких скоростях газового потока на забое скважин и небольшом количестве жидкости она практически полностью выносится на поверхность. Накопление столба жидкости на забое увеличивает противодавление на пласт, приводит к существенному снижению дебита, к прекращению притока газа из низкопроницаемых пропластков и даже к полной остановке скважины.

Предотвращение поступления жидкости в скважину осуществляют поддержанием условий отбора газа на забое скважины, при которых не происходит конденсации воды и жидких углеводородов в призабойной зоне пласта, недопущением прорыва конуса подошвенной воды или языка краевой воды в скважину, изоляцией посторонних и пластовых вод.

На подземных хранилищах газа отработан метод изоляции обводненных пропластков закачкой в них ПАВ, препятствующих поступлению воды в скважину. В качестве пенообразователя применяют сульфонол и ДС-РАС, в качестве стабилизатора – КМЦ-500. Для перемешивания ПАВ и воздуха на поверхности применяют специальное устройство – аэратор (типа «перфорированная труба в трубе»). Через перфорированный патрубок компрессором закачивают воздух а, в наружную трубу закачивают водный раствор ПАВ.

Удаление жидкости из скважины

Непрерывное удаление жидкости из скважины осуществляется:

- эксплуатацией ее при скоростях, обеспечивающих вынос жидкости с забоя в поверхностные сепараторы;
- отбором жидкости через спущенные в скважину сифонные или фонтанные трубы;
- с помощью газлифта, плунжерного лифта или откачки жидкости скважинными насосами.

Периодическое удаление жидкости можно осуществить:

- остановкой скважины для поглощения жидкости пластом;
- продувкой скважины в атмосферу через сифонные или фонтанные трубы;
- закачкой ПАВ (поверхностно-активных веществ — пенообразователей) на забой скважины.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважин зависит от геолого-промысловой характеристики газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования заколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества и причин поступления жидкости в скважину.

10.3. Эксплуатация скважин при пескопроявлении

Разрушение скелета породы и вынос частиц породы на забой обусловлены превышением градиентов давления в призабойной зоне над допустимыми. Накопление на забое песчаной пробки уменьшает дебит скважины и может привести к различным нарушениям, например к прихвату фонтанных труб.

Борьба с образованием песчаных пробок в газовых скважинах может проводиться:

- путем ограничения отбора газа;
- выносом песка, поступающего на забой, через ствол скважины на поверхность;
- периодическим удалением песчаных пробок различными методами;
- применением забойных фильтров различной конструкции;

- креплением призабойной зоны различными цементирующими составами.

В этих условиях необходимо применение различных фильтров, предупреждающих поступление песка в скважину. Наибольшее распространение получили фильтры с круглыми отверстиями диаметром 1,5–2,0 мм, изготовленные из обсадных труб. Применяются также щелевые, проволочные и другие фильтры. На газовых скважинах подземных газохранилищ используют гравийные фильтры, которые не только предотвращают поступление песка в скважину, но и создают вокруг забоя зону высокой проницаемости и укрепляют его стенки.

Для укрепления призабойной зоны в рыхлых слабосцементированных породах используют фенолформальдегидные, карбамидные и другие смолы, а также фенолспирты. Для укрепления призабойной зоны применяют также цементные или цементно-песчаные растворы.

Для удаления песчаной пробки с забоя скважины применяют прямую или обратную промывку. Прямую промывку осуществляют для разрушения и выноса на поверхность плотных пробок. При этом промывочная жидкость нагнетается в фонтанные трубы, а породы выносятся через межтрубное пространство.

При обратной промывке промывочная жидкость поступает в межтрубное пространство и поднимается на поверхность по фонтанным трубам. При этом скорость восходящего потока жидкости намного больше, чем при прямой промывке, т. к. площадь сечения фонтанных труб меньше, чем площадь поперечного сечения межтрубного пространства. Необходимое условие для выноса твердых частиц на поверхность – превышение скорости восходящего потока жидкости над скоростью падения частиц, песка в жидкости, находящейся в покое.

10.4. Борьба с гидратообразованием

Природные газы в определенных термодинамических условиях вступают в соединение с водой, образуя гидраты, которые, скапливаясь в промысловых и магистральных газо-

проводах, существенно увеличивают их гидравлическое сопротивление и, следовательно, снижают пропускную способность. Особое значение проблема борьбы с образованием гидратов приобретает при разработке месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов в скважинах и газопроводах.

Для того чтобы в газопроводах не образовывались гидраты, влажность подаваемого в него газа не должна превышать минимального значения. Это условие является основным при проектировании установок осушки газа перед подачей его в газопровод.

Методы борьбы с гидратами могут быть как предупреждающими, так и разрушающими уже образовавшихся гидратов.

Предупреждение образования гидратов методом подогрева газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры гидратов. В условиях транспорта газа по магистральному газопроводу этот метод неприменим, т. к. связан с большими затратами энергии. Как показывают расчеты, при больших объемах транспортируемого газа целесообразнее его охлаждать, поскольку это позволит заметно увеличить пропускную способность газопроводов, особенно крупных газопроводов с большим числом компрессорных станций. Метод подогрева газа применяется на газораспределительных станциях, где при больших перепадах давления вследствие дроссельного эффекта температура газа может значительно снижаться, в результате чего обмерзает редуцирующая аппаратура (клапаны, краны, диафрагмы).

Предупреждение образования гидратов снижением давления заключается в том, что при сохранении температуры в газопроводе уменьшают давление до значения ниже равновесного давления образования гидратов. Этот метод применяется для ликвидации образовавшихся гидратных пробок. Пробки ликвидируют путем выпуска газа в атмосферу через продувочные свечи. После снижения давления необходимо некоторое время

(от нескольких минут до нескольких часов) для разложения гидратов. Очевидно, что данный метод пригоден только для ликвидации гидратных пробок при положительных температурах. В противном случае гидратная пробка перейдет в ледяную. Поскольку минимальная температура газа в газопроводе близка к нулю, а равновесное давление при этом находится в пределах 1–1,5 МПа, применение этого метода оказывается неэффективным для предупреждения образования гидратов в магистральных газопроводах. Это связано также с тем, что оптимальное давление транспортируемого газа составляет 5–7 МПа. Метод снижения давления применяется в аварийных ситуациях для разложения гидратов в газопроводе в сочетании с ингибиторами, т. к. в противном случае гидраты образуются вновь.

Введение в поток газа ингибиторов приводит к тому, что водяные пары газа частично поглощаются ими и переводятся вместе со свободной водой в водный раствор, который совсем не образует гидратов или образует их при более низких температурах. В качестве ингибиторов применяются метанол (метилловый спирт), растворы этиленгликоля (ЭГ), диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ), хлористого кальция, этилкарбоната и др.

Для уменьшения расхода метанола необходимо вводить его в начале зоны возможного гидратообразования в газопроводе. Экономически выгодно метанол применять при небольших расходах газа, когда из-за высоких капиталовложений нерационально использовать другие методы. Метанол можно вводить в сочетании с другими средствами, например с осушкой газа или с понижением давления. Использование метанола для предупреждения образования гидратов в газопроводе при больших объемах транспортируемого газа экономически невыгодно. Ввод ингибиторов в газовый поток широко применяют на промыслах для предупреждения образования гидратов в сепараторах, теплообменниках и других дегидраторных аппаратах, а также в скважинах. При этом предпочтение следует отдать диэтиленгликолю, т. к. возможность его регенерации и сравни-

тельно небольшие потери в большинстве случаев делают этот ингибитор наиболее экономичным.

Осушка газа является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральных газопроводах при больших объемах транспортируемого газа. При промышленной подготовке газа к дальнему транспорту его осушают сорбционным способом или охлаждением газового потока. В результате осушки точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировке газа. Влажность газа должна составлять не более $0,05 - 0,1 \text{ г/м}^3$.

Для разрушения образовавшихся гидратов в трубопроводе отключают участок газопровода, где образовались гидраты и через продувочные свечи выпускают газ в атмосферу, при этом давление в газопроводе падает и гидрат разлагается. Недостатком этого метода является медленное разложение гидрата. Он не рекомендуется при отрицательных температурах, т. к. образовавшаяся вода при отрицательных температурах превращается в ледяную пробку, которую можно удалить только нагревом.

Подогрев газа предотвращает образование гидратов, но эффективен только в пределах промысла, так как газ при движении по трубопроводам быстро охлаждается. Для сохранения теплоты в некоторых случаях теплоизолируют газопроводы.

При введении в газопроводы ПАВ предотвращают прилипание (адгезию) кристаллов гидратов к стенкам труб из-за образования на кристаллах пленки, при этом кристаллы транспортируются с потоком газа.

Для предотвращения гидратообразования применяется осушка газа перед подачей его в газопровод при помощи одного из существующих методов.

Расход ингибитора гидратообразования зависит от количества влаги в газе и количества конечного влагосодержания, при котором гидраты не образуются, а также от концентрации вводимого и отработанного ингибитора.

Контрольные вопросы

1. Какие осложнения существуют при эксплуатации газовых скважин?
2. Какие компоненты природного газа являются коррозионно-активными?
3. Методы борьбы с коррозией.
4. Методы удаления жидкости с забоев газовых скважин
5. Метода предотвращения поступления песка на забой скважин.
6. Что называется гидратами природного газа?
7. Какие существуют методы борьбы с гидратами?

11. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В настоящее время существуют три тенденции в обосновании технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин:

1. Независимо от геологических особенностей месторождений режим работы скважины должен соответствовать 10–25 % абсолютно свободного дебита скважины, т. е. дебиту соответствующему забойному давлению 1 атм.

2. Независимо от геологических особенностей месторождения скважина должна эксплуатироваться при дебитах, обеспечивающих линейный закон фильтрации газа в призабойной зоне, с целью экономии энергии газа в процессе разработки («энергосберегающий» дебит).

3. Режим эксплуатации каждой скважины должен обосновываться с учетом возможности деформации, разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостной пробки на забое, конуса подошвенной воды (нефти при наличии оторочки), гидратов, коррозии оборудования, выпадения и частичного выноса конденсата из призабойной зоны, многослойности и неоднородности по устойчивости, емкостным и фильтрационным параметрам залежи, конструкции скважинного оборудования, обводнения, отложения солей, обвязки скважин и др.

Первый и второй подходы обоснования режима работы газовых скважин приняты в США. Однако большинство месторождений характеризуются неустойчивостью пластов к разрушению практически при любых депрессиях на пласт и относятся к неоднородному массивно-пластовому типу месторождений с подошвенной водой, расположенных в зоне с многолетнемерзлыми слоями. Поэтому без детального учета каждого из этих и других факторов для данных месторождений, по-видимому, наиболее приемлемым вариантом является третий принцип.

Среди различных факторов, влияющих на режим работы газовых скважин, наиболее трудными считаются научное обоснование и точный прогноз безводного дебита газовых скважин,

вскрывших неоднородные терригенные и трещинно-пористые пласты с подошвенной водой, а также дебита скважин, вскрывших неустойчивые и слабоустойчивые пласты, с обоснованным количеством песка в продукции скважины.

11.1. Геологические, технические, технологические и экономические условия ограничения дебита

Условия ограничения дебитов скважин могут быть обусловлены геолого-промысловыми факторами и технико-технологическими условиями эксплуатации, а также экономическими факторами.

Все указанные ограничения не действуют одновременно на каждом месторождении. В зависимости от конкретных геолого-промысловых условий, состава и свойств газа на каждом месторождении могут быть главные и второстепенные факторы, которые ограничивают дебиты скважин. Руководствуясь этими факторами, а также потребностью в газе, назначают технологические режимы эксплуатации газовых скважин.

Геологические факторы. Разрушение призабойной зоны пласта – вынос частиц песка и цементирующего материала породы, обусловлено чрезмерно большим градиентом давления на забое скважины при ее эксплуатации. Известно, что силы сцепления между частицами, слагающими пористую среду, могут быть ослаблены под действием градиентов давления, возникающих при движении газа к забою скважины. Если градиент давления превышает некоторую максимально допустимую величину, разрушается призабойная зона скважины и твердые частицы выносятся на ее забой. Если скорости восходящего потока газа в стволе скважины достаточно высоки, частицы выносятся на поверхность. Вынос твердых частиц из пласта может привести к разрушению забоя, образованию песчаных пробок, а также к истиранию колонны подъемных труб и поверхностного оборудования. Иногда из-за разрушения оборудования возможны большие утечки газа, открытые газовые фонтаны или грифоны. Практика разработки месторождений показывает, что неболь-

шое количество песка, выносимого при исследовании скважин или кратковременных ее продувках, не оказывает существенно вреда. Образование конусов подошвенной воды или преждевременный прорыв краевой воды в скважины может существенно снизить проницаемость призабойной зоны и даже прекратить поступление газа в скважину. Возможность преждевременного обводнения скважины определяется в основном расстоянием от забоя до зеркала подошвенных вод или до контура краевых вод, проницаемостью пласта по вертикали и горизонтали, степенью неоднородности коллекторов и режимом эксплуатации скважины. Существуют некоторый оптимальный режим и определенная степень вскрытия пласта, позволяющая обеспечить предельный безводный дебит скважины. В случае прорыва на забой подошвенной воды необходимо на определенное время закрыть скважину, а затем эксплуатировать ее при дебитах, не допускающих образования конусов (эксплуатация на предельном безводном дебите). Прорыв контурных вод, как правило, нельзя устранить простым закрытием скважины. Обычно для этого в скважине проводят специальные работы по изоляции обводнившихся пропластков.

Технологические факторы. Образование гидратов природных газов на забое, в газопроводящей колонне и в поверхностных коммуникациях и сооружениях обусловлено, прежде всего, содержанием в них влаги. При изменении термодинамического равновесия во время эксплуатации месторождения на забое и в стволе скважины могут образовываться кристаллогидраты. Особенно это относится к месторождениям, пластовая температура в которых достаточно низка из-за высокого геотермического градиента. Образование кристаллогидратов создает серьезные трудности при эксплуатации скважин: изменяется их производительность и даже прекращается подача газа из скважин в результате образования гидратных пробок, обмерзания оборудования, выпадение конденсата в пласте и на забое скважин.

Необходимость получения вместе с газом максимально возможного количества конденсата может привести к уменьшению депрессий на пласт, что приводит к выпадению конденсата в пласте. С целью недопущения преждевременного выпадения конденсата в

пласте необходимо обеспечить предотвращение снижения пластового давления ниже давления начала конденсации.

При образовании конденсата на забое может возникнуть необходимость уменьшения диаметра фонтанных труб для обеспечения выноса конденсата с забоев скважин.

Обеспечение оптимальных условий обработки газа, а также для получения более высокого давления на входе в установки низкотемпературной сепарации на головке скважин давление держат на высоком уровне, что значительно снижает дебиты.

Технические факторы. Ограниченная пропускная способность фонтанных (обсадных) труб, газосборных сетей и промысловых сооружений по подготовке газа к транспорту приводит к эксплуатации скважин с дебитами, меньшими, чем те, которые установлены по геолого-промысловым факторам.

Снятие эксплуатационной колонны возможно при создании малых противодавлений на пласт, особенно на месторождениях, где пласты – неустойчивые, слабосцементированные породы, а также тогда, когда при эксплуатации скважин выносилось большое количество песка, ослабившего колонну.

Вибрация фонтанного оборудования обусловлена пульсацией газового потока при изменении давления. При больших дебитах газа вибрация фонтанного оборудования может привести к усталости материала и разрушению арматуры. Для устранения вибрации следует изменить частоту ее собственных колебаний путем уменьшения высоты арматуры или увеличения ее массы. Снижение дебитов газа также прекращает вибрацию оборудования.

Разрушение оборудования вследствие коррозии или эрозии. Содержание в газе CO_2 , H_2S при определенных влажности, температуре и скоростях потока приводит к интенсивному разрушению труб. Для разных месторождений причины коррозии различны в зависимости от свойств газа и воды и условий эксплуатации. При высоких дебитах скважин может происходить эрозионное разрушение труб, штуцеров, оборудования, так как при высоких скоростях газового потока разрушающая способ-

ность твердых частиц, движущихся вместе с газом, становится значительной.

К техническим условиям относятся также неудовлетворительное состояние забоя и подземного оборудования (загрязнение); недоброкачественность цементажа колонны; негерметичность обсадной колонны (приток воды, утечка газа); опасность разрыва колонны, для предотвращения этого явления эксплуатационную колонну рассчитывают на снижение давления до атмосферного.

Экономические условия сводятся к расчетам и выбору основных технико-экономических показателей рационального распределения потерь давления по системе пласт-скважина-газопровод в целом. Объемы добычи должны при этом быть такими, при которых приведенные затраты по месторождению будут наименьшими. Экономические факторы учитывают также потребности в газе. В летнее время происходит снижение потребления газа, производят уменьшение объемов добычи путем уменьшения дебитов скважин, некоторые скважины в летнее время отключают. Немаловажное влияние на объемы добычи газа имеет и маркетинговый фактор, т. е. наличие выгодного сбыта.

11.2. Выбор технологического режима эксплуатации скважин в различных условиях

При эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений стремятся получить максимально возможный дебит каждой скважины, что способствует уменьшению числа добывающих скважин и улучшению экономических показателей разработки месторождения. Однако следует отметить, что в уже эксплуатирующихся скважинах регулирование дебитов газа возможно лишь в результате изменения диаметров фонтанных труб и газопроводов, совершенствования конструкции забоя и проведения мероприятий технологического характера.

Под технологическим режимом эксплуатации газовых скважин подразумеваются условия, при которых обеспечиваются наибольшие дебиты газа и конденсата с учетом их

ограничивающих факторов и требований правил охраны недр и техники безопасности.

Различают фактический и расчетный технологический режим.

Фактический технологический режим устанавливает геологическая служба ежеквартально или раз в полгода в соответствии с данными проекта, результатами исследования, опыта эксплуатации.

Расчетный технологический режим определяют при составлении проектов разработки на много лет вперед. При составлении проекта разработки определяют изменение дебита, забойного и устьевого давлений во времени в зависимости от добычи газа в целом по месторождению.

Существует шесть технологических режимов:

- 1) режим постоянного градиента давления;
- 2) режим постоянной депрессии;
- 3) режим постоянного дебита;
- 4) режим постоянного забойного давления;
- 5) режим постоянного давления на головке скважины;
- 6) режим постоянной скорости при забое.

Расчеты технологического режима производят для трех случаев:

- 1) когда задана зависимость отбора газа во времени, т. е.

$$Q_G = Q_G(t);$$

- 2) когда отбор газа постоянный $Q_G = const$;

- 3) для периода падающей добычи при постоянном числе скважин, т. е. $n = const$.

Режим постоянного градиента давления ($\Psi = const$) характерен для условий разработки, приуроченной к относительно неплотным породам, способным разрушаться при высоких отборах газа из скважины. При этом должно соблюдаться условие:

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=R_c} = const.$$

Значение градиента давления определяют для начального дебита, при котором еще не наблюдается разрушения породы

$$\psi = A_0 \frac{Q_n}{P_3} + B_0 \frac{Q_n^2}{P_3^2}, \quad (11.1)$$

где A_0, B_0 – коэффициенты, определенные для скважин совершенных по степени и по характеру вскрытия.

$$A_0 = \frac{a}{2R_c \ln \frac{R_k}{R_c}}. \quad (11.2)$$

$$B_0 = \frac{b}{R_c^2 \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)}. \quad (11.3)$$

Режим постоянной депрессии. $\Delta P = P_n - P_3 = \text{const}$.

Этот режим используют в тех же случаях, что и режим постоянного градиента.

Режим постоянного дебита – этот режим удобен с точки зрения осуществления на практике. Он применяется для крепких коллекторов до тех пор, пока градиент давления не достигнет опасного значения.

Режим постоянного забойного давления применяют в тех случаях, когда нежелательно дальнейшее снижение забойного давления, например, в случаях выпадения конденсата на забое скважины.

Режим постоянного давления на головке скважины является разновидностью режима $P_3 = \text{const}$, более удобным для осуществления на практике. Он применяется в бескомпрессорный период эксплуатации, для поддержания в газопроводе постоянного давления, а также для осуществления низкотемпературной сепарации.

Режим постоянной скорости на забое $C = \frac{Q}{P_3} = \text{const}$

применяется в случаях, если происходит разрушение коллектора, а также в случае большого выноса с забоя скважины твердых

частиц и прискважинное оборудование не в состоянии эффективно очистить струю газа.

11.3. Автоматизация газового промысла

Газопотребление носит неравномерный характер и различно в разные сезоны года, дни недели и часы суток. Для согласования газопотребления с отбором газа из залежи осуществляют автоматическое регулирование производительности промысла, которое выражается в поддержании в заданных пределах давления в газосборной промысловой сети. Для этого на промысле выделяют две группы скважин:

- 1) базовые скважины с постоянным дебитом;
- 2) скважины, дебит которых автоматически регулируют для выравнивания неравномерности газопотребления.

Если регулируемые скважинами не обеспечивается компенсация изменения газопотребления, то диспетчер промысла изменяет в допустимых пределах дебит базовых скважин. Следует отметить, что все скважины и газосборные пункты связаны между собой через промысловый газосборный коллектор. Поэтому изменение работы одних скважин приводит к колебаниям давления в газосборной сети и отражается на работе других скважин.

Давление на выходе газосборного пункта измеряется манометром с пневмопреобразователем, выходной сигнал которого поступает на автоматический регулятор. Этот регулятор выдает корректирующий импульс на системы автоматического регулирования дебита скважин. При помощи переключателя можно перейти на ручное управление, а при помощи ручного датчика – дистанционно изменить задание регуляторам дебита скважин.

Система автоматического регулирования дебита скважин состоит из камерной диафрагмы, дифференциального манометра с пневмовыходом, регулятора и регулирующего штуцера. Может осуществляться также дистанционное регулирование с диспетчерского пункта по системе телемеханики. Дистанционный сигнал при

помощи электропневмопреобразователя преобразуется в пневматический сигнал и подается на регулятор расхода.

Регулирующий штуцер состоит из мембранного пневмопривода и регулирующего устройства. Под действием давления воздуха, поступающего от автоматического регулятора, мембрана развивает усилие, сжимает пружину и перемещает вниз шток с заслонкой, в результате чего изменяется проходное сечение штуцера. Оно пропорционально значению управляющего давления, которое изменяется от 20 до 100 кПа. Регулирующий штуцер комплектуется также сменными вкладышами, позволяющими ступенчато изменять рабочее проходное сечение в интервале 30–8 мм.

На устье скважин в зависимости от технологической необходимости и условий эксплуатации может быть предусмотрено автоматическое отключение (закрытие) скважины при отклонении давления газа в шлейфе от допустимого значения.

Для автоматического перекрытия ствола газовой скважины при разгерметизации устья и фонтанных труб, при увеличении дебита скважины выше допустимого значения и при возникновении пожара имеется **комплекс скважинного оборудования КППГ**. Он предназначен также для эксплуатации газовых скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. Клапан-отсекатель комплекса спускается в скважину при помощи спускного инструмента на тросе («канатная техника») после выхода скважины на заданный режим эксплуатации. Он фиксируется и уплотняется совместно с уравнительным клапаном и замком в посадочном nipple. При дебите скважины выше заданного клапан автоматически перекрывает ствол скважины. Автоматическое управление газовым промыслом позволяет улучшить и упорядочить эксплуатацию как отдельных объектов, так и всей системы в целом, сократить численность обслуживающего персонала и снизить затраты на добычу и подготовку газа. Предпосылки автоматизации газовых и газоконденсатных промыслов — непрерывность технологического процесса добычи и транспорта газа, а также отсутствие

необходимости в постоянном обслуживающем персонале на объектах промыслов.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют условия ограничения дебита в газовых скважинах?
2. Перечислите технологические режимы эксплуатации газовых скважин.
3. Какой технологический режим следует применять в скважинах с слабосцементированными рыхлыми породами?
4. Как устанавливают технологический режим эксплуатации газовых скважин?
5. Какие средства автоматизации применяют при эксплуатации газовых скважин?

12. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Дебиты газовых скважин при одинаковых диаметрах, режимах эксплуатации пласта, величине пластового давления можно увеличить снижением фильтрационного сопротивления при движении газа в призабойной зоне пласта. Это возможно за счет образования каналов, каверн и трещин в ней, уменьшения содержания твердых частиц и жидкостей в поровых каналах.

Известны следующие методы воздействия на призабойную зону пласта:

1) физико-химические: солянокислотная обработка (СКО); термокислотная обработка (ТКО); обработка поверхностно-активными веществами (ПАВ); осушка призабойной зоны сухим обезвоженным газом;

2) механические: торпедирование; гидравлический разрыв пласта (ГРП); гидropескоструйная перфорация (ГПП); ядерный взрыв;

3) комбинированные: ГРП+СКО; ГПП+СКО.

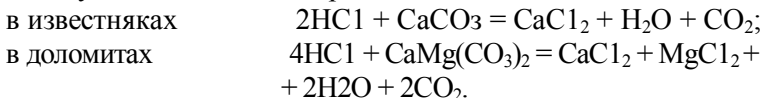
Выбор метода воздействия на призабойную зону скважин зависит от литологического и минералогического составов пород и цементирующего материала газоносных горных пород, давления и температуры газа и пород пласта, толщины продуктивного горизонта, неоднородности пласта вдоль разреза.

12.1. Солянокислотная обработка

Солянокислотная и термокислотная обработка призабойных зон скважин дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах (известняках, доломитах) и песчаниках с карбонатным цементирующим веществом. В песчаниках с глинистым цементирующим материалом эффективна обработка соляной и плавиковой кислотами (так называемой грязевой кислотой).

Солянокислотная обработка основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы. При этом проис-

ходят следующие химические реакции:



В зависимости от пластовых условий на практике применяют 8–15 %-ную соляную кислоту. Техническая соляная кислота поставляется заводами концентрированной, на промысле ее разбавляют водой до нужной концентрации.

Для снижения коррозии металлического оборудования в процессе СКО используют вещества, называемые ингибиторами коррозии, в качестве которых применяют формалин (CH_2O), уникол ПБ-5, И-1-А с уротропином, а также сульфолон, ДС-РАС, диссольван 4411, нейтрализованный черный контакт (НЧК).

Продукты взаимодействия кислоты с породой удаляются из пласта в процессе освоения скважины. Для облегчения этого процесса в кислоту добавляют интенсификаторы, снижающие поверхностное натяжение продуктов реакции – НЧК, спирты, препарат ДС и другие ПАВ.

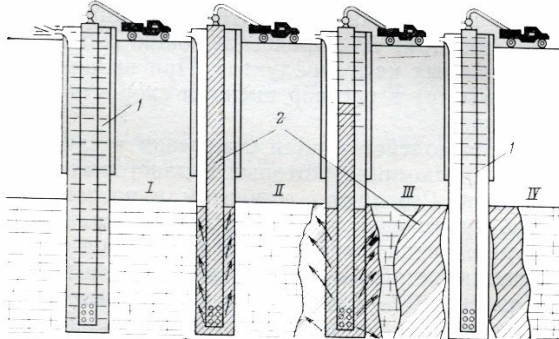


Рис. 12.1. Схема проведения кислотной обработки

Порядок добавления различных реагентов в кислоту при подготовке ее к закачке в скважину следующий: вода – ингибиторы – стабилизаторы (уксусная и плавиковая кислоты) – техническая соляная кислота – хлористый барий – интенсификатор.

Кислота нагнетается в скважину в объеме от 0,5 – 0,7 до 3–4 м³ на 1 м длины фильтра с помощью специальных агрегатов, например Азинмаш-30, смонтированных на автомашине КрАЗ-219, а также цементируемых агрегатов ЦА-300, ЦА-320М, 2АН-500. Время реакции кислоты с момента окончания закачки не должно превышать 6–8 ч. Результаты определяют по данным исследований скважин после обработки. Обработка считается успешной, если уменьшается коэффициент *C*, увеличивается дебит скважины при той же депрессии на пласт.

Неблагоприятные условия для проведения СКО:

- близость подошвенных и контурных вод;
- значительное снижение пластового давления (на 60–70% от первоначального);
- приток в скважину даже незначительного количества пластовой воды;
- нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изолировать их от обрабатываемого интервала.

12.2. Гидравлический разрыв пласта

Торпедирование, гидравлический разрыв пласта, гидropескоструйную перфорацию обычно применяют в пластах, сложенных крепкими, плотными породами, имеющими небольшую проницаемость, пористость, но высокое пластовое давление.

Сущность гидравлического разрыва пласта — создание на забое скважин высокого давления, которое превышало бы местное горное давление на величину, зависящую от прочностных свойств горных пород. При таком увеличении давления в пласте образуются трещины или расширяются ранее существовавшие, что приводит к значительному увеличению проницаемости пласта. Созданные трещины закрепляют крупнозернистым песком или проппантом.

Давление гидравлического разрыва, ориентация и размеры образующихся при этом трещин зависят от горного давления, т. е. давления вышележащих горных пород, характера и параметров естественной трещиноватости газоносных пород, а также величины пластового давления.

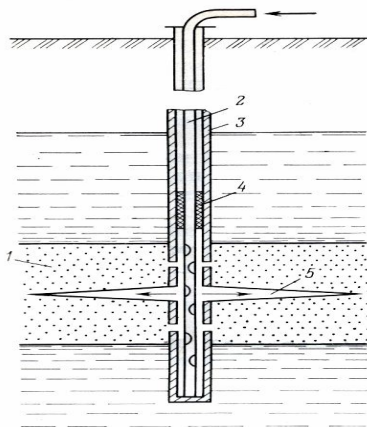


Рис. 12.2. Схема проведения гидравлического разрыва пласта:

1 – продуктивный пласт; 2 – НКТ;

3 – эксплуатационная колонна; 4 – пакер

В процессе гидравлического разрыва пласта должны быть созданы такие условия, при которых в пласте возникают и закрепляются трещины. Скорости нагнетания жидкости разрыва должны быть такими, чтобы закачиваемый объем превышал приемистость пласта, подвергающегося гидравлическому разрыву. Необходимая скорость закачки зависит от вязкости жидкости разрыва и параметров призабойной зоны (проницаемости, толщины, конструкция забоя). Из этого следует, что в низкопроницаемых породах гидравлический разрыв может быть при сравнительно малых скоростях закачки с использованием жидкостей небольшой вязкости. В высокопроницаемых породах необходимо применять жидкости разрыва большой вязкости или существенно повышать скорости нагнетания.

Виды ГРП

Направленный ГРП. Рекомендуется проводить в известняковых породах. При этом в трещины песок не закачивается, а

в скважины закачивается меловой раствор с фракцией мела до 0,5 мм.

В намеченном интервале с помощью гидropескоструйного перфоратора нарезают вертикальные и горизонтальные щели (в зависимости от желаемой направленности будущих трещин).

В качестве жидкости разрыва используют керосино-кислотную или конденсато-кислотную эмульсию, которые растворяют карбонатные породы на поверхности трещин и расширяют их. Для известняков время реакции эмульсии должно быть не менее суток, а для карбонатных пород с меньшей растворимостью – 2–3 сут.

Поинтервально-направленный ГРП. При поинтервальном направленном гидроразрыве способом «снизу-вверх» вначале по каротажной диаграмме намечают интервалы разрыва. В заполненную меловым раствором скважину спускают НКТ с гидropескоструйным перфоратором. Нижний интервал перфорируют в трёх положениях перфоратора, поворачивая его каждый раз на 30°. Перфорационные каналы располагаются в одной плоскости. Затем НКТ с перфоратором поднимают на поверхность, а в скважину спускают насосно-компрессорные трубы с пакером, который устанавливают выше проперфорированного интервала.

Производят гидроразрыв пласта в надрезанном интервале. После этого НКТ с пакером поднимают на поверхность, а в скважину опускают НКТ с перфоратором, чтобы провести перфорацию второго снизу выбранного для ГРП интервала. Описанные операции повторяют для всех выбранных интервалов.

После окончания поинтервального ГРП скважину промывают и спускают насосно-компрессорные трубы до забоя. Затем её осваивают и продувают. Целью удаления из пласта мелового раствора производят солянокислотную обработку. Объём закачиваемой кислоты берётся равным поглощенному объёму мелового раствора. Через 6–8 ч скважину вновь осваивают и продувают. Затем скважину передают в эксплуатацию.

Поинтервальный направленный ГРП “сверху-вниз” отличается тем, что вначале обрабатывается верхний интервал, затем

второй сверху (первый при этом располагается выше пакера) и так далее до самого нижнего интервала.

Ненаправленный многократный ГРП. Технология проведения ненаправленного многократного ГРП следующая. Вначале поводят простой ГРП. После закачки песка в первые порции продавочной жидкости вводится закупоривающий материал – резиновые или капроновые шарики, резиновая дробь, крупные дубовые опилки, а также смесь 3 %-ного водного раствора КМЦ с вязкостью 90 сП с мелом. На 100 л такой смеси требуется 30 кг мела фракции 5–7 мм и 100 кг мела фракции менее 5 мм. Закупоривающий материал закачивают в количестве необходимом для перекрытия перфорированного участка колонны в интервале 2–2,5 м.

С помощью указанных веществ перекрывают устье трещины и в скважине вновь производится гидроразрыв в каком-то интервале.

Разрыв проводится также обычным способом и по его окончании в скважину вновь вводят закупоривающий материал. Перекрыв устье второй трещины, вновь проводят ГРП и т. к. д.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют методы воздействия на призабойную зону скважин?
2. В каких скважинах целесообразно применение соляно-кислотной обработки?
3. Какие реагенты используют при кислотных обработках?
4. В каких пластах проводят гидравлический разрыв?
5. Что используют в качестве жидкости разрыва?
6. Как осуществляют закрепление трещин при ГРП?

13. СБОР ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ

13.1. Требования отраслевых стандартов к качеству газа и конденсата

При транспорте газа и конденсата по трубопроводам возможно образование жидкостей (воды и углеводородного конденсата) и твердой фазы (кристаллогидратов углеводородных газов и льда). Это приводит к уменьшению пропускной способности трубопроводов, увеличению мощности силового привода компрессоров для сжатия газа, эрозии, коррозии и преждевременному износу газопровода, оборудования компрессорных станций, закупорке контрольно-измерительных и регулирующих приборов, загрязнению окружающей среды при продувке и очистке газопроводов, авариям, ухудшению технико-экономических показателей как добычи сырья и его переработки, так и магистрального транспортирования газа.

13.2. Требования к качеству сухого газа

Сухой газ, подаваемый в магистральные газопроводы, должен иметь определенные физико-химические свойства или товарные кондиции, установленные стандартами.

Требования к качеству природного газа, подаваемого в магистральный газопровод приводятся в табл. 13.1.

Таблица 13.1
Требования к качеству природного газа, подаваемого
в магистральный газопровод ГОСТ 5542-87

Наименование Показателей	Значение для микроклиматических районов			
	Умеренный		холодный	
	1.05 – 30.09	1.10- 30.04	1.05- 30.09	1.10- 30.04
Точка росы по влаге, °С	-3	-5	-10	-20
Точка росы по конденсату, °С	0	0	-5	-10
Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,02	0,02	0,02	0,02

Продолжение табл. 13.1

1	2	3	4	5
Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036	0,036	0,036	0,036
Объемная доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0
Теплота сгорания высшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	32,5	32,5	32,5
Масса механических примесей, г/м ³ , не более	0,003	0,003	0,003	0,003

Требования к конденсату

Товарные кондиции стабильного конденсата, используемого в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводах, определяются ОСТ 51.65–80 «Конденсат газовый стабильный». Для конденсата в ОСТ установлены следующие показатели:

- давление насыщенных паров с 1 апреля по 30 сентября – не более 66 661 Па, с 1 октября по 31 марта – не более 93 325 Па;
- массовая доля воды – не более 0,1 %;
- массовая доля механических примесей – не более 0,005 %;
- содержание хлористых солей — не более 10 мг/л;
- массовая доля общей серы не нормируется (определение по требованию потребителя);
- плотность при 20 °С не нормируется, определение обязательно.

В настоящее время определяется плотность конденсата при 15 °С.

13.3. Схемы сбора и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата

При этих схемах каждая скважина имеет отдельную технологическую нитку и комплекс прискважинного оборудования для очистки газа от механических примесей, жидкостей и предотвращения образования кристаллогидратов углеводородных

газов (сепараторы, конденсатосборники, установки для ввода метанола в поток газа и т. д.).

Линейная схема (Рис.13.2, а) применяется на газовых месторождениях с вытянутой площадью газоносности, **лучевая схема** (Рис.13.2, б) – при раздельной эксплуатации газовых пластов с различными начальными давлениями и составом газа, **кольцевая схема** (Рис.13.2, в) – на больших по размерам площадях газоносности с большим числом скважин и различными потребителями газа.

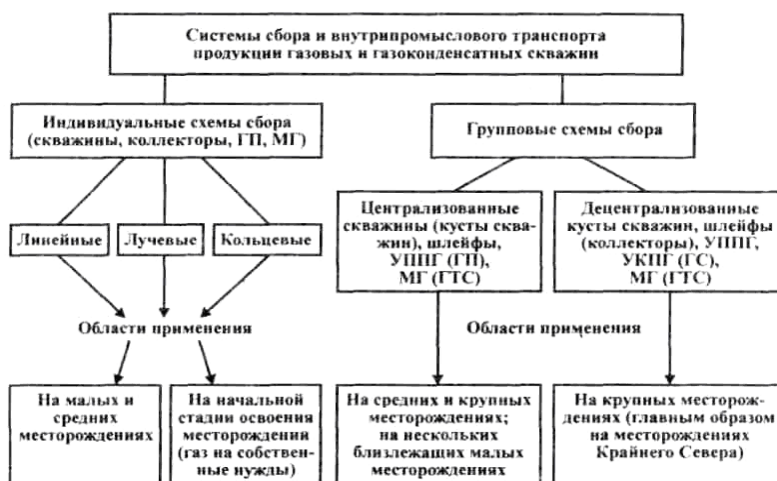


Рис. 13.1. Общая классификация систем сбора газа

Вышеописанные схемы промыслового сбора и транспорта газа с прискважинными сооружениями и отдельными технологическими нитками промысловой обработки газа для каждой скважины имеют следующие *недостатки*:

- промысловое оборудование установлено на большей территории;
- скважины с прискважинным оборудованием для очистки, сушки и замера газа требуют большого числа квалифицированного обслуживающего персонала;

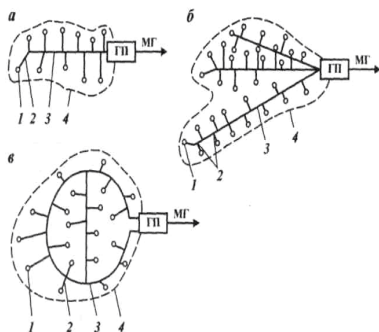


Рис. 13.2. Схемы промышленного сбора газа и конденсата:

а – линейная; б – лучевая;
в – кольцевая; 1 – скважины;
2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор;
4 – контур газонаосности;
5 – кольцевой газосборный коллектор; ГСП – групповой сборный пункт; МГ – магистральный газопровод;
ГП – газосборный пункт

- значительные длина промышленных дорог, металлоемкость коммуникаций водоснабжения, теплоснабжения и доставки реагентов;

- сложность устройства и функционирования систем дистанционного измерения давления, температур, расходов, управления технологическим режимом работы скважин и прискважинного оборудования;

- значительные потери газа и конденсата в запорной арматуре и прискважинных сооружениях.

Групповую схему сбора внутрипромыслового транспорта газа и конденсата применяют при разработке газоконденсатных месторождений (Рис.13.3). В этом случае отделение твердых взвесей от газа, получение углеводородного конденсата, измерение объемов сухого газа и конденсата проводят на газосборном пункте (ГП), который стал называться установкой комплексной подготовки газа—УКПГ, которая размещается, как правило, в центре группы скважин. Газ и конденсат от УКПГ по самостоятельным трубопроводам поступают на промысловый газосборный пункт (ПГСП) или головные сооружения магистрального газопровода (ГС). При получении сухого газа и стабильного конденсата возможны две схемы промышленной обработки газоконденсатной смеси:

- децентрализованная ;
- централизованная.

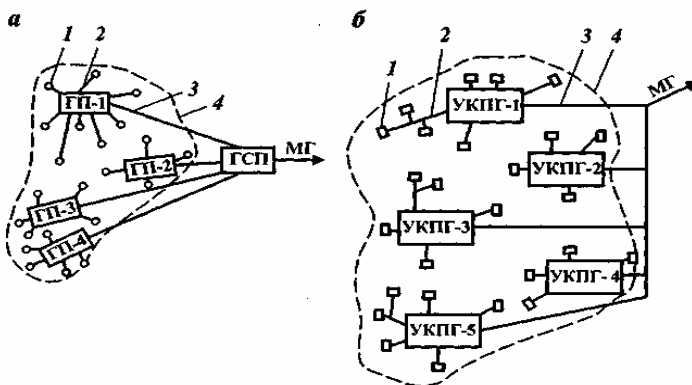


Рис. 13.3. Групповая схема сбора газа и конденсата:
а – централизованная, б – децентрализованная

Если сухой газ и стабильный конденсат приобретают товарные кондиции на групповых пунктах сбора и обработки газа (УКПГ, где установлено все необходимое для этого оборудование) схема называется **децентрализованной**.

Централизованной называется схема получения сухого газа и конденсата с заданными товарными кондициями на промышленном газосборном пункте или головных сооружениях магистрального газопровода. В этом случае на УКПГ осуществляются лишь сбор и первичная сепарация газа, и они называются установками предварительной подготовки газа — УППГ.

К основным достоинствам групповой системы сбора относятся независимость контроля и регулировки работы отдельных скважин, возможность полной автоматизации процессов, высокая надежность работы установок, относительно простое решение проблемы борьбы с гидратами. При групповой системе значительно упрощаются промышленная канализация, тепло- и энергоснабжение, ремонт оборудования, ревизия его состояния,

облегчаются организация строительных и монтажных работ и их индустриализация.

Эти преимущества способствовали тому, что, несмотря на несколько повышенные по сравнению с более простыми системами капитальные вложения, групповая система сбора и подготовки газа получила наибольшее развитие на современных газовых и газоконденсатных промыслах.

На современном газовом промысле устанавливаются сложное и дорогостоящее оборудование, машины и приборы, назначение которых – подготовка кондиционного газа и конденсата, отделение и сбор попутного сырья (серы, гелия, ртути). Все установленное на промысле поверхностное оборудование должно удовлетворять следующим основным требованиям: бесперебойно вырабатывать и подавать потребителям газ, конденсат и все полезные компоненты в течение всего срока разработки месторождения; наиболее полно использовать пластовое давление для добычи сырья, его обработки и переработки, получения холода или электроэнергии для транспортирования сырья потребителям; обеспечения наилучших технико-экономических показателей по системе газоснабжения в целом.

К поверхностному промысловому оборудованию относятся:

- каплеотбойники** для улавливания жидкой и твердой фаз из газового потока, поступающего из скважин;
- сепараторы** для изменения термодинамической характеристики газа с целью выделения воды, конденсата и улавливания их;
- теплообменники** для предварительного охлаждения потока газа с целью повышения эффективности работы оборудования;
- конденсаторы, испарители** для конденсации паров, для стабилизации жидкостей;
- насосы, компрессоры, детандеры** – машинное оборудование для перекачки жидкостей, подъема давлений, для выработки холода соответственно;

- абсорберы** – основной элемент оборудования при извлечении жидких углеводородов и воды из газа жидкими поглотителями (гликолями);
- адсорберы** – основной элемент оборудования при извлечении жидких углеводородов и воды из газа твердыми поглотителями;
- регуляторы** давлений, температуры, уровней жидкости, манометры, термометры, влагомеры – приборы, регулирующие и контролирующие технологический процесс подготовки газа и конденсата.

Перечисленные выше элементы оборудования входят в установки низкотемпературной сепарации газа (НТС), искусственного холода (ИХ), стабилизации конденсата (СК), регенерации диэтиленгликоля (РДЭГ), промышленной канализации, защиты окружающей среды или в состав оборудования заводов для абсорбционной (с жидким сорбентом) или адсорбционной (с твердым сорбентом) переработки газоконденсатного сырья, в промышленные дожимные, компрессорные станции (ДКС).

13.4. Промысловые дожимные компрессорные станции

Назначение ДКС:

1) сжатие газа до необходимого давления – при подаче газа в МГ это давление может изменяться от 3,7 до 10 МПа; в процессе транспортирования газа на химические комбинаты, ТЭЦ, сажевые заводы, на технологические нужды промышленных предприятий давление у потребителя изменяется от 0,5 до 1,7 МПа; при работе УКПГ давление обрабатываемого газа может достигать 8 МПа;

2) увеличение газоотдачи пласта понижением давления на всем пути движения газа из пласта до приемного коллектора ДКС и в самой залежи; практика показывает, что в бескомпрессорный период эксплуатации газовых месторождений можно отобрать 50 – 60 % от начальных запасов газа в них, в компрессорный же период эксплуатации – еще 20–30 %;

3) увеличение дебитов добывающих скважин уменьшением забойного давления и, следовательно, увеличением депрессии;

4) улучшение технико-экономических показателей начального участка МГ большой протяженности или МГ небольшой длины.

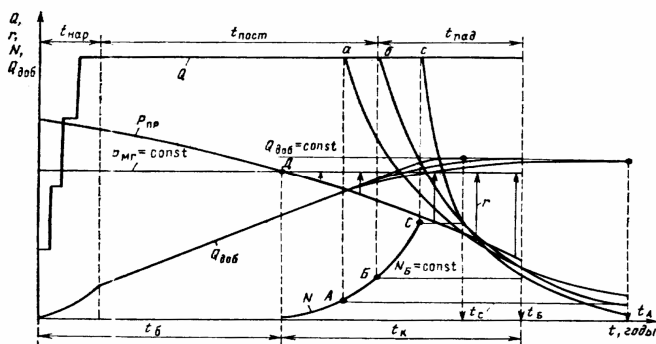


Рис. 13.4. Зависимости от времени показателей $p_{пр}$ – давления на приеме, r – степени сжатия газа, N – мощности компрессоров, t – времени разработки залежи, $Q_{доб}$ – объема добытого газа

При уменьшении давления газа на приеме ДКС $p_{пр}$ увеличивается мощность силового привода N для сжатия газа, уменьшается подача одного компрессора (рис. 13.4). При постоянном расходе отбираемого из залежи газа Q возрастает как число ступеней сжатия газа, так и число компрессоров, работающих параллельно в одной ступени.

Увеличение мощности ДКС позволяет уменьшить время извлечения из месторождения заданного объема газа. При одинаковом объеме добытого газа. $Q_{доб} - N_C > N_B > N_A$ и $t_C > t_B > t_A$.

Эксплуатация промысловой ДКС характеризуется:

- непрерывно изменяющейся степенью сжатия (степень сжатия компрессора характеризуется отношением давления на выходе из компрессора к давлению на приеме $r = P_{вык} / P_{пр}$);

- расходом перекачиваемого газа одним компрессором и всей станцией;
- увеличением числа компрессоров;
- сложной технологической схемой их компоновки;
- необходимостью регулирования компрессоров для уменьшения удельной мощности на сжатие газа.

Основные типы компрессорных агрегатов

Для сжатия газа до заданного давления на промышленных ДКС можно использовать поршневые, центробежные и винтовые компрессоры.

Поршневые компрессоры – это машины статического сжатия газа уменьшением объема, занимаемого постоянной массой газа.

Практика показывает, что поршневые компрессоры рациональнее использовать на ДКС в тех случаях, когда степень сжатия больше двух ($r > 2$), давление на приеме достаточно высокое ($P_{пр} > 3$ МПа), а расход газа относительно небольшой.

Число ступеней сжатия на ДКС для компрессоров, работающих *последовательно*, можно определить по формуле

$$n_c = \lg \left(\frac{p_B}{p_{\Pi}} \right) / \lg r_0, \quad (13.1)$$

где r_0 – степень сжатия в одном компрессоре.

Число компрессоров, работающих *параллельно* при одной ступени сжатия можно определить с учетом мощности

$$n = N/N_0, \quad (13.2)$$

где N и N_0 – общая мощность, необходимая для политропного процесса сжатия до необходимого давления, и мощность силового привода, выбранного типа компрессора.

Поршневые компрессоры (газопоршневые агрегаты – ГПА) характеризуются большими металлозатратами и удельной площадью (удельная масса агрегата на 1 кВт силового привода составляет 28 – 62 кг, масса агрегатов различных модификаций колеблется от 25 до 100 т, удельная площадь цеха 2,5 – 56,85 м² на 100 кВт).

Для перекачки газа используют поршневые ГПА двух типов:

1) газомоторкомпрессоры (ГМК), состоящие из газового двигателя и поршневого компрессора, соединенных одним коленчатым валом;

2) комбинированные (спаренные) агрегаты, состоящие из газового или электрического двигателя и соединяемого с ним через муфту или отдельного поршневого компрессора.

Применение ГМК эффективнее, чем комбинированных агрегатов.

Центробежные компрессоры – это машины динамического сжатия газа в результате значительного увеличения скорости его движения с последующим превращением кинетической энергии потока в потенциальную энергию давления в диффузорах.

Зная общую степень сжатия на ДКС $r_0 = P_{\text{вык}} / P_{\text{пр}}$, число ступеней сжатия n_c , можно определить степень сжатия в одной ступени

$$r_i = \sqrt[n_c]{P_{\text{в}} / P_{\text{п}}}, \quad (13.3)$$

а затем рассчитать производительность и мощность.

Приводом для центробежных компрессоров может служить авиационная турбина, переоборудованная на газовое топливо. Этот газоперекачивающий агрегат обладает высоким коэффициентом готовности, полной автоматизацией работы, автономностью, легкостью замены компрессора или турбины, дистанционным управлением. Удельная масса центробежных компрессоров со стационарным газотурбинным приводом составляет 8–19 кг на 1 кВт, с авиационным двигателем 0,3–0,8 кг на 1 кВт.

Винтовые компрессоры принадлежат к классу объемных (поршневых) машин, повышающих давление сжимаемого газа уменьшением объема рабочей полости компрессора в цикле процесса сжатия.

Винтовые компрессоры характеризуются отсутствием функциональной связи между их подачей и степенью сжатия газа; высоким совершенством процесса сжатия газа, вследствие того, что не происходит соприкосновения и трения роторов; незначительными газодинамическими потерями давления газа на

входе и выходе (т. к. отсутствуют клапаны и мертвые пространства); малой пульсацией газового потока; прямоотчностью движения газа; быстроходностью. Винтовые компрессоры по своим параметрам превосходят поршневые и при тех же значениях подачи и степени сжатия газа имеют меньшие массу и габариты – соответственно в 10–100 и в 3–10 раз.

Требования к газоперекачивающим агрегатам:

1) высокий к.п.д. компрессора при широком изменении степени сжатия газа и его расхода;

2) большая степень сжатия газа в одной ступени (агрегата) для уменьшения числа машин, работающих последовательно;

3) большая подача одного компрессора для уменьшения числа машин, работающих параллельно;

4) возможность регулирования подачи и степени сжатия газа в агрегате для полного использования мощности силового привода;

5) привод дожимного компрессора должен иметь небольшие массу на единицу мощности и габариты, допускать полную автоматизацию работы и дистанционное управление;

6) компрессорные агрегаты должны быть транспортабельными, размещаться в легких сооружениях сборного типа;

7) высокая надежность и большой ресурс работы основных элементов;

8) низкий уровень шума и вибраций;

9) высокий уровень заводской готовности и комплектности, блочность исполнения.

Размещение ДКС на УКПГ зависит от давления максимальной конденсации процесса, метода извлечения из газа углеводородных и неуглеводородных компонентов, географических и климатических условий района расположения месторождения.

В определенных условиях конкретных месторождений рациональным может быть размещение ДКС первой ступени сжатия газа до БТДА-5/100, второй – после турбохолодильной установки.

Контрольные вопросы

1. Какие требования стандартов к сухому газу и конденсату?
2. Какие существуют системы сбора газа?
3. Объясните разницу между централизованной и децентрализованной схемой.
4. Для чего используют дожимные компрессорные станции?
5. Какие типы компрессоров применяют на ДКС?
6. Требования к газоперекачивающим агрегатам.

14. МЕТОДЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА К ТРАНСПОРТИРОВКЕ

14.1. Очистка газа от механических примесей

Очистка газа по пути его следования от месторождения до потребителя производится в несколько ступеней. Первая ступень – установка внутрискважинного фильтра для ограничения выноса породы призабойной зоны. Вторую ступень очистки газ проходит на промысле в наземных сепараторах, в которых сепарируется жидкость (вода и конденсат) и газ очищается от частиц породы и пыли.

Промысловые аппараты работают по принципу выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа или по принципу использования действия центробежных сил при специальной закрутке потока. Поэтому промысловые аппараты очистки делятся на гравитационные и циклонные. Гравитационные аппараты, в свою очередь, подразделяются на вертикальные и горизонтальные. Вертикальные гравитационные сепараторы рекомендуют для очистки газов, содержащих твердые частицы и тяжелые смолистые фракции, т. к. они имеют лучшие условия очистки и дренажа.

На рис. 14.1 изображен гравитационный односекционный сепаратор. Он имеет тангенциальный подвод газа (скорость в нем достигает 15–20 м/с), что способствует выпадению в сепараторе твердой взвеси и капельной влаги. В основном он работает по принципу выпадения взвеси при малых скоростях восходящего потока газа. Опыт эксплуатации показал, что скорость газа на выходе из сепаратора не должна превышать 0,1 м/с при давлении 6 МПа.

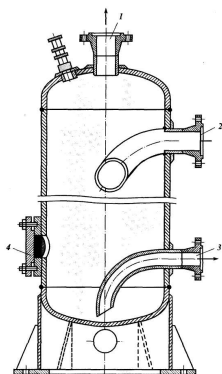


Рис. 14.1. Гравитационный односекционный сепаратор при рабочем давлении:

1, 2 – выходной и входной патрубки; 3 – люк; 4 – патрубок для продувки сепаратора

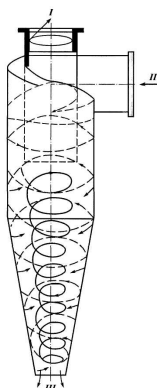


Рис. 14.2. Схема движения газов в циклоне:

I – выход газа; II – вход газа; III – удаление продуктов очистки

Вертикальные сепараторы изготавливают диаметром 400–1650 мм, горизонтальные – диаметрами 400–1500 мм при максимальном давлении 16 МПа. При оптимальной скорости газа эффективность сепарации достигает 70 – 80 %. В связи с большой металлоемкостью и недостаточной эффективностью гравитационные сепараторы применяют редко.

На рис. 14.2 схематически изображена работа циклонного сепаратора. Корпус циклона и патрубок для выхода газа образуют внутреннее кольцевое пространство. В нижней части имеется отверстие для отвода осадка из циклона.

При тангенциальном вводе газ в сепараторе приобретает в кольцевом пространстве и конусе вращательное движение, вследствие чего из газа выпадают механические взвеси (твердые и жидкие) и опускаются в сборный бункер. Газ с уменьшенной скоростью выходит через верхний патрубок.

Третья ступень очистки газа производится на линейной части газопровода и компрессорных станциях. На линейной части устанавливают конденсатосборники, так как в результате несовершенной сепарации на промысле газ может иметь жидкую фазу.

Наибольшее распространение получил конденсатосборник типа «расширительная камера» (рис. 14.3). Принцип ее работы основан на выпадении из потока газа капелек жидкости под действием силы тяжести из-за местного снижения скорости потока при увеличении диаметра трубопровода.

При эксплуатации газопроводов с системой «расширительных камер» возникают затруднения, связанные с пропуском устройств для очистки внутренней полости трубопровода. Для этого необходимо предусматривать специальные направляющие для беспрепятственного прохождения через них очистного устройства. Для очистки газа от механических примесей на отечественных газопроводах применяют установки с пылеуловителями (рис. 14.5 и 14.6).

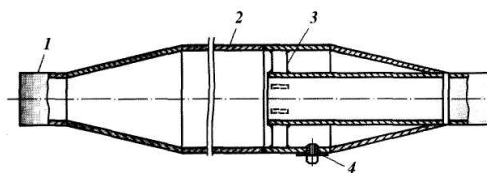


Рис. 14.3. Конденсатосборник типа «расширительная камера»:
1 – газопровод; 2 – расширительная камера; 3 – ребра жесткости;
4 – конденсатоотводная трубка

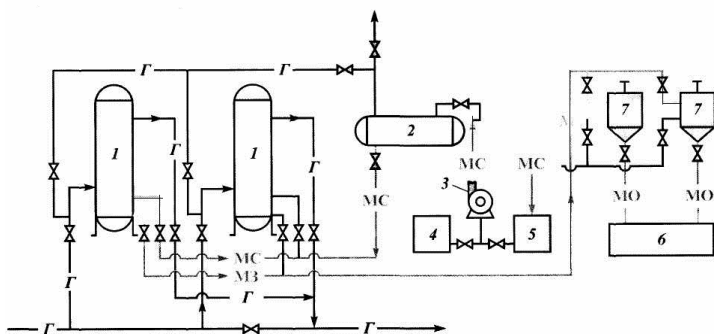


Рис. 14.4. Схема установки пылеуловителей

Природный газ G , пройдя пылеуловители I , направляется в компрессорный цех. Пылеуловители заполнены маслом. По мере загрязнения масло МЗ (загрязненное масло) передвливается из пылеуловителей I в отстойники 7. Свежее масло (МС) поступает в пылеуловители самотеком из масляного аккумулятора 2. Предварительно в аккумуляторе и пылеуловителях выравнивается давление. В масляный аккумулятор масло подается насосом 3 из мерного бака 5 или из бака свежего масла 4. При этом аккумулятор отключают от пылеуловителей и находящийся в них газ выпускают в атмосферу. В мерный бак масло поступает самотеком из отстойников 7. Отбросное масло (МО) вместе со шламом, накапливающимся в нижней части отстойников, спускают в сборную емкость 6.

Вертикальный масляный пылеуловитель (ПУ) представляет собой вертикальный стальной цилиндр со сферическим днищем, рассчитанным на рабочее давление в газопроводе (рис. 14.5).

Диаметр пылеуловителя составляет 1080 — 2400 мм. Внутри ПУ находятся устройства, обеспечивающие контактирование масла с газом и отделение частиц масла от газа при выходе его из аппарата. Газ поступает в пылеуловитель через входной патрубок 7. Благодаря отбойному козырьку 8 газ меняет свое направление и движется к поверхности масла, находящегося в нижней части аппарата. Крупные посторонние частицы при

этом сразу же выпадают и оседают на дно. Уровень масла устанавливается на расстоянии 25–30 мм от концов вертикальных трубок 3.

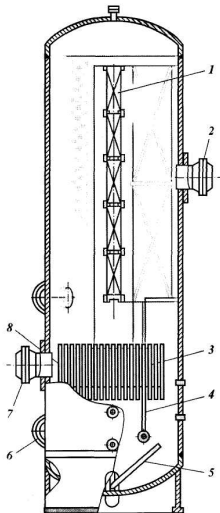


Рис. 14.5. Вертикальный масляный пылеуловитель

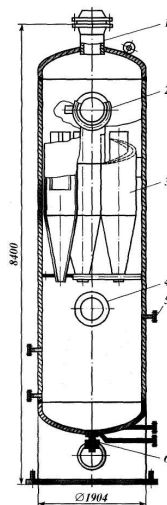


Рис. 14.6. Циклонный пылеуловитель пропускной способностью 20 млн м³/сут и рабочим давлением 7,5 МПа:

- 1 – выходной патрубок для газа;
- 2 – входной патрубок; 3 – циклоны;
- 4 – люк; 5 – штуцеры контролирующих приборов; 6 – дренажный штуцер

При этом газ устремляется вверх, захватывая с собой частицы масла. В трубках 3, а далее в средней свободной части пылеуловителя газ интенсивно перемешивается с маслом, которое поглощает содержащиеся в газе частицы, а также поступающий вместе с газом конденсат тяжелых углеводородов.

При этом уровень масла повышается. По мере выхода газа из вертикальных трубок скорость его резко уменьшается. Более крупные частицы жидкости при этом выпадают и по дренажной трубке 4 стекают вниз. Из свободной средней части пылеуловителя газ и масляный туман поступают в его верхнюю часть, а

оттуда в жалюзийное сепарационное устройство 1, в котором отбирается мелкозернистая взвесь. Очищенный газ выходит через патрубок 2. Загрязненное масло удаляется из поддона через дренажную трубку 5. Полная очистка пылеуловителя производится 3–4 раза в год через люк 6. Количество заливаемого масла в пылеуловитель диаметром 2400 мм не превышает $1,5 - 2,0 \text{ м}^3$. Чтобы обеспечить нормальную работу пылеуловителей, необходимо поддерживать постоянный уровень масла. Пропускная способность вертикальных масляных пылеуловителей при заданном давлении ограничивается скоростью потока газа в контактных трубках, которая не должна превышать $1 - 3 \text{ м/с}$. Преимущество вертикального масляного пылеуловителя по сравнению с другими конструкциями пылеуловителей заключается в высокой степени очистки (общий коэффициент очистки достигает $97 - 98 \%$); к недостаткам относятся большая металлоемкость, наличие жидкости и ее унос (допускается не более 25 г на 1000 м^3 газа), большое гидравлическое сопротивление ($0,0350 - 0,05 \text{ МПа}$), чувствительность к изменению уровня жидкости и др. На компрессорных станциях для очистки газа применяются также циклонные пылеуловители. Циклонный пылеуловитель (рис. 14.6) представляет собой сосуд цилиндрической формы с встроенными в него циклонами. Газ поступает через боковой верхний патрубок в распределитель, к которому приварены своими входными патрубками звездообразно расположенные циклоны, неподвижно закрепленные на нижней решетке. Отсепарированная жидкость и твердые частицы по дренажному конусу циклона попадают в отстойник. Для автоматического удаления собранного шлама предусмотрен дренажный штуцер. Качество очистки повышается с уменьшением диаметра циклона. Поэтому созданы батарейные циклоны, объединяющие в своем корпусе группу циклонов малого диаметра. Закручивание потока происходит в циклонах типа «розетка» и «улитка». При работе по системе газ – твердая взвесь пропускную способность батарейных циклонов обычно рассчитывают, исходя из допусти-

мых скоростей газа, обеспечивающих достаточно полное удаление твердой взвеси из газового потока. При большом расходе газа наблюдается чрезмерный эрозионный вынос и повышенный перепад давления газа. Эффективность очистки газа батарейными циклонами колеблется в пределах 85–98 % и уменьшается с увеличением его пропускной способности. При работе по системе газ – твердая взвесь пропускную способность батарейных циклонов обычно рассчитывают, исходя из допустимых скоростей газа, обеспечивающих достаточно полное удаление твердой взвеси из газового потока. При большом расходе газа наблюдается чрезмерный эрозионный вынос и повышенный перепад давления газа. Эффективность очистки газа батарейными циклонами колеблется в пределах 85–98 % и уменьшается с увеличением его пропускной способности. В настоящее время широко применяются циклонные пылеуловители диаметром 1600 мм на рабочее давление до 7,36 МПа.

14.2. Низкотемпературная сепарация газа

Этот метод основан на изменении влажности газа в зависимости от температуры. При охлаждении газа часть влаги, находящейся в нем в паровой фазе, а также тяжелые углеводороды сконденсируются. После отделения от жидкости газ будет иметь более низкую точку росы (температуру начала конденсации). В этом методе применяется холод, полученный при дросселировании природного газа (эффект Джоуля – Томсона).

При дросселировании газа на 0,1 МПа его температура понижается в среднем на 0,3 °С. При помощи штуцера можно достигнуть снижения температуры газа до 30 °С, в результате чего из газа выделяется значительное количество водяного и углеводородного конденсата.

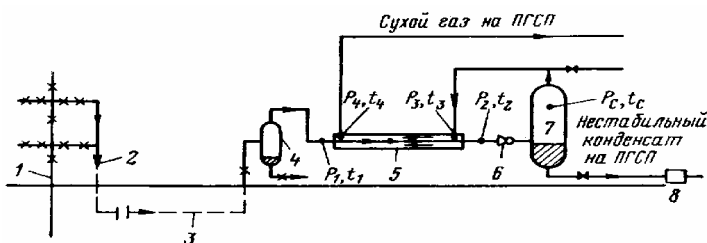


Рис. 14.7. Технологическая схема установки низкотемпературной сепарации газа для отдельной скважины с использованием эффекта Джоуля–Томсона:

1 – добывающая скважина; 2 – манифольд; 3 – шлейф;
4 – каплеотбойник; 5 – теплообменник типа «труба в трубе»;
6 – редукционный аппарат (штуцер); 7 – низкотемпературный сепаратор; 8 – конденсатосборник

Давление максимальной конденсации ($p_{\text{МК}}$) газоконденсатной смеси при рабочих температурах сепарации газа на промысле зависит от молярного содержания C_{5+} в пластовом газе и массового содержания метановых углеводородов во фракции конденсата, выкипающей в интервале температур 313 – 473 К.

Ориентировочно можно определить $p_{\text{МК}}$ (в МПа) по формуле

$$p_{\text{МК}} = 6,2 C^{1/2} \left(\frac{66}{a} \right)^{3/4}, \quad (14.1)$$

где C – молярное содержание C_{5+} в пластовом газе, %;

a – молярное содержание метановых углеводородов, выкипающих в интервале температур от 313 до 473 К, %.

УНТС размещают на групповом пункте сбора и промышленовой подготовки (переработки) газа (ГП, УКПГ). При эксплуатации газоконденсатных залежей без поддержания пластового давления в условиях газового или упруговодонапорного режимов давление газа в залежи, на забое и устье скважины, перед редукционным аппаратом p_2 уменьшается. Давление в низкотемпературном сепараторе поддерживается постоянным. Следовательно, перепад давления $\Delta p = p_2 - p_c$, используемый для охлаждения газа при его расширении, уменьшается. При эксплуа-

тации газоконденсатных залежей в рыхлых или слабосцементированных газосодержащих породах дебиты газовых скважин уменьшаются. Низкотемпературная сепарация – процесс однократной конденсации и разделения газа и жидкости. Даже при весьма низкой температуре 233 К (– 40 °С) он не обеспечивает полного извлечения жидких углеводородов, но позволяет использовать пластовое давление для получения холода, совмещает процессы осушки и отбензинивания газа, может осуществляться на несложном оборудовании.

При эксплуатации установки НТС были выявлены следующие недостатки:

- неэффективное использование давления в штуцере для получения низкой температуры;
- уменьшение коэффициента теплопередачи от нагретого потока газа к холодному из-за уменьшения скорости потока газа в теплообменнике;
- увеличение площади теплообменника из-за уменьшения средней разности температур и коэффициента теплопередачи;
- неполное извлечение пропана и бутанов из перерабатываемого сырья;
- недорекупация холода из-за разности температур на теплом конце теплообменника $\Delta t = t_1 - t_4$;
- потери холода в окружающую среду при наличии разности температур
 $\Delta t = t_{\text{в}}$ – на внешней поверхности теплообменника;
- значительная потеря холода с жидкостью, отводимой из низкотемпературного сепаратора.

Для более эффективного использования природного газа и получения низкой температуры в качестве редуccionного органа используют:

- сопло Лавалля;
- вихревую трубу (труба Ранка);
- расширительные машины – детандеры.

14.3. Подготовка газа к транспортировке методом абсорбции

Осушка газа производится с целью уменьшения в газе паров воды до такой степени, чтобы не происходило конденсации жидкой влаги в газопроводе. **Абсорбцией** называется поглощение целевого компонента при прохождении его через массу жидкого поглотителя.

Для осушки газа используют жидкие сорбенты – гликоли: диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), способные поглощать влагу. Гликоли представляют собой вязкие прозрачные сиропообразные жидкости, плотность ДЭГ – $1118,4 \text{ кг/м}^3$, плотность ТЭГ – $1125,4 \text{ кг/м}^3$. Гликоли смешиваются с водой в любых соотношениях и поглощают пары воды из газовых потоков.

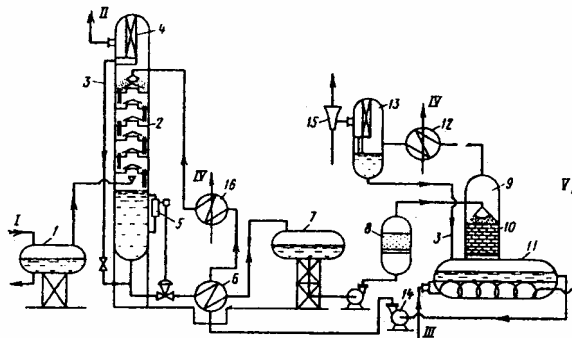


Рис. 14.8. Принципиальная схема осушки природного и нефтяного газа жидкими сорбентами:

- 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – линия слива уловленного гликоля;
 4 – жалюзийный каплеуловитель; 5 – регулятор уровня; 6 – теплообменник; 7 – вьюетриватель; 8 – фильтр; 9 – десорбер; 10 – кольцо;
 11 – кипятильник (испаритель); 12, 16, – холодильники; 13 – сепаратор для улавливания гликоля; 14 – насос; 15 – эжектор; I – линия сырого газа;
 II – линия сухого газа; III – линия топливного газа; IV – линия холодной воды; V – дымоход

Преимущества жидких сорбентов:

- хорошо растворяются в воде;
- легко регенерируются (восстанавливаются);
- незначительные потери; практически не образуют пены и эмульсий с углеводородным конденсатом;
- легко отделяются в отстойниках в результате значительной разности плотностей;
- непрерывность процесса, простота управления;
- незначительный перепад давлений на установке.

Основным недостатком сорбентов является их сравнительно высокая стоимость.

В верхней части выпарной колонны температура поддерживается в пределах 105 °С. Регенерированный раствор гликоля забирается насосом 14 и через теплообменник 6 и холодильник 16 (с температурой около 30 °С) снова поступает на верхнюю тарелку абсорбера. Цикл повторяется.

Практикой установлено, что для успешной осушки газа должно циркулировать не менее 25 л гликоля на 1 кг абсорбируемой воды, а также большое количество тарелок в абсорбере (10 шт.).

Расчет абсорбционной осушки газа сводится к определению количества свежего абсорбента и его потерь.

Количество свежего абсорбента на верхней тарелке абсорбера

$$G = \frac{W}{10^{-2}(100 - c_2) \frac{c_1}{c_2} - 10^{-2}(100 - c_1)}, \quad (14.2)$$

где G – количество свежего абсорбента, т/сут; c_1 , c_2 – соответственно массовое содержание гликоля в свежем и насыщенном водой растворе, %.

W – количество (в т/сут) отбираемой из газа воды

$$W = 10^{-6} V_r(W_1 - W_2), \quad (14.3)$$

где W_1, W_2 – соответственно начальное и конечное влагосодержание газа, определяемое по рис. 49, кг/1000 м³; V_r – объем осушаемого газа, м³/сут.

Потери абсорбента, кг/сут,

$$\Delta G_{II} = 10^{-6} \Delta q' V_r, \quad (14.4)$$

где $\Delta q'$ – потери абсорбента, г/1000 м³ – нормативная величина.

14.4. Подготовка газа к транспортировке методом адсорбции

Процесс адсорбции – это извлечение из газа водяных паров и конденсата твердыми поглотителями (адсорбентами), имеющими исключительно большую поверхность пор. В качестве адсорбентов применяются силикагель, алюмогель, бокситы, цеолиты, активированный уголь.

Осушка газа твердыми сорбентами имеет следующие преимущества:

- возможность получения точки росы до минус 50 °С;
- незначительное влияние давления и температуры на процесс извлечения;
- относительная простота оборудования и малые эксплуатационные расходы.

К недостаткам можно отнести бóльшие, чем в абсорбционном процессе перепады давления, относительно высокие затраты тепла и истирание адсорбента.

Сырой газ высокого давления поступает в сепаратор 1, где очищается от капельной жидкости и механических примесей и направляется в адсорбер 2 для осушки и отбензинивания. В это время адсорбер 3 находится в цикле регенерации и охлаждения. Осушенный газ из адсорбера 2 поступает в магистральный газопровод. Газ для регенерации адсорбента отбирается после сепаратора 1 до регулируемого штуцера 4 и направляется в печь 5,

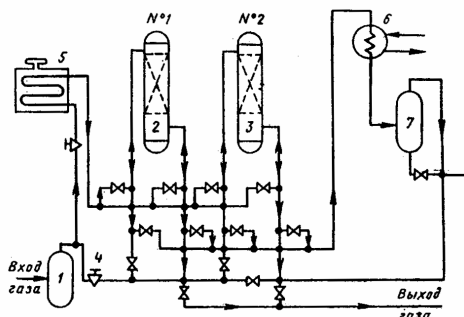


Рис. 14.9. Принципиальная схема адсорбционной установки для осушки и выделения конденсата из газа:

1 и 7 – сепараторы; 2 и 3 – адсорберы; 4 – регулируемый штуцер;
5 – печь; 6 – холодильник

где его температура повышается до $200 - 300^{\circ}\text{C}$. Конденсат, выделившийся в холодильнике 6 за счет охлаждения, поступает в сепаратор 7. Потребное количество адсорбента определяют в зависимости от расхода газа и количества влаги в нем по формуле

$$G = QWt / 2,4 \cdot 10^7 \alpha, \quad (14.5)$$

где Q – расход газа, $\text{м}^3/\text{сут}$; W – содержание влаги в газе, $\text{г}/\text{м}^3$;
 t – продолжительность цикла поглощения, час;
 α – рабочая активность адсорбента, %.

Для глубокой осушки применяют молекулярные сита, обычно называемые цеолитами. Цеолиты представляют собой сложные неорганические полимеры с кристаллической решеткой. Форма кристалла цеолита – куб. На каждой из его шести сторон выполнены щели, через которые влага проникает во внутреннее пространство. Каждый цеолит имеет свой размер щелей, образованных атомами кислорода (от $3 \cdot 10^{-7}$ до $10 \cdot 10^{-7}$ мкм). Благодаря этому цеолиты способны сорбировать в основном мелкие молекулы, т. е. при адсорбции происходит отсеивание более мелких молекул от более крупных. Мелкие молекулы проникают во внутреннее пространство кристалла и застревают

в нем, а крупные молекулы не проходят и, следовательно, не будут сорбироваться. Цеолиты, применяемые в виде порошка или гранул с размерами до 3 мм, обладают высокой пористостью (до 50 %) и огромной поверхностью пор. Их активная поглотительная способность достигает 14–16 г воды на 100 г цеолита при парциальном давлении 50 Па и превышает активность силикагеля и оксида алюминия почти в 4 раза. Необходимо отметить высокую поглощающую способность цеолитов при низкой относительной влажности газа или при малом парциальном давлении водяных паров, что обеспечивает осушку газа до очень низкой точки росы (до 173К). Преимуществом молекулярных сит является их хорошая поглотительная способность при высоких температурах (до 373 К она уменьшается весьма незначительно). В то же время поглотительная способность силикагеля и боксита уже при температуре 311 К снижается в несколько раз, а при температуре 373 К практически равна нулю. Для регенерации молекулярных сит используется сухой газ, нагретый до 473 – 573 К, который пропускают через слой цеолита в направлении, обратном движению газа при осушке. При глубокой осушке газа с большой начальной влажностью возможна двухступенчатая схема с применением обычных осушителей (гликолей и бокситов) и молекулярных сит. Цеолиты выдерживают до 5000 циклов, теряя при этом около 30 % своей поглотительной способности.

14.5. Подготовка газа к транспортировке при наличии в его составе сероводорода

Газ очищают от сероводорода и углекислого газа при помощи сорбционных методов, отличительной особенностью которых является высокое давление в абсорбере (до 6 МПа) и отсутствие кислорода в газе. В качестве абсорбентов применяют водные растворы этаноламина: моноэтаноламин (МЭА), диэтиламин (ДЭА) и триэтиламин (ТЭА).

1. *Pharmaceutical industry* – The pharmaceutical industry is the largest and most profitable of the health care industries. It is responsible for the development, production, and distribution of pharmaceuticals. The industry is characterized by high research and development costs, long time to market, and high prices. The industry is also characterized by a high degree of competition, with many companies competing for market share.

Journal of Management Education 36(7) 809–824

$t_n = 37^\circ\text{C}$, давление в абсорбере $p = 2$ МПа; температура осушенного газа – минус 10°C (точка росы). В качестве абсорбента используется триэтиленгликоль с концентрацией свежего раствора $c_1 = 98\%$. Концентрация насыщенного водой раствора $c_2 = 92\%$.

Решение: Прежде чем приступить к расчету основных параметров, определим влагосодержание по номограмме (рис.4.3)

$W_1 = 1,85$ (при $P = 2$ МПа, $t_n = 37^\circ\text{C}$), $W_2 = 0,12$ кг/1000 м³ (при $p = 2$ МПа, $t = -10^\circ\text{C}$).

1) Вычисляем по формуле (14.2) количество отбираемой от газа воды

$$W = \frac{3,5 \cdot 10^6 (1,85 - 0,12)}{10^6} = 6,055 \text{ м}^3/\text{сут};$$

2) Количество свежего абсорбента

$$G = \frac{6,055}{10^{-2}(100 - 92) \frac{98}{92} - 10^{-2}(100 - 98)} = 92,84 \text{ т/сут};$$

3) Суточные потери абсорбента $\Delta G_{II} = 2 \cdot 3,5 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6} = 7$ кг/сут.

Таким образом, потери абсорбента составляют всего 0,0075 %.

Ответ: Количество свежего абсорбента = 92,84 т/сут, суточные потери абсорбента = 7 кг/сут.

Пример

Рассчитать количество осушаемого газа в абсорбере, если давление в нем равно 2,5 МПа, температура осушенного газа — 15°C , температура влажного газа на входе в сепаратор $t_n = 30^\circ\text{C}$, количество свежего абсорбента $G = 32$ т/сут. Концентрация свежего раствора $c_1 = 98\%$, отработанного $c_2 = 92\%$.

Ответ: $2,046 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

15. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА

15.1. Способы переработки углеводородных газов

Переработка нефтяных газов сводится к выделению из них бензина, получению сжиженных газов и индивидуальных углеводородов.

Схематически это можно изобразить так:

газ → нестабильный газовый бензин → стабилизация → фракционирование → сжиженный газ → индивидуальные углеводороды.

В соответствии с этой схемой на ГПЗ осуществляют:

1) сжатие газа до давления, необходимого для переработки сырого газа и для транспорта отбензиненного газа по магистральным газопроводам до потребителей;

2) извлечение из сырого газа нестабильного бензина;

3) разделение нестабильного бензина, получающегося на заводе и поступающего извне (например, с нефтестабилизационных установок), на стабильный бензин и индивидуальные углеводороды: пропан, изобутан и н-бутан. Сырой газ поступает на завод под сравнительно небольшим давлением (0,3–0,4 МПа). Все газопроводы, идущие к заводу, соединены в один узел, называемый пунктом приема газа, в котором замеряют количество газа, поступающего по каждому трубопроводу. Затем газ одним потоком направляется на очистку. Для очистки газа от механических примесей устанавливают сепараторы различных конструкций, работа которых основана на том, что при уменьшении скорости движения газа, изменении направления потока или возникновения центробежной силы из газа выпадают песок, пыль, капли влаги, масла и конденсата. В газах некоторых месторождений содержится значительное количество сернистых соединений, главным образом, сероводорода, который является корродирующим веществом. Он весьма токсичен. Газ очищают от сернистых соединений на специальных установках, на которых используется способность некоторых химических соедине-

ний, в частности, моноэтаноламина, поглощать сероводород при низких температурах и снижении давления. Очищенный от сероводорода газ направляется на следующую стадию переработки – отбензинивание. Промышленное значение имеют четыре способа отбензинивания газов.

1. Компрессионный способ – сжатие газа в компрессорах и последующее его охлаждение. В результате этого значительная часть тяжелых углеводородов, входящих в состав газа, переходит в жидкое состояние и отделяется в сепараторах от несконденсированного газа. Компрессионный способ применяют для отбензинивания «жирных» газов с высоким содержанием пропана, бутанов и более тяжелых углеводородов. Этот способ, как правило, является вспомогательным и сочетается с другими способами отбензинивания.

2. Абсорбционный способ. Сущность его заключается в растворении жидким нефтепродуктом (например, керосином) содержащихся в газе тяжелых углеводородов. В специальной колонне, называемой абсорбером, контактируют абсорбент и перерабатываемый газ. При этом поглощающую жидкость (абсорбент) подают в верхнюю часть колонны; стекая по насадке или тарелкам вниз, абсорбент многократно соприкасается с идущим снизу вверх потоком газа. Обогащенный углеводородами абсорбент отводится с низа колонны на десорбцию, при которой извлеченные углеводороды, образующие после конденсации нестабильный бензин, отпариваются из него. Регенерированный абсорбент охлаждается и используется вновь.

Применение абсорбционного способа наиболее рационально для отбензинивания газов, содержащих в 1 м³ более 100 г пропана, бутана и тяжелых углеводородов.

3. Адсорбционный способ основан на способности твердых пористых материалов (адсорбентов) поглощать (адсорбировать) пары и газы. Газ пропускают через цилиндрические аппараты – адсорберы, наполненные адсорбентом, например активированным углем. Адсорбент поглощает из газа преимущественно тяжелые углеводороды и с течением времени насыщается ими. Для извлечения поглощенных углеводородов и восстановления

адсорбционной способности насыщенный адсорбент обрабатывают острым водяным паром. Смесь водяных и углеводородных паров охлаждается и конденсируется. Полученный нестабильный бензин легко отделяется от воды при отстое. Для обеспечения непрерывного отбензинивания газа ставят несколько периодически работающих адсорберов, поочередно отключаемых на десорбцию. Такая система работы является полунепрерывной. Процесс адсорбции может осуществляться и в непрерывно действующих аппаратах. При этом отбензинивание проводят движущимся навстречу газу слоем активированного угля. Этот процесс носит название гиперсорбции. В нем сочетаются одновременно отбензинивание и фракционирование, т. е. в этом процессе сырой газ разделяется на сухой, индивидуальные углеводороды и газовый бензин. Углеадсорбционный способ целесообразно применять для отбензинивания «тощих» газов, в которых содержание пропана, бутанов и высших углеводородов не превышает 50 г/м^3 , а также газов, содержащих воздух. Перерабатываемый газ не должен содержать сероводорода, из которого образуется элементарная сера, забивающая поры угля, вследствие чего уголь становится непригодным для дальнейшей работы.

4. Способ низкотемпературной ректификации заключается в том, что из сжатого газа после предварительного охлаждения до минусовых температур выделяется конденсат. Смесь газа и конденсата или отсепарированный конденсат поступает в ректификационную колонну. На верху колонны поддерживается отрицательная температура, а низ ее подогревается. В результате сжиженный газ разделяется: тяжелые углеводороды собираются в нижней части, а легкие в виде остаточного газа уходят с верха колонны. С низа колонны непрерывно отводится полученный из газа нестабильный бензин. Низкотемпературный способ отбензинивания целесообразен тогда, когда необходимо обеспечить максимальное извлечение из газа индивидуальных углеводородов – пропана и этана. Присутствие в газе влаги при высоких давлениях и низких температурах может привести к образованию гидратов и тем самым повлечь за собой частичную или полную закупорку газопровода. Для предотвращения обра-

зования гидратных пробок и обеспечения безаварийной перекачки газ перед подачей в магистральный газопровод подвергаются осушке на специальной установке.

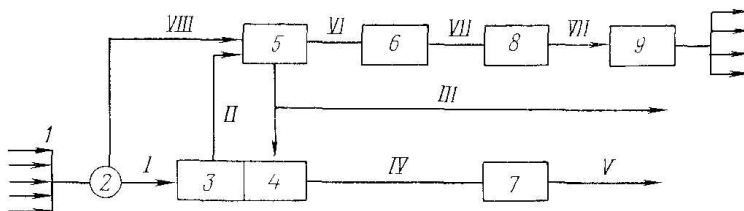


Рис. 15.1. Технологическая схема газоперерабатывающего завода:
 I — газ с промыслов; II — сырой газ после первой ступени сжатия;
 III, IV — отбензиненный газ соответственно низкого и высокого давления;
 V — осушенный газ высокого давления; VI — нестабильный бензин;
 VII — товарная продукция; VIII — бензиновый конденсат;
 1 — пункт приема; 2 — установка очистки и замера газа; 3 — компрессоры первой ступени;
 4 — компрессоры второй ступени; 5 — маслоабсорбционная установка;
 6 — газифракционирующая установка;
 7 — установка осушки газа; 8 — товарный парк; 9 — наливное хозяйство

Удаление из газового бензина метана, этана, пропана и частично бутана называется стабилизацией. Для стабилизации газового бензина применяют специальные стабилизационные установки. Полученный на отбензинивающей установке нестабильный бензин направляют на газифракционирующую установку. На эту же установку может поступать с нефтестабилизационных установок нестабильная головка нефти. Работа газифракционирующей установки, на которой разделяют нестабильный газовый бензин на фракции (индивидуальные углеводороды или их группы), основана на различии температур кипения этих фракций. В результате фракционирования нестабильного бензина получают освобожденный в значительной степени от легких углеводородов бензин и индивидуальные углеводороды (пропан, изобутан, нормальный бутан). Они являются товарной продукцией завода.

15.2. Одоризация газа

Природный газ, очищенный от сероводорода, не имеет ни цвета, ни запаха. Поэтому обнаружить утечку газа довольно трудно. Чтобы обеспечить безопасность транспорта и использования газа, его одорируют, т. е. специально придают резкий и неприятный запах. Для этой цели в газ вводят одоранты, к которым предъявляются следующие требования. Продукты сгорания одорантов должны быть физиологически безвредными, достаточно летучими (низкая температура кипения), не должны вызывать коррозию, химически взаимодействовать с газом, поглощаться водой или углеводородным конденсатом, сильно сорбироваться почвой или предметами, находящимися в помещениях. Одоранты должны быть недорогими. Этим требованиям в наибольшей степени удовлетворяет этилмеркаптан. Однако при его использовании следует учитывать все присущие ему недостатки. Так, по токсичности он равен сероводороду. Поэтому если газ идет на химическую переработку, то необходимо проводить очистку от меркаптана, т. к. меркаптан отравляет катализаторы. Этилмеркаптан химически взаимодействует с оксидами металлов, вследствие чего при транспорте одорированного газа запах его постепенно ослабевает. Кроме этилмеркаптана также используют сульфид, метил-меркаптан, пропилмеркаптан, калодорант, пенталарам и др. В качестве одоранта применяют смесь меркаптанов, получаемых при очистке природного газа с высоким содержанием серы и сернистых соединений. Одоризацию газа проводят на головных сооружениях газопровода и газораспределительных станциях. Концентрация паров одоранта в газе должна быть такой, чтобы резкий запах ощущался при объемной концентрации газа, не превышающей $1/5$ от нижнего порога взрываемости. Среднегодовая норма расхода этилмеркаптана составляет 16 г на 1000 м³ газа. В летнее время расход одоранта примерно в 2 раза меньше, чем зимой. Устройства, при помощи которых одорант вводится в поток газа, называются одоризаторами. Различают капельные, испарительные, барботажные и полуавтоматические одоризаторы.

15.3. Общие сведения о транспорте газа

В общее понятие транспорт газа входит транспорт газа в сжиженном и газообразном состоянии. Способы транспортировки этих газов существенно отличаются друг от друга. Сжиженные углеводородные газы, представляющие собой смесь углеводородов (пропана, бутана, изобутана), отличаются тем, что при сравнительно небольшой температуре их можно транспортировать и хранить в жидком виде. Сжиженный газ (в жидком виде) занимает примерно $1/250$ своего первоначального объема, что создает предпосылки для поставки его потребителям всеми видами транспорта, включая трубопроводный. Благодаря тому, что сжиженные газы обладают свойством из жидкой фазы снова превращаться в газ при нормальном давлении, что соответствует условиям их применения в качестве сырья (в химической промышленности) или топлива при сжигании (в быту, промышленности и автотранспорте), широко практикуется доставка сжиженных газов в баллонах и съемных емкостях, транспортируемых различными видами транспорта – железнодорожным, водным, автомобильным и отчасти авиационным. На месте доставки емкости и баллоны подключают к разводящим газовым сетям. В отличие от сжиженного углеводородного газа природный газ, сохраняющий свои свойства при положительных температурах и различных давлениях, транспортируется в настоящее время только по магистральным газопроводам и разводящей газовой сети. Однако при отрицательных температурах и давлении порядка 5 МПа технически возможно и экономически эффективно транспортировать сжиженный природный газ (СПГ) по магистральным трубопроводам. Для этого требуется строительство крупных заводов сжижения газа и применение специальных трубных сталей для низкотемпературных жидкостных газопроводов, а также сооружение низкотемпературных хранилищ. Как показывают расчеты, резкое повышение пропускной способности жидкостных газопроводов относительно обычных газопроводов позволяет, например, по

трубопроводу диаметром 1420 мм подавать 100 млрд. м³ газа при давлении 5 МПа вместо 28 – 30 млрд. м³ при 7,5 МПа, достигая снижения удельной металлоемкости более чем в 4 раза. В целом такая система оценивается как перспективная по мере освоения низкотемпературных труб и другого оборудования. Транспорт сжиженных углеводородных газов по железным дорогам осуществляется в специальных цистернах и вагонах, груженых баллонами. Железнодорожные цистерны специальной конструкции различают по емкости и назначению. Для перевозки пропана используют в основном цистерны объемом 54 м³, для бутана – цистерны объемом 60 м³, а для сжиженных газов – цистерны объемом 98 м³. По своему устройству железнодорожная цистерна представляет собой сварной цилиндрический резервуар со сферическими днищами, расположенный на четырехосной железнодорожной платформе (тележке). Доставка сжиженных газов в баллонах, транспортируемых по железной дороге, осуществляется в крытых вагонах. Такой способ перевозки вместо автомобильного применяется в тех случаях, когда потребитель находится на значительном удалении от кустовых баз и газонаполнительных станций сжиженного газа или в стороне от автомобильных дорог, что характерно для некоторых северных районов. Перевозка осуществляется в основном в баллонах объемом 50 л, загружаемых в количестве 360 шт. в один четырехосный крытый вагон грузоподъемностью 60 т. Перевозка сжиженных газов по водным магистралям осуществляется как морским, так и речным транспортом. Наиболее широкое развитие имеет морской транспорт, обеспечивающий доставку сжиженного газа потребителям как внутри страны, так и за ее пределами. Морским транспортом в основном доставляются сжиженные углеводородные (СУГ) и лишь частично сжиженные природные газы (СПГ), которые могут находиться в сжиженном состоянии лишь при глубоком охлаждении до 160 °С. Основной объем морских перевозок осуществляется в морских судах – танкерах (газовозах), оборудованных специальными резервуарами для хранения. В зависимости от типа

резервуаров, устанавливаемых на газовозах, различают следующие типы транспортных судов:

1) танкеры с резервуарами под давлением 1,6 МПа, рассчитанные на максимальную упругость паров продукта (для пропана);

2) танкеры с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением (полуизотермические), предназначенные для транспортировки сжиженного газа при промежуточном охлаждении от -5 до $+5$ °С;

3) танкеры с теплоизолированными резервуарами под низким давлением (изотермические) для транспортировки сжиженного газа при давлении, близком к атмосферному и низкой отрицательной температуре (-40 °С для пропана, -103 °С для этилена и -162 °С для сжиженного природного газа метана). Перевозка газа под давлением и в полуизотермическом состоянии осуществляется в танкерах вместимостью до 2000 м^3 , при этом используют цилиндрические вертикальные, горизонтальные и сферические резервуары. Вертикальные резервуары применяют в основном для перевозки сжиженного газа под давлением 1,6 МПа. Горизонтальные цилиндрические и сферические резервуары используют при полуизотермическом способе перевозки. Изотермические танкеры отличаются большой вместимостью (до $10\,000 \text{ м}^3$) и подачей при сливоналиве более чем $500\text{--}1000 \text{ т/ч}$. Применяют их и при значительных грузооборотах. Поскольку в этих танкерах сжиженный газ перевозится под давлением, близким к атмосферному, грузовые резервуары выполняются прямоугольной формы в виде танков, которые хорошо вписываются в контур судна. Автомобильным транспортом осуществляется перевозка сжиженных газов в автоцистернах, баллонах и «скользящих» резервуарах. Автоцистерны по назначению и конструкции делятся на транспортные и раздаточные. Транспортные цистерны используют для перевозки сжиженного газа с заводов-поставщиков до кустовых баз, а также от последних до крупных потребителей со сливом газа в резервуары. Раздаточные автоцистерны предназначены

для доставки сжиженного газа потребителю с розливом в баллоны и снабжены для этой цели комплектом раздаточного оборудования, насосом, раздаточной рамкой и трубами. Цистерны, изготавливаемые в виде цилиндрических сосудов со штампованными днищами, монтируют на шасси автомобилей, автоприцепов и полуприцепов. Объем цистерн в зависимости от типа составляет 4–15 м³.

Контрольные вопросы

1. Для каких целей вводят одоранты?
2. Опишите четыре способа отбензинивания газов.
3. Какой способ основан на способности твердых пористых материалов поглощать пары и газы?
4. Почему насыщенный адсорбент обрабатывают острым водяным паром?
5. Виды транспортных судов.
6. Какие цистерны используют для перевозки сжиженного газа?

Пример

Определить расход газа в газопроводе длиной $L=100$ км, с наружным диаметром 720 мм и толщиной стенок 10 мм. Абсолютное давление в начале газопровода $P_n=5$ МПа, в конце $P_k=1,1$ МПа. Плотность газа в стандартных условиях $\rho_r=0,8$ кг/м³, газовая постоянная $R=8,31$ Дж/моль·К, динамическая вязкость газа $\mu=12$ мкПа·с, коэффициент $Z = 0,93$, температура грунта 5 °С, эквивалентная шероховатость $K_s=0,2$ мм.

Решение:

- 1) Определяется коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{2K_s}{D} \right)^{0,2} = 0,067 \left(\frac{2 \cdot 0,2}{700} \right)^{0,2} = 0,0149.$$

Расчетное значение $\lambda = 1,03 \cdot 0,0149 = 0,0157$;

- 2) Массовый расход

$$G = \frac{3,14}{4} \sqrt{\frac{(5^2 - 1,1^2) 10^6 \cdot 0,7^5}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 100 \cdot 10^3}} = 855 \text{ кг/с} ;$$

3) Объемный расход

$$V = \frac{G}{\rho} = 1069 \text{ м}^3 / \text{с} = 92,35 \text{ млн. м}^3 / \text{сут}.$$

Ответ: 92,35 млн. м³.

Пример

Определить величину среднего давления и потери давления на расстоянии 50 км в газопроводе длиной L=100 км, с наружным диаметром 720 мм и толщиной стенок 10 мм. Абсолютное давление в начале газопровода $P_n = 5$ МПа, в конце $P_k = 1,1$ МПа. Плотность газа в стандартных условиях $\rho_r = 0,8$ кг/м³, газовая постоянная $R = 8,31$ Дж/моль·К, динамическая вязкость газа $\mu = 12$ мкПа·с, коэффициент $Z = 0,93$, температура грунта 5 °С, эквивалентная шероховатость $K_s = 0,2$ мм.

Решение:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(5 + \frac{1,1^2}{5 + 1,1} \right) = 3,47 \text{ МПа}, \quad P = \sqrt{5^2 - (5^2 - 1,1^2) \frac{50}{100}} = 3,62 \text{ МПа}.$$

Таким образом на расстоянии 50 км от начала газопровода давление составит $5 - 3,62 = 1,38$ МПа.

16. ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА

16.1. Цели подземного хранения газа

Подземные хранилища газа (ПХГ) обеспечивают в основном следующее:

1. Покрытие сезонной неравномерности газопотребления, связанной с отопительной нагрузкой в зимнее время;
2. Уменьшение капитальных вложений в магистральный газопровод и компрессорные станции;
3. Создание условий для ритмичной работы источников газа и сооружений магистральных газопроводов (МГ) с постоянной среднегодовой подачей при коэффициенте использования установленной мощности КС, близком к единице;
4. Создание государственных запасов газа (топлива и сырья для химических заводов) в необходимых районах страны;
5. Сохранение нефтяного газа в новых нефтедобывающих районах и углеводородного конденсата при временной невозможности его использования;
6. Увеличение коэффициента нефтеотдачи в старых нефтедобывающих районах в случае создания ПХГ в выработанных нефтяных месторождениях;
7. Создание запасов сырья и топлива для нефтехимических комбинатов и запасов готовой продукции после ее выработки;
8. Уменьшение мощности завода по очистке от H_2S и CO_2 и производству газовой серы;
9. Повышение надежности работы системы дальнего газоснабжения в целом;
10. Выравнивание колебаний потребления электроэнергии.

16.2. Покрытие сезонной неравномерности Газопотребления

Потребление природного газа потребителями различных групп характеризуется неравномерностью по временам года (лето, зима), по месяцам, неделям, суткам, часам суток.

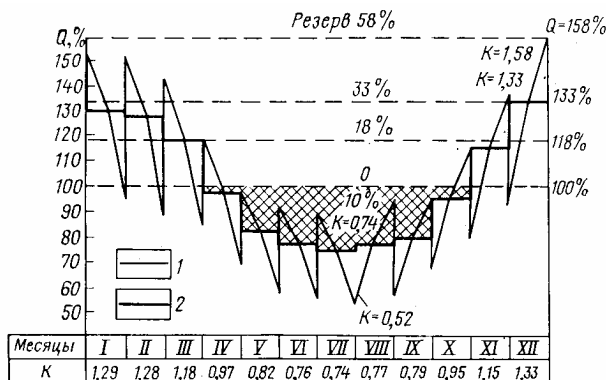


Рис. 16.1. График газопотребления газа городом (заштрихованная площадь — объем газа, подлежащий хранению в подземном хранилище):

1 — суточные колебания; 2 — месячные колебания;

K — коэффициент месячной неравномерности газопотребления;

Q — расход перекачиваемого газа

Коэффициентом месячной неравномерности газопотребления K_{im} называется отношение фактического месячного потребления газа Q_{im} к среднемесячному Q_{cm} :

$$K_{im} = Q_{im} / Q_{cm}, \quad (16.1)$$

где $Q_{cm} = Q_g / 12$;

Q_g — объем годового потребления газа, m^3 .

В зимние месяцы коэффициент месячной неравномерности больше единицы.

Зная коэффициенты месячной неравномерности газопотребления, объем газа, подлежащего хранению Q_a (активный объем), можно определить по формуле

$$Q_a = \sum_{i=1}^n (Q_{cm} - Q_{im}) = \sum_{i=1}^n Q_{cm} \left(1 - \frac{Q_{im}}{Q_{cm}} \right) = \frac{Q_g}{12} \sum_{i=1}^n (1 - K_{im < 1}) \quad (16.2)$$

$$\text{или} \quad Q_a = \frac{Q_g}{12} \sum_{i=1}^n (1 - K_{im < 1}) \quad (16.3)$$

где $K_{им} < 1$ – коэффициент месячной неравномерности меньше единицы; n – число коэффициентов.

16.3. Буферный газ в ПХГ

Общий объем газа в подземном хранилище делится на две части:

1) активный (рабочий) объем, ежегодно закачиваемый и отбираемый из ПХГ;

2) буферный (остаточный) объем, который постоянно находится в ПХГ во время его эксплуатации.

Буферный газ предназначен для создания в хранилище определенного давления в конце отбора, при котором обеспечивается необходимый дебит газа, получаемого из хранилища, соблюдаются требования охраны недр и условия транспорта газа в район потребления; для уменьшения продвижения воды в хранилище; увеличения дебитов скважин; уменьшения степени сжатия газа на КС.

Объем буферного газа составляет от 60 до 140 % рабочего газа. Объем буферного газа, число эксплуатационных скважин и мощность КС взаимосвязаны.

Объем буферного газа при эксплуатации ПХГ *на газонапорном режиме* можно определить из уравнения

$$Q_6 = \Omega_k \frac{\bar{p}_k z_a}{\bar{z}_k p_a}, \quad (16.4)$$

где Ω_k – постоянный объем порового пространства газонасыщенного коллектора, м³;

$\bar{p}_k$ – средневзвешенное по объему порового пространства пласта давление в ПХГ в конце периода отбора газа.

Объем буферного газа при эксплуатации ПХГ *на упруговодонапорном режиме*.

Часть газа в конце периода отбора остается в необводненной, другая – в обводненной части коллектора. Скважины на таком подземном хранилище эксплуатируются на технологическом режиме предельного безводного дебита. Конус

подошвенной воды в этом случае занимает устойчивое положение. Для подачи газа потребителю компрессорная станция часто не нужна.

Объем буферного газа можно определить из уравнения

$$Q_6 = \Omega_{\kappa} \frac{\bar{p}_{\kappa} z_a}{\bar{z}_{\kappa} p_a} + \alpha_{\kappa} (\Omega_n - \Omega_{\kappa}) \frac{\bar{p}_{\kappa} z_a}{\bar{z}_{\kappa} p_a}, \quad (16.5)$$

$$\text{где} \quad Q_6 = \Omega_{\kappa} \frac{\frac{\bar{p}_{\kappa}}{\bar{z}_{\kappa}} (1 + \alpha_{\kappa} (\psi - 1))}{\psi \left(\frac{p_n}{z_n} - \alpha_{\kappa} \frac{\bar{p}_{\kappa}}{\bar{z}_{\kappa}} \right) - \frac{\bar{p}_{\kappa}}{\bar{z}_{\kappa}} (1 - \alpha_{\kappa})}, \quad (16.6)$$

где Ω_n , Ω_{κ} – соответственно начальный (до начала отбора газа) и конечный необводненный объемы порового пространства ПХГ, м³;

$\tilde{p}_{\kappa}$, $\tilde{p}_v$ – средневзвешенные по объему соответственно необводненной и обводненной частей порового пространства пласта приведенные давления, МПа;

α_{κ} – коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны, доли единицы;

$\psi = \Omega_n / \Omega_{\kappa}$; Q_a – объем активного газа, м³; p_n – приведенное давление газа в ПХГ до начала отбора газа, МПа.

16.4. Технологическая схема отбора и закачки газа в хранилище

Газ, закачиваемый в подземное хранилище, сжимается компрессорами до необходимого давления. В процессе сжатия газ нагревается и загрязняется парами компрессорного масла.

Сконденсированные на забое скважины пары масла обволакивают зерна песка, уменьшают сечение поровых каналов и фазовую проницаемость для закачиваемого газа. Это, в свою очередь, способствует уменьшению расхода закачиваемого газа и повышению давления нагнетания. Поэтому нагретый газ перед закачкой в скважину охлаждают с целью уменьшения дополнительных температурных напряжений в фонтанной арматуре,

обсадной колонне, цементном камне за колонной, во избежание отрыва цементного камня от колонны и образования трещин в нем, т. е. для сохранения герметичности скважин.

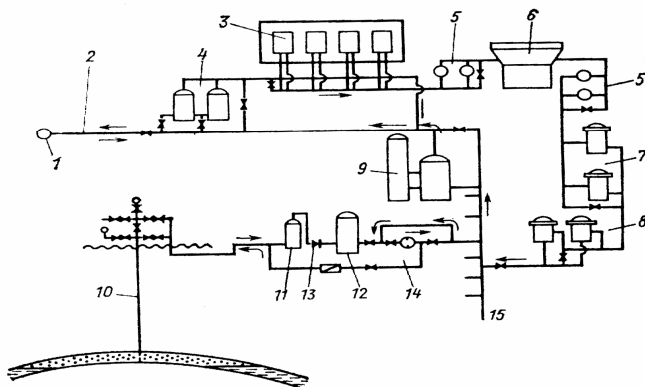


Рис. 16.2. Схема обустройства хранилища газа в пористом резервуаре
 1 – магистральный газопровод; 2 – соединительный газопровод;
 3 – компрессорная станция; 4 – пылеуловители; 5 – сепараторы;
 6 – градирня; 7 – угольные адсорберы; 8 – фильтры; 9 – абсорбционная
 установка; 10 – эксплуатационная скважина; 11, 12 – сепараторы;
 13 – штуцер; 14 – расходомер; 15 – коллектор

В процессе хранения газ обогащается парами воды. При отборе с его потоком выносятся взвеси (песчинки, частицы глины, цементного камня и т. д.). Поэтому во многих случаях извлекаемый из хранилища газ очищается от твердых взвесей и осушается от влаги.

Условия расположения ПХГ

ПХГ, как правило, сооружают вблизи трассы магистрального газопровода и потребителей. Подземные хранилища газа сооружают:

- в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях;
- в истощенных нефтяных месторождениях;
- в водоносных структурах;
- в непроницаемых горных породах.

Повышение давления при закачке газа в пласт способствует сокращению сроков строительства ПХГ, уменьшению числа нагнетательных скважин, увеличению объема хранящегося газа и дебитов скважин, увеличению бескомпрессорного периода подачи, повышению коэффициента нефтеотдачи при ПХГ в выработанных нефтяных пластах, уменьшению мощности КС при отборе газа. Однако при чрезмерном повышении давления возможны различные вредные последствия.

Максимально допустимое давление в подземном хранилище зависит от:

- глубины залегания пласта и размеров площади газоносности;
- объемной массы пород над площадью газоносности;
- структурных и тектонических особенностей пласта, его кровли, а также пластов над кровлей;
- прочности, плотности и пластичности кровли пласта.

Создание ПХГ обычно происходит без осложнений при превышении нормального гидростатического давления в 1,54 раза. Верхним пределом давления в некоторых случаях считается горное давление на глубине залегания хранилища.

16.5. Хранение газа в истощенных или частично выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях

Истощенные газовые месторождения во многих случаях оказываются наилучшими объектами для создания в них ПХГ, т. к. месторождение полностью разведано, известны геометрические размеры и форма площади газоносности, геолого-физические параметры пласта, начальные давления и температура, состав газа, изменение во времени дебитов скважин, коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B , режим разработки месторождения, технологический режим эксплуатации, герметичность покрышки. На месторождении имеется определенный фонд добывающих, нагнетательных и наблюдательных скважин, промысловые сооружения для получения товарного газа.

Параметры ПХГ, определяемые при проектировании:

- максимально допустимое давление;
- минимально необходимое давление в конце периода отбора;
- объемы активного и буферного газов;
- число нагнетательно-эксплуатационных скважин;
- диаметр и толщину стенок промысловых и соединительного газопроводов;
- тип компрессорного агрегата для КС;
- общую мощность КС;
- тип и размер оборудования подземного хранилища для очистки газа от твердых взвесей при закачке его в пласт и осушки при отборе;
- объем дополнительных капитальных вложений, себестоимость хранения газа, срок окупаемости дополнительных капитальных вложений.

При эксплуатации ПХГ количество отбираемого газа определяют по графику газопотребления. *Число добывающих скважин*, необходимое при отборе газа, определяют с учетом среднесуточного отбора газа из хранилища, типа подземного хранилища, крепости породы газонасыщенного коллектора, технологического режима эксплуатации скважин, схемы размещения скважин на площади газоносности. *Необходимое число скважин и компрессоров* рассчитывают для двух наиболее трудных периодов работы подземного хранилища:

- пикового периода отбора газа (декабрь или январь);
- конечного периода отбора газа из хранилища (март — апрель).

В первом случае максимальный отбор газа осуществляется при высоком давлении, во втором случае расход отбираемого газа из хранилища меньше и давление газа в хранилище в этот период минимально.

16.6. Хранение газа в выработанных нефтяных месторождениях

Опыт эксплуатации нефтяного месторождения позволяет получить необходимый материал для оценки возможности использования его в качестве ПХГ. Факт существования нефтяного месторождения свидетельствует о герметичности кровли. Кроме того, известны объемы добытой нефти, газа и воды, изменение давлений и дебитов по скважинам, геолого-физические параметры пласта-коллектора и физические свойства нефти, газа и воды.

При проектировании необходимо:

- тщательно обследовать и отремонтировать старые заброшенные или негерметичные скважины;
- изучить состояние и герметичность шлейфов, промысловых нефтепроводов, сепараторов и другого оборудования;
- реконструировать промысловые газопроводы;
- построить новые установки для очистки и осушки газа;
- пробурить новые нагнетательно-добывающие скважины.

В процессе подземного хранения газа в частично выработанном нефтяном пласте газ будет не только вытеснять нефть к забоям добывающих скважин (или к периферии залежи), но и растворять и испарять компоненты нефти и выносить их из пласта на поверхность.

Нагнетательные скважины целесообразно размещать в сводовой части структуры, добывающие – в пониженных частях.

При хранении газа в частично истощенном нефтяном месторождении общий объем газа в хранилище складывается из трех частей:

- 1) объема свободного газа в газовой шапке;
- 2) объема газа, растворенного в остаточной нефти;
- 3) окклюдированного (рассеянного в виде отдельных пузырьков в массе нефти) газа.

Массу остаточной нефти в пласте M_0 выразим как разность между начальной массой запасов M_3 и массой добытой нефти M_d

$$M_0 = M_s - M_d; \quad M = F h m_0 (1 - S_v) \rho_n, \quad (16.7)$$

где F – площадь нефтенасыщенного коллектора, м^2 ; h – средневзвешенная по площади F нефтенасыщенная толщина, м ; m_0 – коэффициент абсолютной пористости, доли единицы; S_v – объем связанной воды, доли единицы; ρ_n – плотность нефти при стандартных условиях ($p = 0,1$ МПа и $t = 20$ °С).

При начальном пластовом давлении p_n и пластовой температуры t_n в 1 т нефти растворяется $\alpha \text{ м}^3$ газа.

Масса газа (в кг), растворенного в 1 т нефти

$$G_c = \alpha \bar{\rho} 1,205 \frac{(273 + 20)}{(273 + t_n)}, \quad (16.8)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Объем газа (в м^3) в единице объема жидкой фазы $V_{гж} = G_r / \rho_k$.

ρ_k – кажущаяся плотность газа (при известных $\bar{\rho}$ и ρ_n) в жидкой фазе можно определить по известным графикам в справочной литературе.

Общий объем нефти (в м^3), насыщенной газом, $V_n = 1 + V_{гж}$.

Общая масса этого объема $G_{гж} = G_r + \rho_n g$.

Плотность нефти, насыщенной газом (в $\text{кг}/\text{м}^3$), $\rho_{нг} = G_{гж} / V_n$.

Значения Δp_p – поправку на сжимаемость при пластовом давлении и Δp_t – поправку на увеличение объема при пластовой температуре можно определить следующим образом. Реальная плотность нефти, насыщенной газами, в пластовых условиях $\rho_{нг} = \rho'_{нг} + \Delta p_p - \Delta p_t$.

Объем порового пространства, занимаемый нефтью, оставшейся в пласте

$$\Omega_k = (M_s - M_d) b / \rho_{нг}, \quad (16.9)$$

где $b = G_{гж} / \rho_{нг}$ – пластовый коэффициент.

С повышением давления от p_k до $p_{\max}$ в освободившийся объем порового пространства залежи будет закачан объем газа

$$Q_0 = \frac{M_d b}{\rho_n} \left(\frac{p_{\max}}{z_{\max}} - \frac{p_k}{z_k} \right). \quad (16.10)$$

Объем газа, растворенного в оставшейся нефти (в м³)

$$Q_p = \frac{M_3 - M_d}{\rho_n} \cdot \alpha \cdot \quad (16.11)$$

Объем газа (в м³), который будет закачан в газовую шапку

$$Q_{ш} = \Omega_r \left(\frac{p_{\max}}{z_{\max}} - \frac{p_k}{z_k} \right). \quad (16.12)$$

Общий объем газа (в м³), который можно закачать в частично выработанное нефтяное месторождение при постоянном объеме порового пространства

$$Q_x = Q_0 + Q_p + Q_{ш}. \quad (16.13)$$

16.7. ПХГ в водоносных структурах

При проектировании ПХГ в ловушках водонасыщенных коллекторов существует опасность потерь газа через кровлю хранилища, каналы в цементном камне за колонной скважин, тектонические нарушения горных пород и другие возможные пути миграции газа. Поэтому в процессе разведки и опытной закачки газа необходимо:

- доказать герметичность кровли ловушки;
- рассчитать коэффициент проницаемости водонасыщенного коллектора;
- определить остаточную водонасыщенность при вытеснении воды газом;
- измерить или вычислить объемную газонасыщенность обводненной зоны при отборе газа;
- определить продуктивные характеристики эксплуатационных скважин;
- изучить прочность газонасыщенного коллектора;
- разработать мероприятия по укреплению призабойной зоны скважин.

Определение герметичности кровли ловушки

До начала закачки газа в ловушку при помощи пьезографов измеряют положение статических уровней жидкости в скважинах (или напоров, если скважины переливаются), вскрывших выбранный объект для закачки газа, и среднюю плотность жидкости в них. Если разница в приведенных к одной и той же плоскости отсчета напоров (давлений) жидкости существенно превышает погрешности в замерах уровней и плотностей, можно полагать, что пласты между собой не сообщаются. Этот вывод подтверждается также тем, что состав солей, их массовое содержание в единице объема жидкости и состав растворенного в воде газа различны. Если приведенные к одной плоскости отсчета давления, солевой и газовый составы одинаковы, есть основания полагать, что эти пласты сообщаются между собой.

Наиболее точные сведения о герметичности покрышки можно получить при закачке газообразного агента в пласт (воздуха, природного газа из ближайшей залежи или газопровода). Для закачки воздуха в пласт используют передвижные компрессорные агрегаты.

При закачке и отборе воздуха из скв. 1, 3 и 5 фиксируют изменения давления (уровня) в скв. 2, 4, 6 и 7 (см. рис. 16.3). Если скв. 2, 4, 6, 7 не реагируют на изменение давления в пласте II, покрышка ловушки считается герметичной.

Для изучения путей движения газа в пласте используют различные инертные газы, отличные от компонентов остаточного пластового газа. В качестве инертных газообразных компонентов применяют азот, гелий, аргон, криптон, пропилен, бутен, и др. В некоторых случаях используют радиоактивные газообразные индикаторы, например, криптон и ксенон.

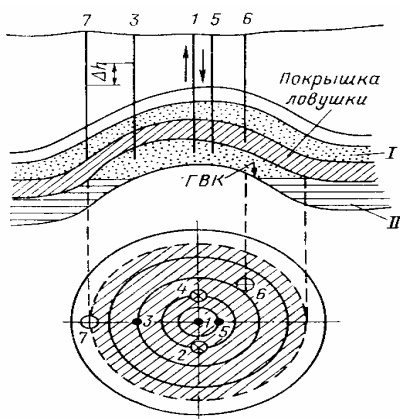


Рис.16.3. Геологический разрез и структурная карта по кровле водонасыщенного пласта, в котором создается подземное хранилище газа

ПХГ создают в отложениях каменной соли (пласты, массивы, штоки), в непроницаемых или практически непроницаемых горных породах, таких как гипс, ангидрит, гранит, глина и др., в заброшенных шахтах, карьерах или других горных выработках, в плотных горных породах специальными методами (ядерные взрывы и др.). Хранимые продукты могут находиться в газообразном (природный газ, этан, этилен и др.) или жидком (пропан, бутаны, бензин, дизельное топливо и др.) состоянии.

Из ПХГ всех типов в непроницаемых горных породах наиболее распространены **хранилища в отложениях каменной соли**. Около 90 % всех хранимых продуктов размещены в таких хранилищах. Химический состав галита: 39,39 % Na и 60,61 % Cl. Молекулярная масса 58,44, плотность 2100–2200 кг/м³. Галит бесцветен, прозрачен и имеет стеклянный блеск. В зависимости от вида и количества примесей соль окрашивается в желтый, розовый, красный, бурый, коричневый и зеленый цвет. Месторождения каменной соли широко распространены. Глубина залегания каменной соли изменяется от нескольких метров до 2500 м.

Размыв емкостей каменной соли осуществляется через буровые скважины пресной или слабо минерализованной водой. Применяют два метода размыва:

- циркуляционный – путем закачки пресной или слабо минерализованной воды и выдавливания на поверхность насыщенного рассола (закачку и отбор проводят через одну, две или несколько скважин);

- струйный (или орошение), когда размыв проводят при помощи струи воды, направляемой на соляные отложения (стенку камеры) в незаполненном жидкостью пространстве с подачей рассола на поверхность погружными насосами или путем вытеснения его сжатым воздухом.

Наиболее распространены технологические схемы эксплуатации ПХГ с применением жидкого рабочего агента (Рис. 16.4).

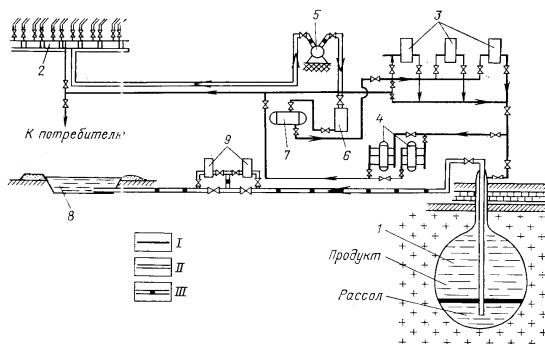


Рис. 16.4. Схема эксплуатации подземного хранилища сжиженных газов в отложениях каменной соли:

- 1 – подземная емкость; 2 – железнодорожная эстакада;
- 3 – продуктовые насосы; 4 – установка осушки газа; 5 – компрессор;
- 6 – конденсатор; 7 – сборник конденсата; 8 – рассолохранилище;
- 9 – насосы для перекачки рассола; I – трубопровод жидкой фазы; II – трубопровод паровой фазы; III – рассольный трубопровод

Технологическая схема и режим эксплуатации ПХГ зависят от цели хранения: регулирование суточных, сезонных или заводских колебаний потребления топлива, сырья или

готовой продукции. Хранимый продукт при его отборе вытесняют из емкости рассолом, газообразными агентами или другими продуктами.

Контрольные вопросы

1. Каковы цели подземного хранения газа?
2. Что такое «активный газ»?
3. Что такое «буферный газ»?
4. От чего зависит объем буферного газа?
5. Объясните, как осуществляют закачку газа в ПХГ и отбор газа?
6. Как определить максимально допустимое давление в ПХГ?
7. В каких пластах могут сооружаться ПХГ?
8. Почему истощенные газовые месторождения во многих случаях оказываются наилучшими объектами для создания в них ПХГ?
9. Из каких частей складывается общий объем газа в хранилище, сооруженном в истощенном нефтяном месторождении?
10. Как производят определение герметичности кровли ловушки?
11. Методы размыва емкостей каменной соли.
12. Объясните схему эксплуатации ПХГ.

Пример

Определить общий объем газа, который можно закачать в частично выработанное нефтяное месторождение при следующих исходных данных: $P_{\max} = 10 \text{ МПа}$; $\alpha = 60 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $t_n = 289 \text{ К}$; $\rho_n = 0,867 \text{ т/м}^3$; $\rho_k = 0,36 \text{ т/м}^3$; $\Delta\rho_p = 0,005 \text{ т/м}^3$; $\Delta\rho_l = 0,001 \text{ т/м}^3$; $M_3 = 552000 \text{ т}$ или 637000 м^3 ; $Z_{\max} = 0,77$; $z_k = 1$; $P_k = 0,5 \text{ МПа}$; $\Omega_r = 860\,000 \text{ м}^3$; $M_d = 384\,000 \text{ т}$; $\bar{\rho} = 0,635$.

Решение:

$$G_r = 60 \cdot 1,205 \cdot 0,635(273+20)/(273+16) = 46,5 \text{ кг};$$

$$V_{гж} = 46,5/360 = 0,129 \text{ м}^3; V_n = 1 + 0,129 = 1,129 \text{ м}^3;$$

$$G_{гж} = 867 + 46,5 = 913,5 \text{ кг}; \rho'_{не} = 913,5/1,129 = 810 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{гн} = 0,81 + 0,005 - 0,001 = 0,814 \text{ т/м}^3;$$

$$Q_0 = (637000 \cdot 1,12 - 216500)(85/0,77) - 5 = 52,1 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$b = 913,5/814 = 1,12;$$

$$\Omega_k = (552000 - 384000) \cdot 1,12/0,867 = 216500 \text{ м}^3;$$

$$Q_p = [(552000 - 384000)/0,867] \cdot 60 = 11,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_{и} = 860000 (85/0,77 - 5) = 94,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_x = (52,1 + 11,6 + 94,9) 10^6 = 158,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Ответ: $Q_x = 158,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$

Пример

Определить максимальный объем газа в хранилище, максимальное забойное и устьевое давление в конце периода закачки, число поршневых компрессоров, необходимое для закачки газа при следующих исходных данных: начальное давление в хранилище $p_k = 3,6 \text{ МПа}$; объем порового пространства хранилища $\Omega = 10 \cdot 10^6 \text{ м}^3$; коэффициент проницаемости $k = 0,5 \text{ мкм}^2$; коэффициент пористости $m = 0,2$; коэффициент динамической вязкости газа $\mu_0 = 0,012 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; толщина пласта $h = 10 \text{ м}$; радиус гидродинамически совершенной по степени и характеру вскрытия пласта скважины $R_c = 0,1 \text{ м}$; число нагнетательных скважин $n = 5$; постоянный расход газа, закачиваемого в хранилище, $N(t) = 0,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$; максимально-допустимое давление в хранилище $p_{\max} = 7 \text{ МПа}$; глубина скважины $L = 500 \text{ м}$; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $d = 0,132 \text{ м}$; коэффициент гидравлического сопротивления труб $\lambda = 0,02$; относительная плотность по воздуху закачиваемого газа

$\Delta = 0,6$; давление в приемном коллекторе компрессора $p_g = 1,7$ МПа; температура газа в приемном коллекторе компрессора $t_g = 20$ °C; геометрический объем, описываемый поршнями компрессора $V_u = 26650$ м³ /сут; объем вредного пространства цилиндров компрессора $C = 0,1$; показатель политропы сжатия газа в цилиндрах компрессора $m_1 = 1,2$.

Для упрощения расчета примем коэффициент сверхсжимаемости газа $z = 1$; размещение скважин на площади газоносности равномерное, коэффициент фильтрационного сопротивления $\varepsilon = 0$.

Решение:

Максимальный объем газа который можно закачать в хранилище,

$$Q_3 = 10 \cdot 10^6 (70 - 36) = 340 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Время закачки газа в хранилище

$$t = 340 \cdot 10^6 / (0,5 \cdot 10^6) = 680 \text{ сут.}$$

Общий объем газа в хранилище

$$Q_0 = 10 \cdot 10^6 \cdot 36 + 340 \cdot 10^6 = 700 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Соотношение объемов активного и буферного газов

$$Q_a / Q_{\bar{a}} = 340 \cdot 10^6 / (360 \cdot 10^6) = 0,945.$$

Давление на заборе скважины в конце периода закачки определим по формуле при $p_{\kappa} = p_{\max}$, $R = R_{\kappa}$, $\xi_1 = 0$, $\xi_2 = 0$

$$p_3 = \sqrt{p_{\max}^2 + \frac{N(t) \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c}}{n A_p}} = \sqrt{490 + \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,31 \lg \frac{561}{0,1}}{5 \cdot 1,13 \cdot 10^4}} = 7,05 \text{ МПа};$$

$$A_p = \frac{\pi k h p_a T_{cm}}{11,6 \mu_0 z_0 T_0} = \frac{3,14 \cdot 0,5 \cdot 1000 \cdot 0,1 \cdot 293}{11,6 \cdot 0,012 \cdot 1 \cdot 293} = 1,13 \cdot 10^4 \text{ м}^3 / \text{сут};$$

$$R_{\kappa} = \sqrt{10 \cdot 10^6 / (3,14 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 5)} = 565 \text{ м.}$$

Давление на устье нагнетательной скважины в конце периода закачки газа

$$p_z = \sqrt{4970 \cdot 0,935 - \frac{1,377 \cdot 1^2 \cdot 293^2 \cdot 0,02 \cdot 100^2}{13,5^5}} (0,935 - 1 = 6,83 \text{ МПа} \cdot$$

Число компрессоров, необходимое для закачки газа в хранилище в конце периода закачки

$$n_{\kappa} = \frac{0,5 \cdot 10^6}{26650 \cdot 17 [0,97 - 0,1(4,01^{11,2} - 1)]} = 1,47,$$

т. е. два компрессора.

17. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ НА ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ

17.1. Охрана окружающей среды

Охрана окружающей природной среды предусматривает мероприятия, направленные в первую очередь на охрану здоровья и условий жизни работников и населения, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения водных и земельных ресурсов, воздушного бассейна, животного и растительного мира, а также на ликвидацию последствий загрязнений и восстановление природных ресурсов. Охрана окружающей природной среды должна осуществляться в соответствии с природоохранным законодательством Республики Казахстан и соответствовать международным нормам и правилам.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти и газа, рационального и комплексного использования, сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов; землетрясений, оползней, подтоплений, просадок грунта; предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

17.2. Техника безопасности и противопожарные мероприятия при эксплуатации газовых скважин

Природные углеводородные газы образуют взрывоопасные смеси с воздухом. Для каждого данных условий существуют два предела взрываемости газозоодушных смесей:

1) нижний предел соответствует минимальной концентрации горючего газа, при которой горение еще возможно;

2) верхний предел соответствует максимуму этой концентрации.

С повышением давления смеси значительно возрастают пределы ее взрываемости. Горение и взрыв – однотипные химические процессы, но резко отличающиеся по интенсивности протекающей реакции. При взрыве реакция происходит очень быстро в замкнутом пространстве без доступа воздуха к очагу воспламенения взрывоопасной газовоздушной смеси. Скорость распространения детонационной волны горения при взрыве (900–3000 м/с) в несколько раз превышает скорость звука в воздухе при комнатной температуре. Сила взрыва максимальна, когда содержание воздуха в смеси становится теоретически необходимым для полного сгорания. При концентрации газа в воздухе в пределах воспламенения и при наличии источника воспламенения произойдет взрыв; если же содержание газа в воздухе меньше нижнего и больше верхнего пределов воспламенения, то смесь не способна взорваться.

Работы на газовом промысле должны проводиться в соответствии с «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности». Особенности процесса добычи газа, создающие опасность для обслуживающего персонала обусловлены:

- необходимостью обслуживания оборудования (фонтанной арматуры, сепараторов и пр.), находящегося в процессе эксплуатации под высоким давлением;
- необходимостью работы во взрывоопасных помещениях;
- выделением из газа и газоконденсата различных компонентов, представляющих опасность отравления людей, а при определенных условиях и опасность взрыва и пожара;
- применением вредных и ядовитых веществ (например, метанол);
- необходимостью проведения газоопасных работ, т. е. работ в загазованной среде или при которых возможен выход газа из газопроводов и аппаратов.

К газоопасным работам относятся ввод в эксплуатацию газопроводов, аппаратов; присоединение вновь смонтированных газопроводов к действующим; ремонт действующих газопроводов (без отключения их от газа); осмотр и проветривание колодцев; продувка газопроводов и скважин; ввод в газопровод метанола для удаления гидратов и др.

Территория объектов, участков и площадок вокруг скважин должна содержаться в чистоте и порядке. Загрязненность территории конденсатом, глинистым раствором, затопление сточными водами, захламленность и загроможденность различным оборудованием и материалами являются нарушениями требований безопасности и могут приводить к несчастным случаям. Заброшенные колодцы должны быть засыпаны. Все резервуары и амбары должны быть ограждены или перекрыты. Дороги, переходы должны всегда находиться в исправности. Сепараторы, установленные вне помещения, должны освещаться прожекторами или светильниками во взрывозащищенном исполнении, а вне взрывоопасной зоны допускается применение светильников в пыленепроницаемом исполнении. Во взрывоопасных помещениях должны предусматриваться мероприятия по предотвращению влияния газов на работающих, исключению возможности образования взрывоопасных смесей газа с воздухом и появлению источников пламени, искр.

В помещениях, где возможно выделение газа, запрещается хранение смазочных масел, обтирочных и других горючих материалов. Для курения должны быть выделены специальные места. Содержание газов в воздухе определяют с помощью газоанализаторов и индикаторов.

При эксплуатации газовой скважины нужно следить за межколонными давлениями газа. Если в процессе эксплуатации давление в кольце начнет повышаться, что указывает на нарушение герметичности колонны, то скважину надо немедленно заглушить и принять меры к ремонту колонны.

Метанол (метиловый спирт), применяемый для борьбы с гидратообразованием, является сильным ядом. Он действует преимущественно на нервную и сосудистую системы, поражает

слизистые оболочки дыхательных путей. Особенно сильно он действует на зрительный нерв и сетчатку глаза. Отравление метанолом возможно не только при попадании внутрь (тяжелое отравление, ведущее к слепоте и даже к смерти, вызывают 10–15 г метанола), но и при вдыхании паров и проникновении через кожу. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе производственных помещений не более 50 мг/м³. К тому же метанол легко воспламеняется. К работе с метанолом допускаются лишь лица, прошедшие инструктаж. На емкостях с метанолом должны быть надписи «Яд», «Огнеопасно», а также знак, установленный для ядовитых веществ.

На промыслах пока еще применяются контрольно-измерительные приборы с ртутным заполнением. Выделяющиеся ртутные пары вредно влияют на человека, вызывают острое и хроническое отравление. Пары ртути без запаха и вкуса и обнаруживаются только аналитическим путем. Предельно допустимая концентрация паров ртути в воздухе помещений 0,01 мг/м³. Разлитая ртуть должна быть собрана, а в помещении нужно произвести санитарную очистку.

С увеличением молекулярной массы предельных углеводородов их токсические свойства возрастают. Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий предусмотрена в рабочей зоне производственных помещений предельно допустимая концентрация углеводородов (паров бензина), равная 0,3 мг/дм³. Из газовых компонентов природных и нефтяных газов особенно токсичен сероводород.

17.3. Дополнительные меры безопасности при наличии сероводорода и углекислого газа

Сероводород – бесцветный газ. Относительная плотность его по воздуху 1,19. Человек чувствует сероводород (запах тухлых яиц) даже при содержании его в воздухе 0,0014–0,0023 мг/дм³. Однако даже при непродолжительном пребывании человека в сероводородной среде его обоняние притупляется. Сероводород является ядом, вызывающим паралич органов дыхания и сердца. Концен-

трация сероводорода в воздухе рабочих помещений не должна превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) 10 мг/м^3 , в смеси с углеводородами – 3 мг/л^3 , в атмосфере воздуха населенных мест – не более $0,008 \text{ мг/м}^3$.

Углекислый газ – бесцветный, практически без запаха. Общий характер действия на организм – наркотический и раздражающий кожу и слизистые оболочки. В высоких концентрациях вызывает быстрое удушье вследствие недостатка кислорода. При содержании 4–5 % углекислого газа в воздухе у человека раздражается слизистая оболочка дыхательных путей и глаз, появляются кашель, головокружение, повышается кровяное давление.

При вдыхании весьма высоких концентраций углекислого газа наступает смерть от остановки дыхания (при 20 % – через несколько секунд). ПДК углекислого газа в воздухе составляет 1%.

Эти газы бесцветные. Они тяжелее воздуха, поэтому скапливаются в низких местах – ямах, колодцах, траншеях. При концентрации газа, превышающей ПДК, работать разрешается только в противогазе (в фильтрующем – на открытом воздухе; в шланговом – при работе в емкостях, колодцах и закрытых помещениях). При большем радиусе загазованной зоны следует применять кислородные или воздушные изолирующие приборы. При работе в колодце или траншее на поверхности земли с наветренной стороны должны находиться не менее двух человек, имеющих при себе противогазы, а работающий в колодце или траншее должен надевать шланговый противогаз и спасательный пояс с привязанной к нему сигнально-спасательной веревкой.

За концентрацией сероводорода должен быть организован систематический контроль посредством замеров газоанализатором, индикатором или лабораторного анализа. При выявлении опасных концентраций сероводорода должны быть немедленно приняты меры по предупреждению отравления людей, поставлена в известность администрация предприятия и в опасной зоне вывешены предупредительные знаки.

Запрещается при исследовании скважин подходить к устью и пружерной линии без противогаса и соответствующей спец-одежды. Смена диафрагмы на пружере должна проводиться через 15 мин после закрытия скважины с предварительным проведением анализа на сероводород.

При аварийных перерывах в освоении скважины методом нагнетания воздуха следует разрядить затрубное пространство. На шлейфе скважины у устья должны быть установлены клапаны-отсекатели, перекрывающие выход газа при разрыве шлейфов.

Работники бригад по добыче газа, ремонту скважин должны иметь при себе противогасы, индикатор на сероводород и знать правила безопасности и приемы оказания первой помощи пострадавшим. Газ, содержащий сероводород, при невозможности подключения скважины к газосборной сети, должен отводиться через продувочную линию и сжигаться в высоких стояках (не менее 10 м) или отсасываться специальным устройством.

Сероводород и углекислый газ вызывают интенсивную коррозию оборудования, а сероводород создает еще условия интенсивного гидратообразования углеводородных газов. Поэтому в конструкциях газовых и газоконденсатных скважин предусматривают защиту от коррозии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Факторы и условия, определяющие степень сложности разработки месторождения, под влиянием которых формируется комплекс контролируемых параметров, условно можно разделить на две группы:

- геологические и гидрогеологические;
- технологические.

К первой группе следует отнести размеры залежи и ее начальные параметры (глубина залегания продуктивного пласта, пластовые давление и температура, запасы газа и конденсата), геологическое строение продуктивного горизонта (многопластовость, неоднородность коллекторских свойств, разрывные нарушения и пр.), тип залежи (пластовая, массивная, водоплавающая), физико-химические свойства пластовых флюидов и т. д. Эта же группа включает характер контакта залежи с окружающим водонапорным бассейном. Особенности этого бассейна – протяженность, проницаемость, гидростические напоры.

Во вторую группу входят: способ разработки залежи (с поддержанием давления, на истощение, с консервацией газовой части залежи или нефтяной оторочки и т. д.); стадия разработки (начальная, основная и др.); темп отбора углеводородов из залежи и дебиты отдельных скважин, их рабочие давления и текущее состояние; система вскрытия продуктивного горизонта и размещение скважин на структуре; наличие межпластовых или внутрипластовых перетоков газа и пр.

Система контроля за разработкой тем сложнее, чем больше упомянутых факторов и условий характерно для данного месторождения, чем больше особенностей и осложнений в его разработке. Особое внимание на всех стадиях разработки газового месторождения следует уделять **внедрению подошвенной и законтурной воды** в случае водонапорного режима работы пласта. Обычно сначала наблюдаются признаки только газонапорного режима. По мере снижения давления отмечается все более активное внедрение воды. На завершающей стадии разработки, когда образуются обширные зоны обводнения с защемленным и

обойденным газом, темп внедрения воды вновь замедляется из-за возросших фильтрационных сопротивлений. Если в ходе эксплуатации газоконденсатной залежи к забоям добывающих скважин подступает подошвенная или законтурная вода, то возникает проблема поддержания работоспособности скважин, в продукции которых содержится значительное количество жидкости (углеводородного конденсата и воды).

Разработка газоконденсатных месторождений имеет свою специфику. Помимо всех особенностей разработки, присущих чисто газовым месторождениям, в этом случае возникают сложные **проблемы, связанные с отбором углеводородного конденсата**. С одной стороны, это те вопросы, которые требуют своего решения при достижении максимально возможной конденсатоотдачи пласта. С другой стороны, это вопросы поддержания или восстановления продуктивности скважин, поскольку наибольшее насыщение порового пространства выпадающим конденсатом происходит именно в призабойных зонах скважин, приводя к более или менее значительному снижению фазовой газопроницаемости.

Особенно сложной является разработка газоконденсатного пласта, характеризующегося низкой проницаемостью пород. Выпадение ретроградного конденсата в поровом пространстве обуславливает в таких случаях необходимость поддержания давления для приемлемых отборов не только конденсата, но и газа. Проблема обеспечения достаточно большой углеводородоотдачи, особенно конденсатоотдачи, считается специалистами одной из наиболее сложных при разработке месторождений газоконденсатного типа. Эти методы требуют больших капитальных и эксплуатационных затрат.

За прошедшие двадцать лет добыча и потребление газа и нефти в мире возросли в 4 раза. Несмотря на значительность разведанных запасов газа, мы должны считаться с их ограниченностью. Сегодня проблемы экологии вышли на передний край при освоении месторождений газа и нефти, т. к. добыча природных углеводородов негативно отражается на окружающей среде обитания. Положение с недрами в этом отношении

гораздо сложнее. Существует проблема техногенного землетрясения или проседания поверхности земли с последующими негативными последствиями. Техногенные межпластовые перетоки газа и нефти, в т. ч. содержащие сероводород и другие компоненты, вызывают заражение артезианских бассейнов. Нерациональные системы разработки приводят к неразумным потерям в пласте нефти, газа, конденсата.

В соответствии с долгосрочной Стратегией развития страны до 2030 г. Концепцией и Программой развития газовой отрасли Республики Казахстан предусматривается качественное изменение подходов к вопросам использования имеющихся газовых ресурсов страны. С решением проблем утилизации добываемого попутного газа, как сдерживающего фактора дальнейшего роста добычи нефти, сфера добычи, переработки и реализации газа должна стать одной из основных базовых отраслей развития экономики страны. Необходимо внедрять следующие мероприятия:

- расширение лабораторных, промысловых и теоретических исследований;
- обоснование новых, апробацию в опытно-промышленном и промышленном масштабах более активных методов воздействия на процессы разработки месторождений природных газов;
- обеспечение максимальной утилизации попутно добываемого газа на месторождениях и создание возможностей для дальнейшего наращивания мощностей по добычи нефти и газового конденсата с обеспечением необходимых экологических требований;
- использование технологий сжижения природного газа (СПГ), превращений его в жидкий продукт (GTL);
- достижение энергетической независимости страны по поставкам электроэнергии, природного и сжиженного газа, а также по отдельным видам продукции нефтехимии;
- обеспечение безаварийного и бесперебойного снабжения населения и промышленных предприятий республики природным газом за счет газификации новых регионов;

- развитие транзитных мощностей газотранспортных магистралей республики;
- увеличение экспортного потенциала страны по поставкам природного и сжиженного газа, а также сопутствующих компонентов добываемого газа и продуктов глубокой переработки газа;
- создание специализированных научно-производственных подразделений, повышение ответственности за бережное отношение к недрам и окружающей среде, освоение новых методов воздействия на пласт и т. д.;
- повышение качества подготовки специалистов для газовой промышленности, дальнейшее повышение квалификации инженерно-технических работников;
- изменение отношения к проблеме газо нефте- и конденсатотдачи пластов и использованию углеводородных компонентов в качестве топлива и сырья в промышленности.

В результате реализации Программы развития газовой отрасли ожидается, что Республика Казахстан войдет в число стран, обладающих крупнейшими в мире доказанными запасами природного газа и станет одним из трех основных производителей и экспортеров природного и сжиженного газа на территории стран СНГ. Кроме этого, важным аспектом в реализации программы развития газовой отрасли является обеспечение положительного эффекта для окружающей среды использования газа как энергоносителя и снижения вредного воздействия на экологию предприятий газовой отрасли.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ширковский А.И.* Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1987.
2. *Коротаев Ю.Н., Ширковский А.И.* Добыча, транспорт и подземное хранение газа. - М.: Недра, 1984.
3. *Закиров С.Н.* Разработка газовых, и газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. - М.: Струна, 1998.
4. *Коротаев Ю.П. и др.* Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное рук-во. Т. 1 и 2. - М.: Недра 1984.
5. *Басниев К.С.* Добыча и транспорт газа и газового конденсата. - М.: Недра, 1985.
6. *Вяхирев Р.И. Гриценко А.И. Тер-Саркисов Р.М.* Разработка и эксплуатация газовых месторождений. - М.: Недра, 2002.
7. *Лалазарян Н.В., Нурбекова К.С.* Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Электронный учебник. – Алматы, КазНТУ, 2003.
8. *Лалазарян Н.В.* Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – Алматы: КазНТУ, 2008.
9. *Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В.* Сбор и подготовка скважинной продукции на месторождениях. Учеб. пособие для вузов – Алматы: 2005.
10. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Казахстан. 1995.
11. Программа развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2004-2010 гг.
12. *Антонова Е.О., Крылов Г.В., Прохоров А.Д., Степанов О.А.* Основы нефтегазового дела: Учеб. для вузов. — М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 307 с.
13. *Коршаков А.А., Шаммазов А.М.* Основы нефтегазового дела. Учебник для вузов. Изд. 2-е, доп. и испр. –Уфа.: ООО «Ди-зайнПолиграфСервис», 2002. - 544 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. История развития и состояние газовой промышленности.....	5
1.1. История добычи газа.....	5
1.2. Добыча газа в Казахстане	7
1.3. Преимущества природного газа, как топлива и сырья для химической промышленности	10
2. Геологические основы добычи газа	12
2.1. Происхождение газа	12
2.2. Условия залегания газа в залежах	14
2.3. Пластовое давление	15
2.4. Пластовая температура	16
3. Физико-химические свойства природных газов	18
3.1. Состав и классификация природных газов	18
3.2. Уравнения состояния реальных газов.....	20
3.3. Уравнения Ван-дер-Ваальса.....	22
3.4. Коэффициент сверхсжимаемости природных газов.....	22
4. Основные свойства природных газов.....	27
4.1. Плотность газа и конденсата	27
4.2. Вязкость природного газа.....	28
4.3. Тепловые свойства природных газов	30
4.4. Влагосодержание природных газов	32
4.5. Кристаллогидраты природных газов	34
5. Принципы проектирования разработки газовых месторождений	37
5.1. Основные понятия о рациональной разработке газовых месторождений	37
5.2. Этапы разработки газовых месторождений.....	38
5.3. Размещение скважин по площади и по структуре газоносности	40
5.4. Режимы газовых месторождений	42
5.5. Определение расположения газодляного контакта (ГВК)	48
6. Особенности разработки газоконденсатных месторождений	52
	185

6.1. Диаграмма фазовых превращений	52
6.2. Классификация газоконденсатных месторождений.....	54
6.3. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ).....	57
7. Исследование газовых скважин.....	60
7.1. Цели и методы исследования газовых и газоконденсатных скважин	60
7.2. Исследование газовых скважин при стационарных (установившихся) режимах фильтрации.....	62
7.3. Исследование скважин при нестационарных режимах фильтрации.....	66
7.4. Определение пластового и забойного давления в газовой скважине.....	68
8. Исследование газоконденсатных скважин.....	73
8.1. Исследования газоконденсатных скважин.....	73
8.2. Технология и техника исследования газоконденсатных смесей в лабораторных условиях.....	73
8.3. Методы исследования газоконденсатных месторождений и промысловые установки для их проведения.....	75
9. Оборудование газовых скважин.....	79
9.1. Основные отличия газовых скважин от нефтяных.....	79
9.2. Наземное оборудование газовых скважин.....	82
9.3. Подземное оборудование газовых скважин.....	84
9.4. Расчет диаметра НКТ в газовой скважине из условия выноса частиц с забоя.....	98
10. Осложнения при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.....	93
10.1. Эксплуатация скважин при содержании в газе агрессивных компонентов.....	93
10.2. Эксплуатация скважин при накоплении жидкости на забое.....	96
10.3. Эксплуатация скважин при пескопроявлении.....	97
10.4. Борьба с гидратообразованием.....	98
11. Технологические режимы эксплуатации газовых скважин	103

11.1. Геологические, технические, технологические и экономические условия ограничения дебита.....	104
11.2. Выбор технологического режима эксплуатации скважин в различных условиях.....	107
11.3. Автоматизация газового промысла.....	110
12. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	113
12.1. Солянокислотная обработка.....	113
12.2. Гидравлический разрыв пласта.....	115
13. СБОР ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ.....	119
13.1. Требования отраслевых стандартов к качеству газа и конденсата.....	119
13.2. Требования на качество сухого газа.....	119
13.3. Схемы сбора и внутри промыслового транспорта газа и конденсата.....	120
13.4. Промысловые дожимные компрессорные станций.....	125
14. МЕТОДЫ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА К ТРАНСПОРТУ.....	131
14.1. Очистка газа от механических примесей.....	131
14.2. Низкотемпературная сепарация газа.....	137
14.3. Подготовка газа к транспорту методом адсорбции.....	140
14.4. Подготовка газа к транспорту методом адсорбции.....	142
14.5. Подготовка газа при наличии в его составе сероводорода.....	144
15. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА.....	147
15.1. Способы переработки углеводородных газов.....	147
15.2. Одоризация газа.....	151
15.3. Общие сведения о транспорте газа.....	152
16. ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА.....	157
16.1. Цели подземного хранения газа.....	157
16.2. Покрывание сезонной неравномерности газопотребления...	157
16.3. Буферный газ в ПХГ.....	159
16.4. Технологическая схема отбора и закачки газа в хранилище.....	160

16.5. Хранение газа в истощенных или частично выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях.....	162
16.6. Хранение газа в выработанных нефтяных месторождениях.....	164
16.7. ПХГ в водоносных структурах.....	166
17. Охрана окружающей среды и техника безопасности на газовых промыслах	174
17.1. Охрана окружающей среды.....	174
17.2. Техника безопасности и противопожарные мероприятия при эксплуатации газовых скважин.....	174
17.3. Дополнительные меры безопасности при наличии сероводорода и углекислого газа.....	177
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	180
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	184

Нина Валентиновна Лалазарян
Кунсая Сарсетаевна Нурбекова

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА

Учебное пособие
для студентов специальности 5В070800
«Нефтегазовое дело»

Нач. РО
Редактор
Компьютерная верстка

З.А. Губайдулина
Г. М. Дюсенбаева
А.Н. Оразалиева

Подписано в печать 30.05. 2012 г.
Тираж 300 экз. Формат 60х84х 1/16. Бумага типогр. № 1.
Уч.-изд.л. 11,9. Усл. п.л.11,1. Заказ № 596. Цена договорная.

Издание Казахского национального технического
университета им. К.И. Сатпаева
Информационно-издательский центр КазНТУ,
г. Алматы, ул.Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-373-0

