

УДК 622.276.72

**МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЛОВОЕ**

**METHODS OF PREVENTION AND ELIMINATION
OF HYDRATE FORMATION IN THE OPERATION OF GAS WELLS
ON AN EXAMPLE OF UZLOVOE FIELD**

Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос об эксплуатации газовых скважин, конструкции добывающих газовых скважин, которая зависит от многих факторов, в частности, от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений. Также приведены условия эксплуатации газовых скважин, показано основное оборудование, применяемое для добычи газа, осложнения при эксплуатации, причины гидратообразования и методы предупреждения и ликвидации гидратов, применяемые на месторождении Узловое. Сделаны выводы о том, что в настоящее время технология борьбы с гидратообразованием широко изучена и направлена на снижение потребления ингибиторов гидратообразования (метанола), который является основным способом борьбы с гидратами. Ввод метанола непосредственно на забой скважин с помощью дозированной подачи, по сравнению с подачей метанола на забой и в газопровод, является наименее затратным по количеству расхода метанола и трудозатратам на обслуживание установок, следовательно, применение этого способа экономически эффективнее.

Ключевые слова: особенности эксплуатации газовых скважин; осложнения при эксплуатации газовых скважин; причины гидратообразования; методы предупреждения и ликвидации гидратов; система сбора и подготовки газа на промысле; определение условий гидратообразования; метод подачи метанола на забой газовых скважин.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

Deputy chief of department of the branch
LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of the technical sciences,
Assistant professor, Professor of
the pulp oil and gas deal of
the name of the Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article deals with the operation of gas wells, the design producing gas wells, which depends on many factors, in particular on the reservoir pressure and the relationship it to hydrostatic, geological drilling conditions, geological and physical parameters of the formation, the physical properties of the formation fluid, the pressure difference between the layers, technological conditions of operation of wells, reservoir operation mode, for economic reasons. Operating conditions of gas wells are also given, showing the main equipment used for gas, complications of the operation, the reasons for hydrate formation and methods of prevention and liquidation of hydrates, are used at the Uzlovoe field. It is concluded that current technology to combat hydrate formation has been studied extensively and is aimed at reducing the consumption of hydrate inhibitors (methanol), which is the main way of dealing with hydrates. A methanol inlet directly to downhole via dosing compared to feeding methanol and slaughter of the pipeline, is the least expensive of methanol consumption by the number of man-hours and facilities for treatment, therefore, the application of this method is economically efficient.

Keywords: especially of the operation of gas wells; complications in the operation of gas wells; reasons hydrate; methods of prevention and liquidation of hydrates; collection and preparation of the gas in the fishery; definition of hydrate formation conditions; methanol feed for slaughter gas drilling method.

Многопластовое газоконденсатное месторождение Узловое расположено в северо-западной части о. Сахалина и находится в 70 км от г. Оха (рис. 1).

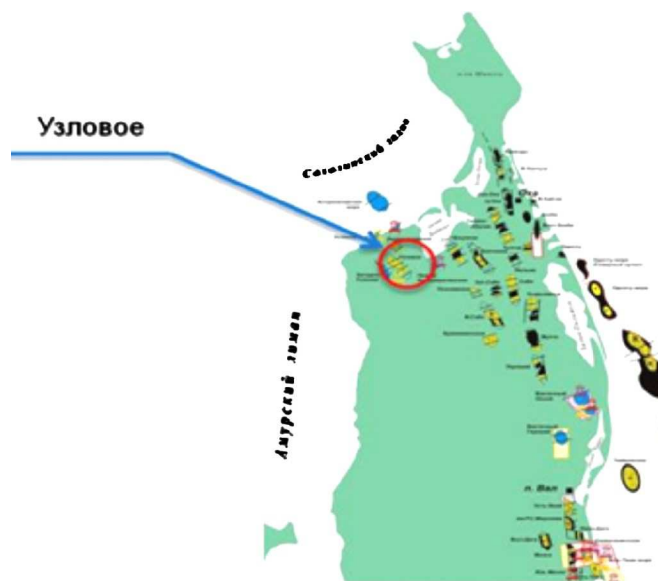


Рисунок 1 – Обзорная карта месторождений

Месторождение Узловое было открыто в 1968 году, введено в промышленную разработку в 1997 году.

В административном отношении площадь входит в Охтинский район. В орографическом отношении район представляет слабохолмистую низменную равнину, расположенную на северо-западном борту Сахалинской низменности.

Добытый газ по газопроводу подаётся на месторождение имени Р.С. Мирзоева для газлифтной эксплуатации нефтяных горизонтов, конденсат – в нефтяной коллектор Даги – Погиби и далее Оха – Комсомольск-на-Амуре.

Особенности эксплуатации газовых скважин

Газовые и газоконденсатные месторождения представляют собой сложные природные комплексы, главным признаком которых является наличие скопления углеводородов в пористом пласте-коллекторе, ограниченном непроницаемыми покрышкой и основанием. Размеры скопления, состав, фазовое состояние и реологические свойства углеводородной смеси характеризуются большим разнообразием. Весьма разнообразны также коллекторские свойства, глубины залегания, толщины и начальные термобарические параметры вмещающих углеводороды пород. Если учесть ещё и широту спектра природно-климатических условий в зонах расположения месторождений, то очевидно, сколь многообразны проблемы, решение которых необходимо при проектировании разработки залежей и отборе запасов природного газа.

Фазовое состояние скоплений углеводородов имеет большое значение при выборе методики разведочных работ. Некоторые свойства газа и особенности разработки его залежей позволяют применять при разведке методы, существенно отличающиеся от методов разведки нефтяных месторождений. Основные положения методики разведки газовых месторождений состоят в следующем:

1. Газ извлекается из залежи при её эксплуатации почти полностью без применения законтурного или внутриконтурного заводнения. В результате отпадает необходимость детальной разведки приконтурной зоны газовой залежи для выяснения мест заложения нагнетательных скважин и их количества, в то время как для нефтяных залежей такую разведку в большинстве случаев необходимо проводить.

2. Из отдалённых участков залежи нефть отобрать практически невозможно, газ же подходит к эксплуатационным скважинам с этих же участков с относительно небольшой потерей давления. Это позволяет закладывать эксплуатационные газовые скважины вдали от контура газовой залежи в наиболее благоприятных условиях, пре-

имущественно в самых высоких её частях. В связи с этим нет необходимости проводить детальную площадную разведку газовой залежи, особенно приконтурной её части, чтобы выяснить условия заложения эксплуатационных газовых скважин. Для нефтяных залежей такая разведка необходима.

3. Рабочий дебит газовых скважин при прочих равных условиях непременно больше рабочего дебита нефтяных скважин. Это, а также дренаж газа эксплуатационными скважинами с более отдалённых участков позволяет разрабатывать газовую залежь несравненно меньшим количеством эксплуатационных скважин.

Весьма существенно то обстоятельство, что если по окончании разведки нефтяной залежи всегда необходимо бурение эксплуатационных скважин, то по окончании разведки газовой залежи для её разработки очень часто хватает разведочных скважин, давших газ.

А в некоторых случаях, как показывает практика разведки мелких и средних газовых месторождений, количество этих скважин даже больше того, которое нужно для эксплуатации. Поэтому один из принципов разведки газовых залежей состоит в том, что количество разведочных скважин, которые могут дать газ, не должно превышать количества скважин, необходимых для разработки этой залежи.

4. Законтурная вода в большей части месторождений не успевает восстанавливать давление газа в процессе его отбора из залежи, причём в первой стадии разработки залежи продвижение воды в ней практически ничтожно. Это даёт возможность достаточно достоверно оценить запасы по данным относительно кратковременной опытной эксплуатации с использованием падения давления. Такая возможность позволяет резко сократить объёмы работ по промышленной разведке газовых залежей для подсчёта запасов, что, однако, совершенно не применимо к нефтяным залежам.

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10 000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность земли бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для:

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

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах достигает от 100 МПа, температура газа достигает 523 °К, горное давление за колоннами на глубине 10000 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 % в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

Долговечность работы и стоимость строительства скважин во многом определяются их конструкциями.

Конструкцией скважины называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем.

Конструкция добывающих газовых скважин зависит от многих факторов, в частности, от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений.

Особенности конструкции и оборудования газовых скважин по сравнению с нефтяными, в частности, с фонтанными скважинами, обусловлены отличиями свойств газа и нефти.

На рисунке 2 приведены конструкции газовых и газоконденсатных скважин.

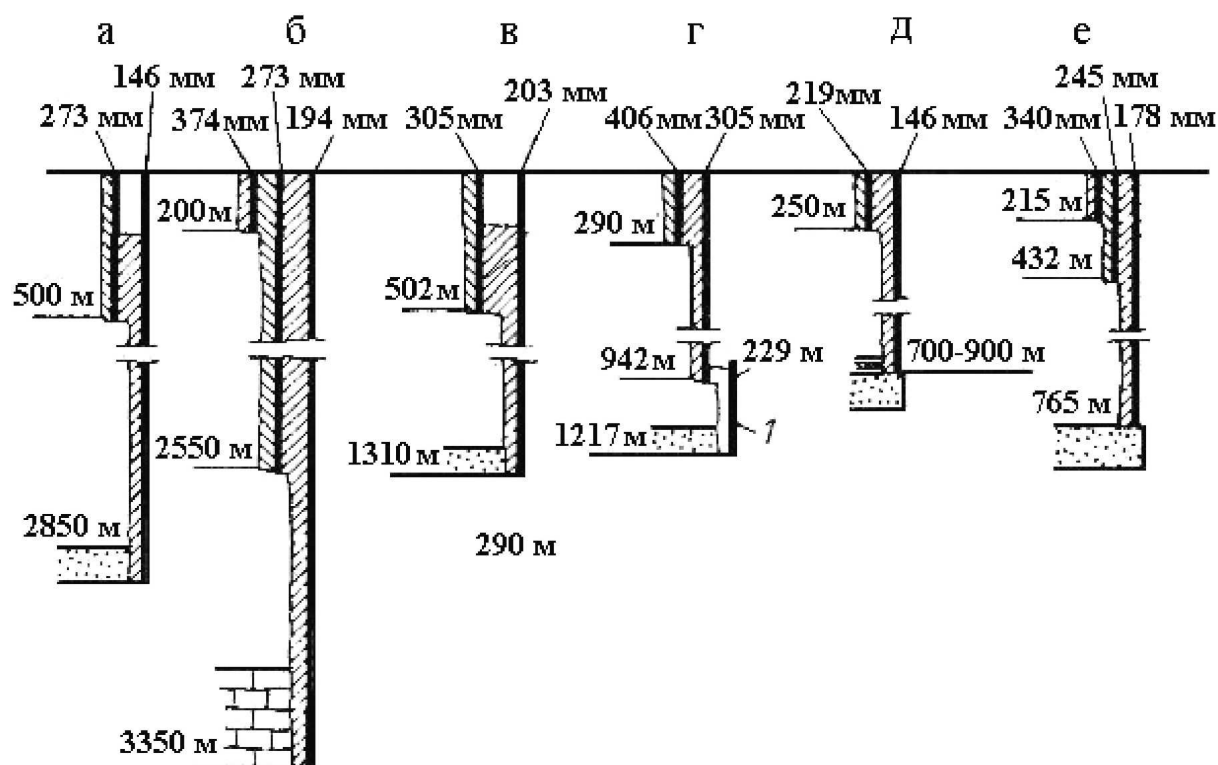


Рисунок 2 – Конструкции скважин на газовых, газоконденсатных месторождениях и подземных хранилищах газа:

1 – хвостовик

Плотность и вязкость газа на 2–3 порядка меньше плотности и вязкости нефти. Скорость движения газа в стволе скважины в 5–25 раз больше, чем скорость движения нефти. Извлечение газа из недр на поверхность происходит пока только за счёт использования пластовой энергии. Газ некоторых месторождений содержит агрессивные, коррозионные компоненты (сероводород, углекислый газ). Отсюда к прочности и герметичности газовой скважины предъявляют более жёсткие требования.

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 (м) можно определить подбором из равенства

$$h = L - R \cdot T \cdot \ln \left(\frac{P_H}{\rho_{cp} \cdot g \cdot h} \right),$$

где L – глубина скважины; R – удельная газовая постоянная; T – средняя температура на длине $(L - h)$; ρ_{cp} – средняя объёмная плотность горных пород разреза на длине h ; P_H – начальное пластовое давление газа; g – ускорение свободного падения.

Или приближённо по формуле:

$$h = \frac{\rho_e \cdot L}{\rho_{cp}} \approx 0,425 \cdot L,$$

где ρ_e – 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 трапецеидальной 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 определённых марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

Давление газа на устье газовой скважины всего на 5–10 % меньше забойного давления или пластового давления в остановленной скважине. При истощении залежи или при особых условиях (открытый газовый фонтан, перекрытие ствола скважинным клапаном-отсекателем) устьевое давление приближается к атмосферному давлению. Значит, на обсадные трубы создаются большие давления и их перепады при наличии температурных напряжений. В случае малейшей негерметичности обсадной колонны вследствие малой вязкости газ проникает в вышележащие пласты, может привести к загазованности территорий, образованию грифонов и создать взрывоопасные условия. Агрессивные компоненты не должны вызывать снижение прочности обсадных колонн и газопромыслового оборудования. Вследствие больших скоростей газа повышается опасность эрозии оборудования в газовой струе. Поэтому подбирают соответствующие материалы обсадных колонн, повышают герметичность труб применением уплотнительных смазок для резьбовых или сварных соединений, цементируют трубы по возможности на большую высоту (до устья) и др.

При движении газа в стволе с забоя на поверхность, особенно в высокодебитных скважинах, происходят большие потери давления на гидравлическое сопротивление, которые при дебите 0,5 млн м³/сут. в 2–3 раза превышают депрессию. Эти потери давления могут уменьшать дебит газовой скважины. При увеличении диаметра скважины (эксплуатационной колонны) уменьшается расход пластовой энергии, но возрастают капитальные вложения на строительство скважины и снижается надёжность.

В настоящее время экономически оправдано применение в высокодебитных газовых скважинах эксплуатационных колонн диаметром 219–245 мм.

Сероводород при взаимодействии с металлами вызывает их сульфидное растрескивание и наводороживание, в результате чего оборудование не выдерживает регламентированных ГОСТом нагрузок. С учётом 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 (коррозионно-стойкие тампонажные материалы, подъём цементного раствора до устья);
- исключают элементы оборудования, работающие при нагрузках, близких к предельным;
- защищают эксплуатационную колонну от прямого длительного влияния агрессивной среды.

Оборудование устья газовой скважины показано на рисунке 3.

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 трёх частей:

- 1) колонной головки;
- 2) трубной головки;
- 3) фонтанной ёлки.

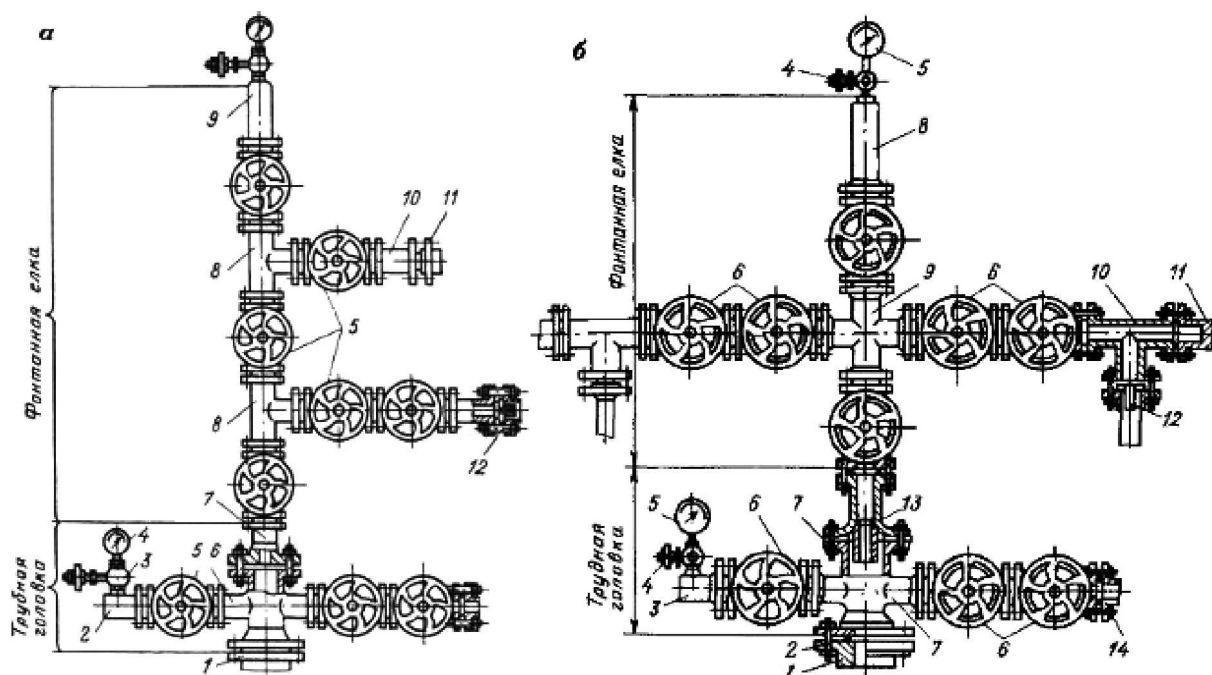


Рисунок 3 – Оборудование устья скважины:

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

Колонная головка (рис. 4) соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны, герметизирует межтрубное пространство, служит опорой трубной головки с фонтанной ёлкой.

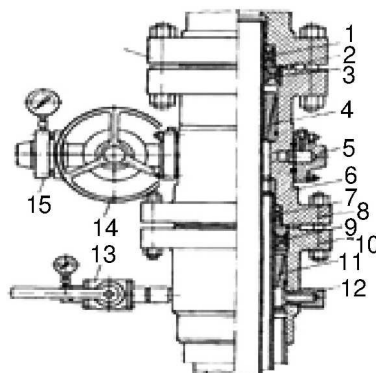


Рисунок 4 – Колонная головка:

1, 3, 7, 9 – уплотнители; 2, 8 – кольцевая прокладка; 4, 11 – подвеска клиньевая; 5 – фланец глухой;
6 – корпус двухфланцевый; 10 – корпус однофланцевый; 12 – заглушка; 13 – кран запорный;
14 – задвижка; 15 – фланец инструментальный

Трубная головка (рис. 5) служит для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами. На трубную головку непосредственно устанавливают фонтанную ёлку крестовикового или тройникового типа.

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

- 1) освоения скважины;
- 2) закрытия скважины;
- 3) контроля и регулирования технологического режима работы скважины.

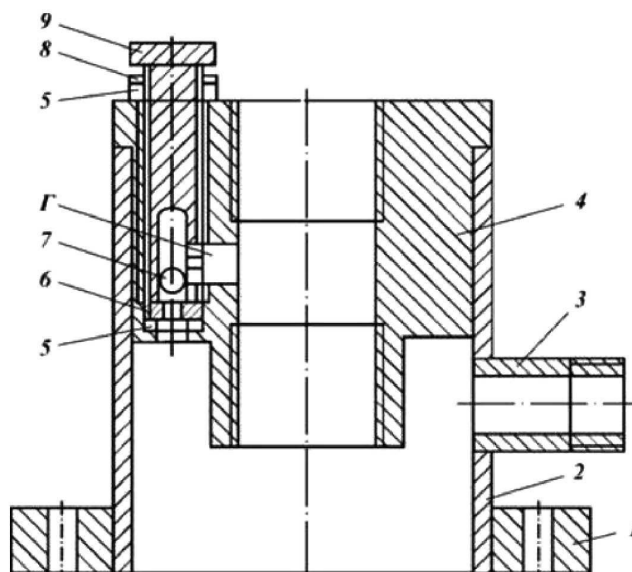


Рисунок 5 – Трубная головка с перепускным клапаном:

1 – опорный фланец; 2 – корпус; 3 – боковой отвод; 4 – несущая головка; 5 – уплотнительные прокладки; 6 – седло; 7 – шарик; 8 – контргайка; 9 – запорная пробка; Г – канал

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

Устьевого клапан-отсекатель предназначен для автоматического перекрытия выходной линии от скважины (шлейфа) при аварийном повышении давления до него или понижении давления после него (в шлейфе). Запорный элемент клапан-отсекателя выполнен в виде заслонки. Она удерживается в горизонтальном положении с помощью штока чувствительного элемента. При уменьшении давления в трубопроводе шток перемещается, освобождает заслонку, которая и перекрывает поток газа. Клапан-отсекатель открывается вручную после выравнивания давлений до и после заслонки.

Фонтанная арматура (ёлка) тройникового типа имеет два тройника. Верхний – рабочий, нижний – резервный. Нижний используется только во время ремонта или замены верхнего. Фонтанная арматура тройникового типа имеет большую высоту (до 5 м от поверхности земли), неудобна в обслуживании, неуравновешенна. Применяется в особо сложных условиях эксплуатации скважины – при наличии твёрдых 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. В верхней части фонтанной ёлки устанавливается буферный патрубок с манометром, показывающим давление на головке скважины (буферное давление).

Фонтанная арматура выпускается на рабочие давления 7; 21; 35; 70 и 100 МПа. Внутренний диаметр фонтанной арматуры (50 или 100 мм) выбирают в зависимости от дебита скважины и давления газа. Научно-технический прогресс в добыче газа приводит к необходимости увеличения дебита скважины и диаметра эксплуатационной колонны, а, следовательно, диаметра фонтанной арматуры.

При эксплуатации скважин большое внимание должно уделяться надёжности, долговечности и безопасности работы, предотвращению открытых газовых фонтанов, защите среды обитания. Условиям надёжности, долговечности и безопасности работы должны удовлетворять как конструкция газовой скважины, так и оборудование её ствола и забоя. Подземное оборудование ствола скважины позволяет осуществлять:

- 1) защиту скважины от открытого фонтанирования;
- 2) освоение, исследование и остановку скважины без задавки её 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.

Схема компоновки подземного оборудования скважины показана на рисунке 6.

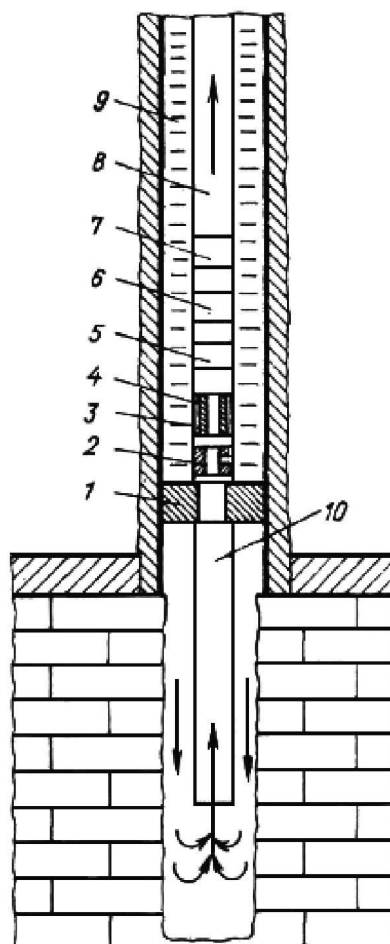


Рисунок 6 – Схема компоновки подземного оборудования газовой скважины:

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

Для надёжной эксплуатации газовых скважин используется следующее основное подземное оборудование: разобщитель (пакер); колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); ниппель; циркуляционный клапан; ингибиторный клапан; устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины, которое включает в себя забойный клапан-отсекатель, уравнильный клапан, переводник и замок; клапан аварийный, срезной; разъединитель колонны НКТ; хвостовик. Дополнительное рабочее оборудование для работы с клапанами-отсекателями включает в себя: посадочный инструмент; ловители; шар с седлом для посадки пакера; приёмный клапан; головку к скважинным приборам; грузы; гидравлический ясс; механический ясс; шлипсовый замок; груз для обрыва скребковой проволоки; двурогий крюк; уравнильную штангу; инструмент для управления циркуляционным клапаном.

Осложнения при эксплуатации газовых скважин

Если продуктивный пласт сложен рыхлыми неустойчивыми породами (песок), то при эксплуатации скважин с большим дебитом возможно разрушение призабойной зоны. Твёрдые частицы, выносимые из пласта, способствуют эрозии (разъеданию) подземного и наземного оборудования, образованию пробок, подземным обвалам и т.д. Обеспечить нормальную эксплуатацию скважины можно поддержанием минимального градиента, меньшего, чем допустимое его значение, созданием условий выноса частиц из ствола на поверхность и применением методов крепления призабойной зоны пласта.

Нарушение условий, влияющих на установление технологического режима работы газовых скважин, или невозможность их учёта в полной мере приводит к различным осложнениям при эксплуатации. Рассмотрим основные виды осложнений и мероприятия по их устранению.

Гидратообразование

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств. Часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дроселирования газа в которых сопровождается резким понижением температуры.

Предупреждение гидратообразования. Для предупреждения гидратообразования необходимо создать режим в соответствии с условием $P \leq P_p$ и $T \geq T_p$, причём для призабойной зоны принимаются условия на забое, а для ствола скважины – условия на устье. Если безгидратный режим не представляется возможным обеспечить, особенно при расположении скважины в зоне вечной мерзлоты, то образование гидратов можно предупредить применением ингибиторов гидратообразования. Ингибитор гидратообразования снижает температуру гидратообразования. Основные ингибиторы, применяемые в газовой промышленности – метиловый спирт CH_3OH (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль).

Ввод ингибитора в скважину осуществляется, в основном, через затрубное пространство или на устье скважины, а также применяется ввод ингибитора в газопровод. Известны и другие методы предупреждения образования гидратов: применение забойных нагревателей, теплоизолированных стволов скважины, гидрофобного покрытия труб. Метанол или другой ингибитор вводят в газопровод каплями с помощью регулировочного вентиля из бачка высокого давления, который расположен над газопроводом. Давление газа в бачке над метанолом и в газопроводе создаётся одинаковым посредством сообщающей трубки.

Для предотвращения образования гидратов и их ликвидацию можно применить подогрев газа путём теплообмена с горячей водой, паром или дымовыми газами. Огневым метод подогрева опасен в пожарном отношении и приводит к порче изоляции труб, поэтому запрещается.

Борьба с гидратообразованием. Когда гидратная пробка уже образовалась, то резкое снижение давления в системе приводит к разложению гидратов, которые затем выносятся продувкой через отводы в атмосферу.

На некоторых месторождениях из-за присутствия в газе сероводорода и углекислого газа возможна интенсивная коррозия оборудования. Коррозия зависит от концентрации агрессивных компонентов в газе, давления и температуры среды, скорости потока, минерализации воды, применяемого материала оборудования. При заданном оборудовании ствола скважины наиболее опасным участком, на котором возможна коррозия, является устье.

На устье должна поддерживаться критическая скорость, превышение которой значительно увеличивает интенсивность коррозии. На практике в таких условиях применяют оборудование в антикоррозионном исполнении или эксплуатацию осуществляют с подачей антикоррозионных ингибиторов.

Значительные осложнения вызывает поступление воды в скважину.

Особенности эксплуатации обводняющихся газовых скважин

Многие газовые и газоконденсатные месторождения страны эксплуатируются при упруговодонапорном режиме, причём в отрасли растёт число месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки с естественным закономерным обводнением продукции скважин.

В работе газовой скважины можно выделить четыре периода. Первый период – безводный. Во втором периоде происходит накопление притекающей воды в стволе сначала без выноса её на поверхность и с образованием плёнки на стенках труб (первая фаза периода), а затем с выносом её в виде диспергированных капелек потоком газа. Третий период характеризуется тем, что сколько воды притекает в скважину, столько же её выносятся на поверхность. При этом в стволе имеется определённый

объём накопившейся воды. По мере истощения залежи в зависимости от технологического режима эксплуатации скважины происходит уменьшение либо дебита газа, либо забойного давления. Условия для выноса воды ухудшаются, особенно при увеличении расхода притекающей воды. Наступает четвёртый период, характеризующийся новым ускоряющимся накоплением воды в стволе. Вследствие этого работа обводняющейся газовой скважины переходит на режим нулевой подачи газожидкостного подъёмника. Так как при этом приток воды продолжается, то скважина захлёстывается водой и прекращает работу. Наступает «самоглушение» скважины водой. С позиций интенсификации работы обводняющейся газовой скважины в четвёртом периоде выделяем две фазы: естественного выноса воды и принудительного её удаления.

Начало принудительного удаления воды и длительность четвёртого периода следует устанавливать из экономических расчётов себестоимости добычи газа и народнохозяйственной эффективности. Отметим только, что в обводняющихся газовых скважинах фонтанные трубы должны спускаться до нижних отверстий фильтра, особенно при малых депрессиях давления.

Для принятия решений по интенсификации работы и способам дальнейшей эксплуатации обводняющейся газовой скважины необходимо располагать данными о расходе притекающей воды или объёме накопившейся в скважине воды, об условиях её выноса или принудительного удаления.

Способы эксплуатации обводняющихся газовых скважин можно подразделить на способы, уменьшающие поступление воды в скважину, и способы, освобождающие ствол от поступившей воды.

Уменьшение поступления вод в скважину достигается:

- регулированием потоков в пласте;
- изоляцией скважины от поступления пластовых вод (изоляция обводнившихся пропластков смолами, цементным раствором, пеной и другими материалами);
- установка горизонтальных экранов при конусообразовании вод;
- селективное вскрытие пропластков; исправление герметичности колонн и цементного камня);
- ограничением отборов газа до исключения поступления воды из пласта.

Способы принудительного удаления воды подразделяют на газогидродинамические, физико-химические и механизированные.

Освободить ствол скважины от воды можно путём подъёма на поверхность либо подачи в поглощающий пласт (тот же или другой). Первая подгруппа способов предусматривает создание скоростей газа больше критической для выноса, диспергирование жидкости или остановки для поглощения жидкости пластом. Наибольшее применение из них нашли периодические продувки скважины.

Для периодического удаления жидкости из скважин путём перекрытия потока газа, накопления энергии и удаления жидкости предназначен автоматический комплекс «Забой-1». Он может использоваться на скважинах, работающих с большими депрессиями и малыми расходами жидкости (до 1–2 тонн/сут.).

Комплекс настраивается на разность давлений в затрубном пространстве и выкидной линии. Питание пневмоавтоматики комплекса осуществляется газом из затрубного пространства.

Два датчика давления управляют мембранным исполнительным механизмом запорного клапана.

Автоматическая система «Ласточка-73» является многофункциональным устройством и позволяет поддерживать условия для непрерывного или периодического выноса воды, а также заданный режим эксплуатации. Она обеспечивает перераспределение потоков газа по трубам и затрубному пространству, а тем самым – условия для выноса воды.

Наиболее широкое применение из всех способов удаления воды получил физико-химический способ – ввод в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) в жидком виде. Сущность способа состоит в том, что при закачке водного раствора пенообразующего ПАВ в скважину, растворённого в пластовой воде и прохождении газа образуется пена. Так как плотность пены значительно меньше плотности воды, то она выносится газовым потоком при скоростях всего 0,1–0,2 м/с., т.е. в 50 раз меньше, чем для воды. В качестве пенообразующих ПАВ применяют ОП-10, прево-

целл, сульфанола и др. Концентрация ПАВ, необходимая для вспенивания удаляемой жидкости, составляет 2–3 г/л. При наличии газоконденсата концентрацию ПАВ увеличивают. Для предупреждения замерзания в зимних условиях в водный раствор ПАВ вводят антифриз (метанол, гликоль, хлористый кальций). Раствор ПАВ закачивается в затрубное пространство посредством передвижного или стационарного агрегата любого типа, основные элементы которого – емкость для раствора ПАВ и насос. Периодический и непрерывный ввод ПАВ можно проводить с помощью различных аппаратов и устройств, устанавливаемых на устье скважины, а также с помощью метанольной установки капельного типа.

Причины гидратообразования

Природный газ газовых месторождений в пластовых условиях насыщен парами воды. При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, пары воды конденсируются и скапливаются в скважинах и газопроводах. При определённых условиях компоненты природного газа (метан, этан, пропан, бутаны), взаимодействуя с водой, способны образовывать твёрдые кристаллические вещества, называемые гидратами. Каждая молекула перечисленных компонентов способна связать 6–7 молекул воды, например, $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$.

Уменьшение температуры ΔT связано с уменьшением давления Δp уравнением:

$$\Delta T = \varepsilon \cdot \Delta p,$$

где ε – среднеинтегральный коэффициент Джоуля-Томсона или дроссельный коэффициент (дросселирование – понижение давления при прохождении газа или жидкости через дроссель – местное гидравлическое сопротивление).

Пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах. При определённых условиях каждая молекула компонентов углеводородного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6–17 молекул воды, например, $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$. Таким образом, образуются твёрдые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами.

Гидраты представляют собой физико-химическое соединение воды с углеводородными газами.

По внешнему виду гидраты похожи на рыхлый снег с желтоватым оттенком, или лёд. Это неустойчивые соединения и при нагревании или понижении давления быстро разлагаются на газ и воду. Безгидратный режим работы возможен при условии:

$$P \leq P_p \text{ и } T \geq T_p,$$

где P_p и T_p – равновесные давление и температура гидратообразования (величины P_p и T_p определяют экспериментально).

Причём, чем выше давление, тем выше T_p . В условиях высокого давления гидраты не могут существовать при температуре выше критической $T_{кр}$ (таб. 1).

Таблица 1 – Температура гидратообразования

Газ	CH_4	C_2H_6	i- C_3H_8	n- C_4H_{10}
$T_{кр}, ^\circ\text{C}$	21,5	14,5	5,5	1,5

Влияние неуглеводородных компонентов и свойств природного газа на гидратообразование

Увеличение процентного содержания сероводорода углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления. Например, при давлении 50 атм. для чистого метана температура образования гидратов составляет 6 °С, а при 25 %-ном содержании H_2S она достигает 10 °С. Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов, т.е. в этом случае гидраты становятся менее устойчивыми. Например, если в

природном газе с относительной плотностью 0,6 отсутствует азот, гидраты его при температуре 10 °С остаются устойчивыми до давления 34 атм., если же в газе содержится 18 % азота, равновесное давление гидратообразования снижается до 30 атм.

Для образования гидратов в жидких углеводородных газах требуются более высокое давление и более низкие температуры. В отличие от природных газов выделение гидратов в жидких углеводородных газах сопровождается увеличением давления системы (в замкнутом объёме). Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объём остаётся постоянным, с увеличением температуры в системе растёт и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объёма и, следовательно, понижением давления. Образование гидратов в жидких углеводородах идёт несравнимо труднее, чем в газообразных. Чтобы начался этот процесс, требуется выдержать систему при соответствующих условиях в течение некоторого времени и в основном в условиях равновесия. Однако при отрицательных температурах после появления мелких кристалликов льда гидраты начинают образовываться быстро. Гидраты жидких углеводородных газов легче воды.

При движении нефтяного и природного газа по газосборным сетям температура и давление его всегда падают с выделением углеводородного и водного конденсатов.

Углеводородный и водный конденсат в пониженных местах газопровода образует жидкостные пробки, сильно снижающие пропускную способность газопроводов. Кроме того, при определённых термодинамических условиях газы в контакте с водным конденсатом могут образовывать гидраты, которые, отлагаясь на стенках труб, уменьшают сечение газопровода.

Методы предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении

Борьба с гидратами, как и с любыми осложнениями, ведётся в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования.

Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Борьба с гидратами ведётся в двух направлениях:

- 1) предупреждение образования гидратов;
- 2) ликвидация образовавшихся гидратов.

Для предотвращения образования гидратов в скважинах применяют следующие методы:

- устанавливают соответствующий технологический режим эксплуатации скважины;
- непрерывно или периодически подают на забой скважины антигидратные ингибиторы;
- применяют футерованные насосно-компрессорные (подъёмные) трубы;
- систематически удаляют с забоя скапливающуюся жидкость;
- устраняют причины, вызывающие пульсацию газа в скважине.

Ствол скважины очищают от гидратных отложений:

- продувкой в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород;
- закачкой большого объёма антигидратного ингибитора непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой в атмосферу.

Предупреждают образование гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин, а также на различных участках, в узлах и звеньях системы сбора и транспортирования газа (в зависимости от конкретных условий) следующими методами, применяемыми как самостоятельно, так и комплексно:

- обогревом отдельных узлов и участков;
- вводом в поток газа антигидратных ингибиторов (метанола, раствора хлористого кальция, диэтиленгликоля и др.);
- устранением резких перепадов давления, которые вызывают движение температуры газа, ведущее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата;

- систематическим удалением жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспортирования газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков;
- регулярной продувкой газопроводов от окалины, грязи и т.п., в местах скопления которых образуются кристаллы гидратов.

Рассмотрим некоторые способы предотвращения образования гидратов и льда.

Ввод метанола в газовый поток. Если безгидратный режим не представляется возможным обеспечить, особенно при расположении скважины в зоне вечной мерзлоты, то образование гидратов можно предупредить применением ингибиторов гидратообразования (рис. 7). Ингибитор гидратообразования снижает температуру гидратообразования.

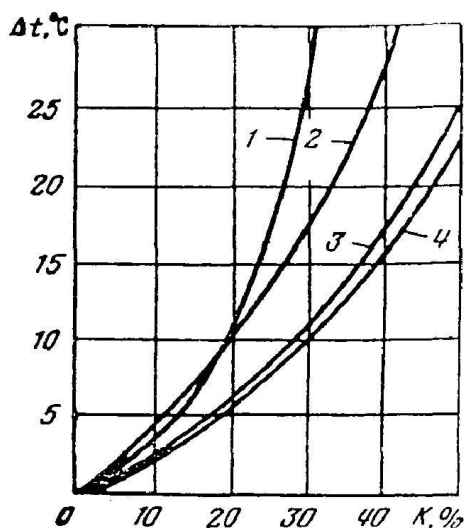


Рисунок 7 – Понижение температуры Δt гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от их концентрации K :

1 – хлористый кальций; 2 – метанол; 3 – триэтиленгликоль и этилкарбитол; 4 – диэтиленгликоль

Основные ингибиторы, применяемые в газовой промышленности, – метиловый спирт CH_3OH (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль).

Потребное количество нелетучего ингибитора гидратообразования

$$q_n = \frac{G_2 \cdot (W_1 - W_2)}{G_1 - G_2}$$

и летучего (испаряющегося) ингибитора, например, метанола

$$q_l = \frac{G_2 \cdot (W_1 - W_2)}{G_1 - G_2} + 0,001 \cdot G_2 \cdot a_m,$$

где $q_{n(l)}$ – расход нелетучего (летучего) ингибитора, кг/1000 м³ газа; W_1, W_2 – влагосодержание газа до и после ввода ингибитора (в пласте и на устье); G_1, G_2 – массовые концентрации свежего и отработанного ингибитора; a_m – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости (определяется графически в зависимости от давления и температуры).

Метанол применяют как профилактическое средство для предупреждения образования гидратов. Этот способ получил наибольшее распространение на газовых промыслах. В газовый поток вводят метанол, т.е. метиловый спирт (CH_3OH), являющийся понизителем точки замерзания.

Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше. Однако следует учитывать, что метанол растворяется в воде. Если в газопроводе имеется вода, метанол растворяется в ней целиком и становится уже менее эффективным.

Применение метанола для ликвидации и предупреждения образования гидратов имеет ряд существенных недостатков:

- метанол – сильный яд, вызывающий загрязнение окружающей среды и отравление не только при попадании внутрь организма, но и при вдыхании его паров;
- в рабочий бачок этот агент закачивается ручным насосом, на что оператор расходует много времени;
- применение метанола связано с удорожанием себестоимости газа.

В настоящее время потребление метанола в газовой промышленности России достигло 655 тыс. тонн в год, а по прогнозам к 2030 году объём потребления метанола составит 1 млн тонн. Поэтому ведётся работа по разработке современных методов борьбы с гидратообразованием, направленная на снижение количества применяемого метанола.

Метанол или другой ингибитор вводят в газопровод каплями с помощью регулировочного вентиля из бачка высокого давления, который расположен над газопроводом. Давление газа в бачке над метанолом и в газопроводе создаётся одинаковым посредством сообщающей трубки.

В условиях месторождения Узловое для закачки метанола применяют метанолопровод, насосы, ёмкости для хранения метанола. Метанолопровод с узла протянут на устье скважин и на главную площадку входных ниток. Ещё закачка может быть осуществлена непосредственно с промывочного агрегата в скважину.

Для хранения метанола предусматривается четыре горизонтальных надземных резервуара Р-1 объёмом до 25 м³ каждый. Общий объём метанола, хранимого на УКПГ, составит 100 м³, либо в пересчёте на массу и коэффициент наполнения резервуаров – 72 тонны. Т.к. нормами не оговаривается объём хранения на УКПГ реагентов при трубопроводном транспорте, то в расчёт принят минимальный срок 20 дней, как при отгрузке в железнодорожных цистернах.

Для аварийного слива метанола из резервуаров Р-1 предусматривается подземный резервуар Р-2 объёмом 12,5 м³ со встроенным насосом. Возврат метанола – в резервуары Р-1.

Подогрев газа. Этот способ применяют для предотвращения образования гидратов, а также для их ликвидации.

Подогревать газ можно огневым способом и путём теплообмена с горячей водой, паром или дымовыми газами. Огневой подогрев нерационален, так как приводит к порче изоляции трубопроводов, арматуры и аппаратуры и опасен в пожарном отношении. Поэтому таким способом пользуются редко, а подогревают газ горячей водой или паром в теплообменниках различной конструкции.

Передвижные парогенераторные установки и паровые котельные общего назначения предназначены для обработки призабойной зоны скважин паром или горячей водой, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтегазопромыслового оборудования.

Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100 смонтирована на монтажной раме, установленной на шасси автомобиля КрАЗ-250 или КрАЗ-260 (рис. 8).

Установка включает в себя парогенератор, цистерну для воды, питательный и топливный насосы, вентилятор высокого давления, кузов, привод, укрытие для цистерны, ёмкость для топлива, приборы КИП и А, магистральные трубопроводы. Парогенератором служит вертикальный прямоточный змеевиковый котел. Из кабины автомобиля осуществляется управление рабочим процессом и контроль за работой установки.

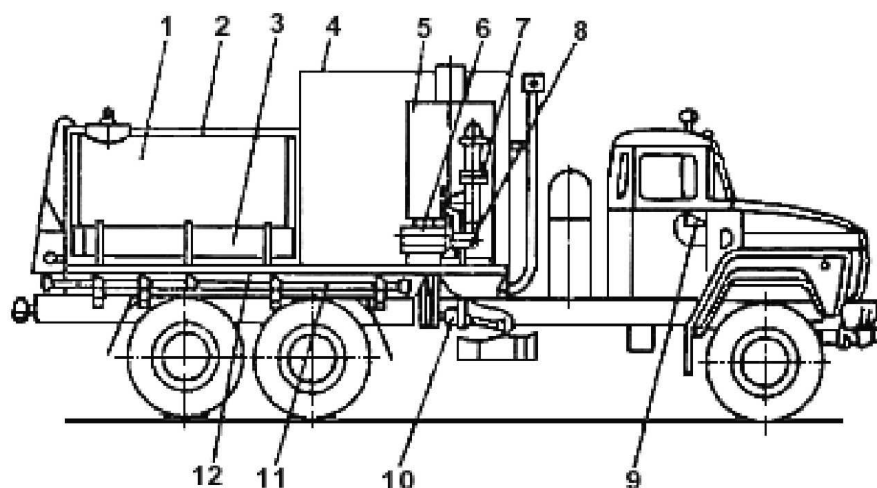


Рисунок 8 – Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100:

1 – цистерна для воды; 2 – укрытие для цистерны; 3 – ёмкость для топлива; 4 – кузов; 5 – парогенератор; 6 – питательный насос; 7 – вентилятор высокого давления; 8 – топливный насос; 9 – приборы КИП и А; 10 – привод установки; 11 – магистральные трубопроводы; 12 – монтажная рама

Основные технические параметры приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика ППУА-1600/100

Показатели	Значения
Производительность по пару, м ³ /с	1,6
Давление пара, МПа	10
Температура пара, °С	310
Вместимость цистерны для воды, м ³	5,2
Габаритные размеры установки, мм:	
на базе КрАЗ-250	9520 × 2500 × 3432
на базе КрАЗ-260	9452 × 27722 × 3540
Масса установки, тонн:	
на базе КрАЗ-250	21,0
на базе КрАЗ-260	21,7

С переходом на гликолевую осушку на шлейфах скважин были установлены путевые подогреватели. Температура газа в шлейфах при этом будет, безусловно, выше температуры начала гидратообразований. Однако после редуцирования на блоках площадки входных ниток в силу различия устьевых давлений температура газа по ряду скважин будет ниже температуры гидратообразований. Для этого случая схемой предусмотрена подача метанола непосредственно на блоках входных ниток.

Резкое снижение давления. Когда гидратная пробка уже образовалась, то резкое снижение давления в системе приводит к разложению гидратов, которые затем выносятся из газопроводов и аппаратуры продувкой их через отводы в атмосферу. Этот способ – аварийный, так как связан с нарушением установленного режима эксплуатации скважины.

Скважины оборудованы продувочной линией и свечой для осуществления следующих операций:

- 1) продувки шлейфа при ремонтных работах или разгидрачивании;
- 2) продувки трубного или затрубного пространства при вытеснении задавочной жидкости после ремонта;
- 3) отработки скважины после освоения;
- 4) отвода задавочной жидкости в приёмную ёмкость при освоении;
- 5) исследования скважины с помощью пружера.

На устье продувочная линия имеет две задвижки – рабочую и контрольную. Конец продувочной свечи оснащён фланцевым соединением для монтажа при исследовании пружера.

Согласно сложившейся практики обустройства газовых северного Сахалина продувочная свеча выполняется горизонтально и выводится с уклоном в защищённый от ветров котлован. Такое решение позволяет избежать скопление и замерзание в продувочной линии жидкости и самое главное предотвращение распространения по окрестности метанольной воды, гидратов и конденсата при осуществлении операций описанных выше. Все эти продукты выжигаются в земляном котловане. Размеры котлована в плане 4 ×14 м, глубина 1,5 м. Розжиг осуществляется горячей паклей, забрасываемой в котлован с безопасного расстояния, либо ракетницей.

Осушка газов. На месторождении Узловое применяют сепараторы трёх типов: горизонтальный первой и второй ступени, нефтегазовый, замерной. Для осушки газа применяют специальные реагенты-осушители, которые поглощают из газа часть влаги, вследствие чего уменьшается содержание влаги в нём и понижается его точка росы.

Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Технологическая схема абсорбционной осушки газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ) приведена на рисунке 9.

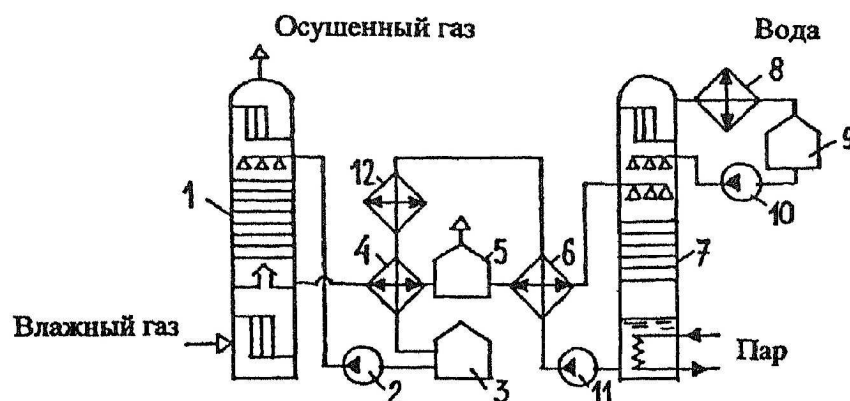


Рисунок 9 – Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции:

1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насосы; 3, 9 – ёмкости; 4, 6 – теплообменники; 5 – выветриватель; 7 – десорбер; 8 – конденсатор – холодильник; 12 – холодильник

Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из ёмкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

Технологическая схема осушки газа методом адсорбции приведена на рисунке 11. Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента – твёрдого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12–16 часов) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подаётся в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180–200 °С. Далее он подаётся в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в ёмкости 5, а газ используется для осушки повторно и т.д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6–7 часов. После этого в течение около 8 часов адсорбер остывает.

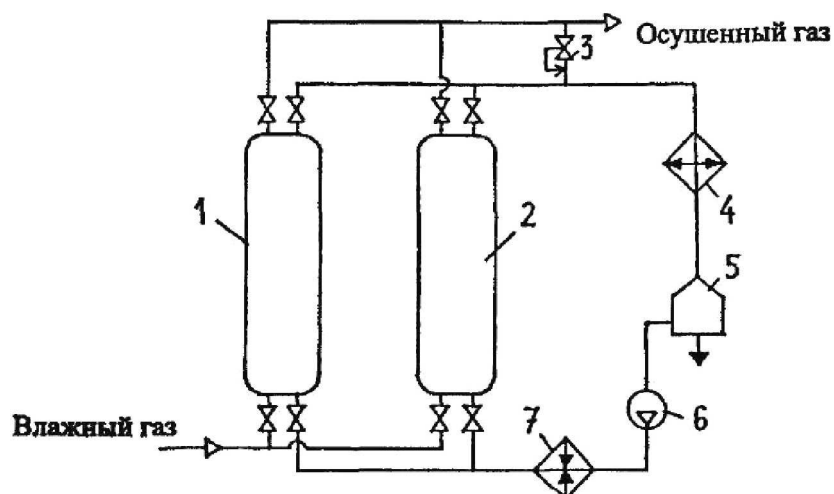


Рисунок 11 – Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции:
 1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»;
 4 – холодильник; 5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и другие.

Система сбора и подготовки газа на промысле

К принципиальным положениям принятой схемы сбора и подготовки газа и конденсата следует отнести следующие:

1) система сбора газа по лучевой схеме, на установку подготовки газа. Индивидуальные шлейфы от каждой скважины проложены подземно совместно с индивидуальными метанолопроводами;

2) осушку и отбензинивание газа предусматривалось осуществлять на УКПГ способом низкотемпературной сепарации в течение 3 лет, абсорбционной осушкой газа с 4 года разработки;

3) транспорт газа осуществляется по однотрубной системе: первые шесть лет в систему дальнего магистрального транспорта, затем со снижением давления на устьях скважин ниже 5,5 МПа – на собственные нужды острова;

4) конденсат углеводородов, выделяемый из газа в процессе его подготовки, после дегазации проходит процесс отделения от воды, причём степень подготовки конденсата должна соответствовать степени подготовки нефти по I категории качества. После подготовки конденсат по трубопроводу Ду 100 мм насосом откачивается в магистральный нефтепровод «Оха-Комсомольск».

Схема сбора показана на рисунке 12. В соответствии с принятыми технологическими решениями схема сбора предусматривает самостоятельный транспорт продукции каждой скважины по лучевой системе от устьев до УКПГ. Рядом со шлейфами прокладываются метанолопроводы для подачи ингибитора гидратообразования на устье скважин.

По пропускной способности шлейфы рассчитаны по максимальному дебиту с потерей давления по длине не более 5 % от давления на устье. Диаметр метанолопроводов выбран с расчётом обеспечения надёжности при монтаже и эксплуатации.

Расчётный диаметр шлейфов – 114 мм, метанолопроводов – 57 мм.

Общая протяжённость шлейфов 12 км, метанолопроводов также 12 км.

В соответствии с техническими условиями ОСТ 51.48-83 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы» газ для районов с умеренным климатом, к которому относится район месторождения, должен быть подготовлен по следующим параметрам:

- 1) точка росы газа по влаге – $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом и минус $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ зимой;
- 2) точка росы газа по углеводородам – $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом и $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ зимой;
- 3) масса механических примесей в 1 м^3 , не более – 0,003 г;

- 4) масса сероводорода в 1 м^3 , не более – 0,02 г;
- 5) масса меркаптановой серы в 1 м^3 , не более – 0,036 г;
- 6) объёмная доля кислорода, не более – 1,0 %.

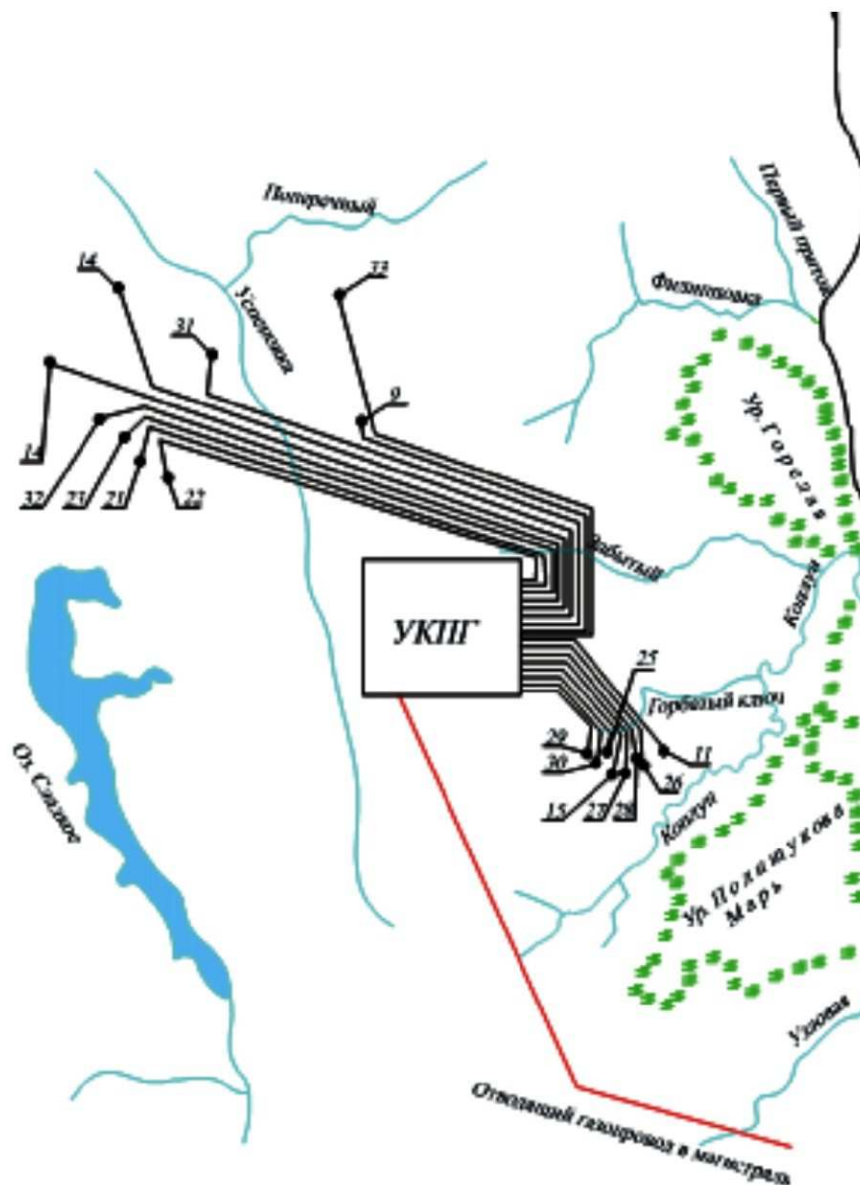


Рисунок 12 – Схема сбора продукции скважин

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твёрдые частицы (песок, окалина), конденсат тяжёлых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Присутствие в газе твёрдых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов. Конденсат тяжёлых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение. Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов – снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании больше, чем 0,01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования. Поэтому его целесообразно отделить на промыслах.

Задачами промышленной подготовки газа являются его очистка от мехпримесей, тяжёлых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа.

Очистка газа от механических примесей. Для очистки природного газа от мехпримесей используются аппараты двух типов:

1) работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители);

2) работающие по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители).

В товарном газе содержание мехпримесей не должно превышать $0,05 \text{ мг/м}^3$.

Осушка газа. Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе газ охлаждают, дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля-Томсона охлаждается.

Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации. Эти установки очень сложны и дороги.

Работа десорбера основана на различной температуре кипения воды и абсорбента: для диэтиленгликоля (ДЭГ) она равна $244,5 \text{ }^\circ\text{C}$, а для триэтиленгликоля (ТЭГ) $287,4 \text{ }^\circ\text{C}$. ДЭГ понижает точку росы газа на $25\text{--}35$ градусов, а ТЭГ – на $40\text{--}45$ градусов. Обе жидкости обладают малой вязкостью, неагрессивны в коррозионном отношении, очень слабо растворяют природные газы и имеют низкую упругость паров, что облегчает их регенерацию.

Недостатками абсорбционной осушки газа являются унос абсорбента и относительная сложность его регенерации.

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точки росы менее $-30 \text{ }^\circ\text{C}$. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твёрдом виде, цеолиты, силикагель и др.

Очистка газа от сероводорода. Очистка газа от сероводорода осуществляется методами адсорбции и абсорбции.

Принципиальная схема очистки газа от H_2S методом адсорбции аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь.

Адсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через скрубберную секцию, в которой задерживаются капли адсорбента.

Работа этаноламиновых газоочистных установок автоматизирована. Степень очистки газа составляет 99% и выше. Недостатком процесса является относительно большой расход газа.

Очистка газа от углекислого газа. Обычно очистка газа от CO_2 проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами.

Определение условий гидратообразования

Условиями образования гидратов является присутствие одновременно трёх факторов: низкой температуры, высокого давления и наличия влаги, что всегда имеет место при добыче нефтяного и природного газа.

Гидраты природных газов – типичные смешанные гидраты, в которых гидратообразователями являются не отдельные углеводороды, а смесь газов. Присутствие H_2S в смеси природных и нефтяных газов значительно повышает температуру гидратообразования. В то же время наличие в газе H_2S и CO_2 понижает равновесное давление гидратообразования, причём влияние H_2S значительно сильнее, чем CO_2 .

Условиями образования смешанных гидратов не совпадают с условиями гидратообразования отдельных компонентов и зависят от состава газа. Чем выше плотность газа, тем выше, как правило, температура гидратообразования (рис. 13).

Область существования гидратов на этом рисунке располагается левее и выше приведённых кривых. Основное условие образования гидратов – это полное насыщение газа парами воды. Если снизить содержание паров воды в газе до такого значения, что парциальное давление водяного пара станет меньше упругости паров гидрата, то последний не сможет образовываться.

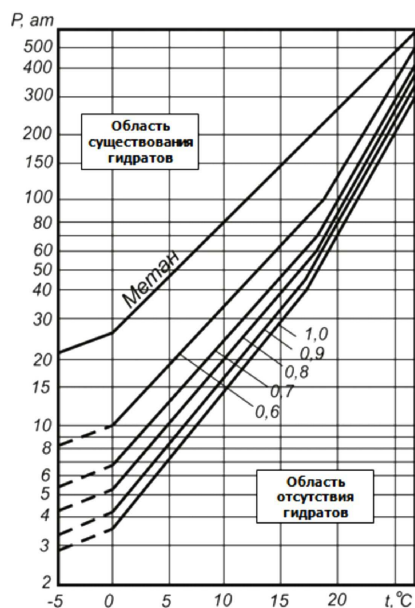


Рисунок 13 – График условий гидратообразования

На рисунке 13 видно, что вероятность образования гидратов увеличивается с повышением давления и снижением температуры газа. Гидраты могут образовываться на всем пути движения газа от забоя скважины до пункта сбора газа, причём самая неприятная особенность гидратов заключается в том, что они способны образовываться при температурах значительно выше нуля.

Условия образования гидратов природных газов с различной плотностью можно определить по графику (рис. 14), на котором слева от каждой линии находится зона с гидратами, справа – зона без гидратов. Присутствие азота, сероводорода и углекислого газа повышает температуру гидратообразования.

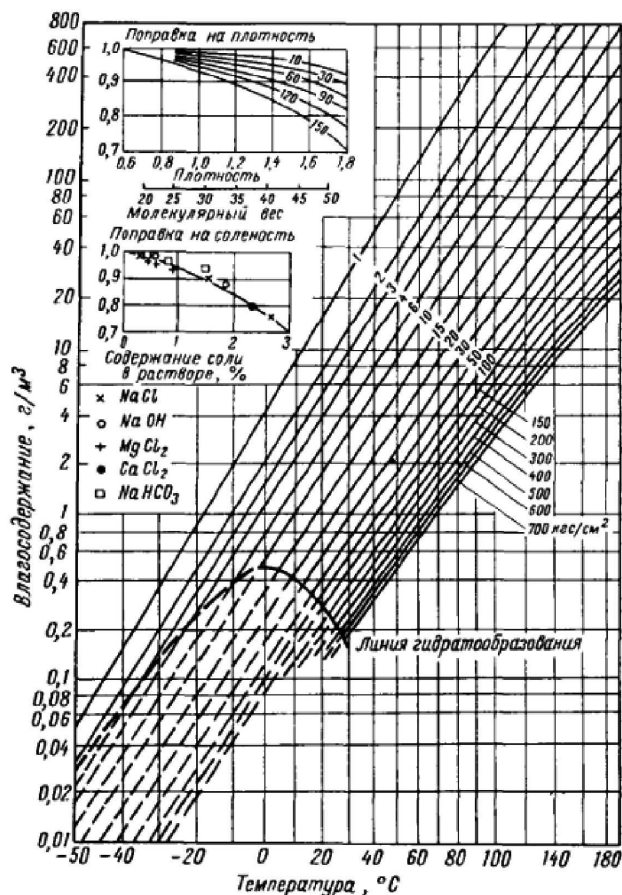


Рисунок 14 – Максимальное содержание влаги в газе в зависимости от давления и температуры

Зону возможного гидратообразования в газопроводе находят следующим образом: определяют температуру газа, падение давления, температуру гидратообразования и точку росы. Полученные значения наносят на график (рис. 15). Участок, на котором температура газа ниже кривой гидратообразования, представляет собой зону возможного гидратообразования. Точка росы определяется обычно путём охлаждения газа до температуры конденсации водяных паров. Гидраты, образующиеся в скважинах, шлейфах, газопроводах или аппаратах разрушаются при снижении давления в системе, увеличении температуры в аппарате или на участке газопровода, где произошло образование гидратов, а также при вводе метилового, этилового и пропилового спиртов, гликолей, аммиака и хлористого кальция, способствующих разрушению гидратов.

Аммиак применяют редко, так как он реагирует с углекислотой, которая содержится в природном газе, и образует с ней осадок углекислого аммония, забивающего запорную арматуру.

Необходимое количество метанола рассчитывают следующим образом.

Определяют количество воды (г/сут.), выделившейся из газа за сутки:

$$q_{\text{в}} = (m_{t_p} - m_{t_j}) \cdot Q,$$

где m_{t_p} и m_{t_j} – влагосодержание при температуре точки росы t_p и фактической температуре t_j газа в газопроводе, г/м³; Q – расход газа, м³/сут.

По заданным параметрам газа, давлению и относительной плотности определяют температуру образования гидратов t_g (рис. 16). Величину требуемого снижения точки росы Δt_p по углеводородам рассчитывают по формуле:

$$\Delta t_p = t_g - t_j.$$

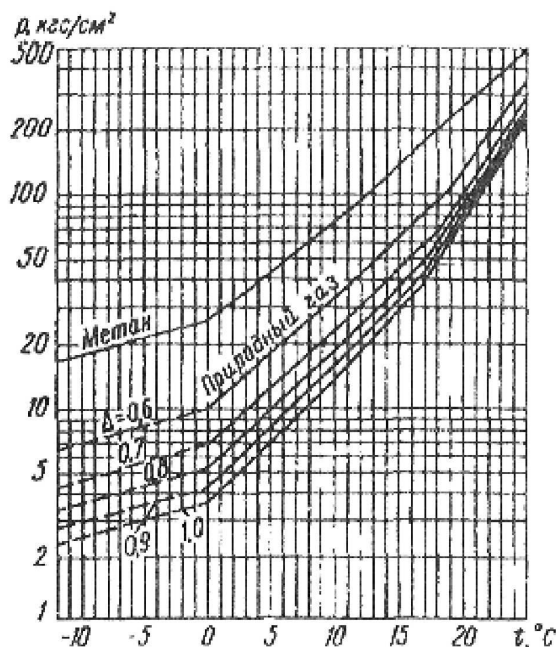


Рисунок 15 – График гидратообразования для природных газов с различной относительной плотностью

По графику определяют минимальное содержание метанола в жидкости ($M_{ж}$) для температуры Δt_p . Находят отношение содержания метанола в парах к его содержанию в жидкости (K_M). Рассчитывают концентрацию метанола в газе:

$$K_{M,г} = K_M \cdot M_{ж}.$$

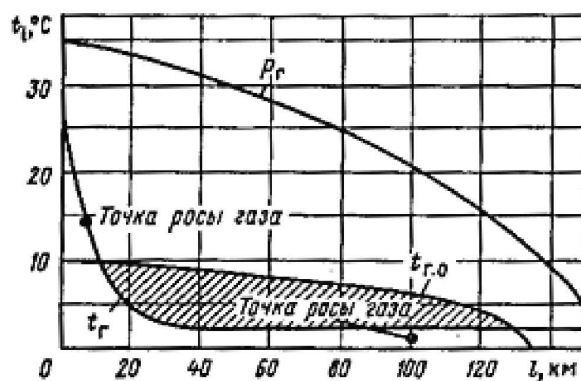


Рисунок 16 – График изменения температуры и давления и зона образования гидратов в магистральном трубопроводе

Определяют количество метанола (г/сут.), необходимое для насыщения жидкости:

$$G_{M.ж} = \frac{q \cdot M_{ж}}{100} - M_{ж}.$$

Определяют количество метанола (г/сут.), необходимое для насыщения газа:

$$G_{M.г} = K_{M.г} \cdot Q.$$

Находят общий расход метанола (г/сут.):

$$G_M = G_{M.ж} + G_{M.г}.$$

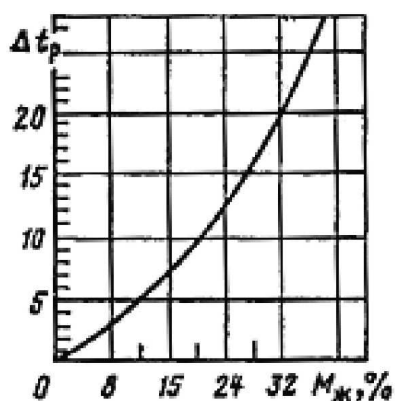


Рисунок 17 – График понижения точки заморзания жидкости в зависимости от содержания метанола

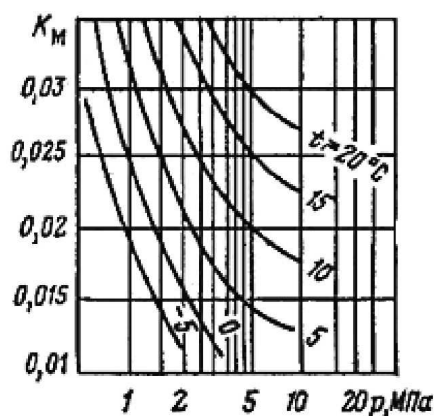


Рисунок 18 – График содержания метанола в паровой и жидкой фазах в зависимости от давления и температуры газа

Применение метода подачи метанола на забой газовых скважин

Рассмотрим применение оборудования для дозированной подачи химического реагента (ОПР) (рис. 19), предназначенное для регулируемой подачи метанола в зону перфорации или затрубное пространство газовых и газоконденсатных скважин, в трубопровод промышленной системы транспорта и подготовки газа. Такое оборудование позволяет снизить потребление метанола до 6,5 тыс. л/год, при заводских настройках порога срабатывания клапана 25–30 кгс/см³ – до 2,5 л/час.

ОПР может эксплуатироваться при температуре воздуха от минус 60 °С до плюс 40 °С. ОПР с блоком подачи метанола (БПМ) включает в себя наземное и скважинное оборудование.

Установка, монтаж блоков подачи должна производиться на подготовленную площадку или сваи. Прокладка трубопровода наземного от блока до устья скважины производится по воздуху на стойках. Спуск трубопровода скважинного производится с помощью автоматов и подвесного ролика, установленного на ремонтном агрегате.

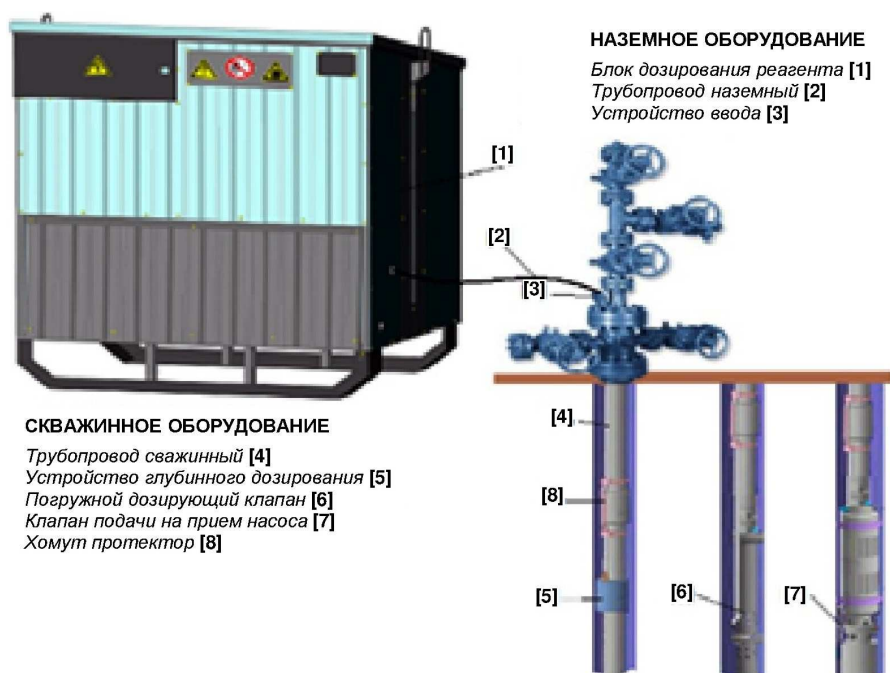


Рисунок 19 – Оборудование подачи реагента (ОПР), схема обвязки

Блочное оборудование (рис. 20) предназначено для хранения и регулируемой подачи метилового спирта в зону перфорации, в затрубное пространство газовых и газоконденсатных скважин, а также в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки газа с целью предотвращения гидратных пробок и отложений. В районах с низкими температурами окружающей среды, для предотвращения замерзания рабочей диафрагмы газовой скважины. Кроме того, может применяться для подачи поверхностно-активного вещества (ПАВ) к забоя газовой скважины с целью выноса жидкости с забоя для более стабильной работы скважины.

Оборудование обеспечивает хранение метанола под азотной подушкой с содержанием воды не более 0,02 %. Конструкция блока предусматривает три варианта размещения управляющей аппаратуры:

- 1) встроенный аппаратный отсек герметично отделен от технологической секции;
- 2) аппаратный отсек имеет отдельный вход и герметично отделён от технологического отсека на одной раме;
- 3) выносной шкаф управления размещается в отдельном закрытом помещении на территории объекта.

В блоке со съёмной крышей размещены: ёмкость для хранения метанола под азотной подушкой давлением 1,5–2,0 кПа, дозировочные насосы и вспомогательное оборудование. Пульт оператора вынесен из блока в отдельный герметичный аппаратный отсек. В нём располагается шкаф КИПиА, могут располагаться баллоны для хранения азота и редуктора для понижения высокого давления системы «азотного дыхания». Дополнительно в блоке установлен регулятор давления газа для понижения давления газа до рабочего значения.

Преимущества. Вспомогательное оборудование состоит из аварийной вентиляции, срабатывающей при повышении концентрации паров метанола выше ПДК, системы автоматического контроля паров метанола, системы отключения аварийной вентиляции и всего электрооборудования в случае пожара, системы звукового и светового оповещения.

Ёмкость блока оборудована линией деаэрации с дыхательным клапаном. Заполнение ёмкости может производиться от метанолопровода, расположенного на месторождении, либо от транспортной ёмкости через трубопровод. Сигнал о наполнении ёмкости поступает от сигнализатора уровня. Уровнемер служит для определения точного расхода насосов-дозаторов.

Манометры могут быть расположены как в насосном отсеке, так и на пульте оператора.

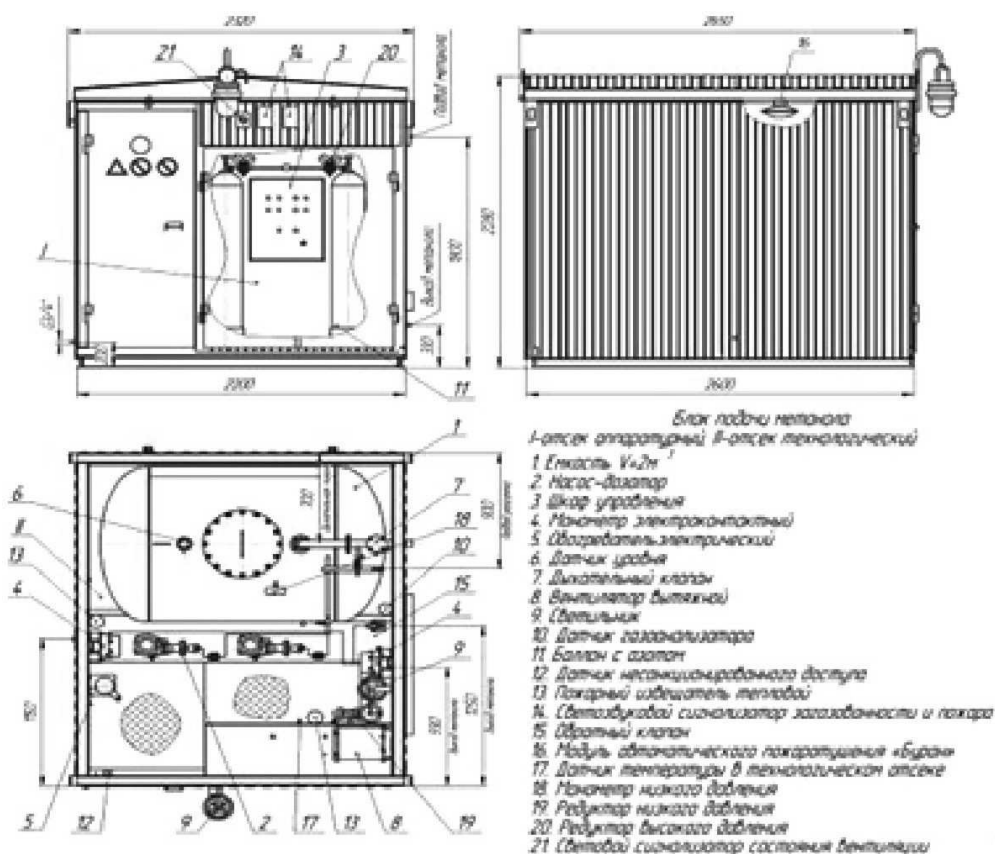


Рисунок 20 – Блок подачи метанола. Габаритные размеры

Технические характеристики:

- количество дозаторов 2 шт.;
- давление на выходе насоса 6,3–40 МПа;
- объём технологической ёмкости 1,0–6,0 м³;
- потребляемая мощность не более 15 кВт.

Устройство ввода условным проходом Ду 6 мм монтируется на устьевую арматуру и выполняет функцию подачи метанола в затрубное пространство или соединения наземного и скважинного трубопроводов, обеспечивая проход линии подачи реагента через устьевую арматуру.

Трубопровод скважинный (рис. 21) условным проходом DN4 и DN6 предназначен для подачи метанола в скважину в колонну НКТ. Трубопровод крепится к колонне НКТ аналогично силовому кабелю УЭЦН. Представляет собой тонкостенную нержавеющую трубку, защищённую от механических повреждений двумя слоями оплётки из стальной проволоки. Крепление трубопровода производится на муфтовых соединениях колонны НКТ при помощи хомута-протектора, который также служит для его защиты от механических повреждений при спускоподъёмных операциях, что исключает сдавливание трубопровода скважинного, контакт со стенками и стыками колонны, тем самым предотвращая износ брони трубопровода и защищая его от ударных нагрузок.



Рисунок 21 – Трубопровод скважинный

Преимущества. Верхняя заделка трубопровода (механическая) поставляется отдельно и устанавливается в верхней части трубопровода после его спуска в скважину (служит для соединения устройства ввода с трубопроводом скважинным). В случае разрыва брони и капиллярной трубки трубопровода скважинного производится механическое сращивание трубопровода при помощи ремонтного комплекта или производится пайка в заводских условиях.

Максимальная пропускная способность трубопровода ограничена и определяется физическими свойствами жидкости, длиной трубопровода, внутренним диаметром, давлением в системе.

Устройство дозирования с комплектом грузов (рис. 22) предназначено для подачи метанола внутрь эксплуатационной колонны. В состав устройства входит:

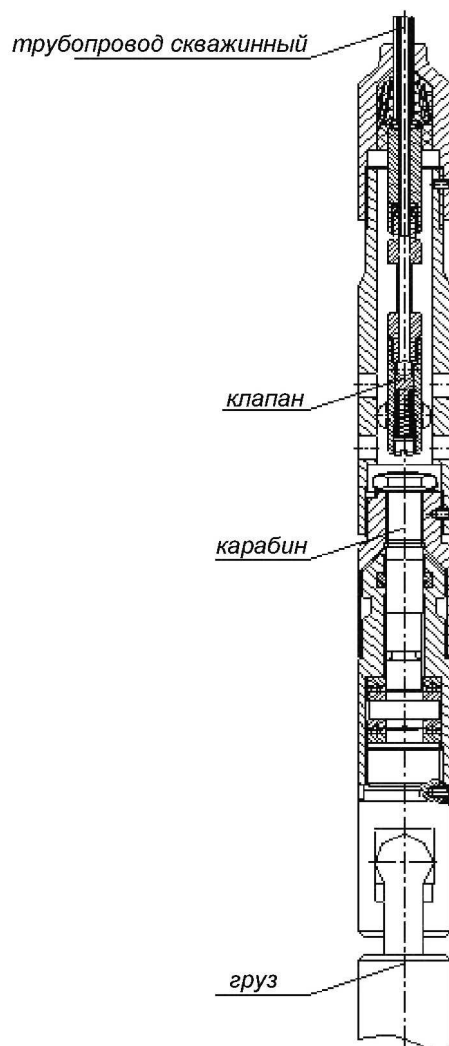


Рисунок 22 – Устройство дозирования с комплектом грузов

- муфта-клапан, имеющая перенастраиваемый порог срабатывания;
- карабин, состоящий из двух частей, свободно вращающихся относительно друг друга;
- комплект грузов, который увеличивает вес, что упрощает спуск устройства и исключает перегиб трубопровода скважинного.

Муфта-клапан (рис. 23) условным проходом DN 5 мм предназначена для подачи метанола во внутрь колонны НКТ (эксплуатационной колонны). Устанавливается на любой уровень скважины, между двух труб НКТ. Состоит из эксцентричной муфты и встроенного обратного клапана с перенастраиваемым порогом срабатывания. Порог настраивается пружиной клапана. При превышении давления на входе сверх установленного клапан открывается.



Рисунок 23 – Муфта-клапан

Литература:

1. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М. : Недра, 1986. – 283 с.
2. Истомин В.А., Сулейманов Р.С., Бурмистров А.Г. Пути сокращения расхода ингибиторов гидратообразования в системах подготовки газа Уренгойского месторождения – М. : ВНИИЭгазпром, 1987. – 48 с.
3. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти. – М. : РАО ГАЗПРОМ, ВНИИГАЗ, 1990. – 213 с.
4. Мальцева А.А. Технологическая схема разработки газоконденсатного месторождения Узловое. – Оха : фонды СахалинНИПИморнефть, 1996.
5. Бибик И.М., Переверзева Н.В. Отчёт о разработке газовых месторождений за 2009 год. Книга № 2 – добыча газа, ГДИ. – Оха, 2010. – 68 с.
6. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2ad69a4d53a88421216c27_0.html
7. ООО «Синергия - Лидер» Смелые решения и неожиданные проекты. – URL : <http://sinlid.ru/index.php>
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2011. – 348 с.
9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафино-вые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2011. – 348 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014.
13. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.

References:

1. Bykhalter E.B. Metanol and his use in the gas industry. – М. : Nedra, 1986. – 283 p.
2. Istomin V.A., Suleymanov R.S., Burmistrov A.G. Ways of reduction of a consumption of inhibitors of hydrate formation in the systems of preparation of gas of the Urengoy field – М. : VNIIEgazprom, 1987. – 48 p.
3. Istomin V.A. Prevention and elimination of gas hydrates in the systems of collecting and trade processing of gas and oil. – М. : RJSC GAZPROM, VNIIGAZ, 1990. – 213 p.
4. Maltseva A.A. Technological scheme of development of the gas-condensate field Nodal. – Okha : funds SakhalinNIPImorneft, 1996.

5. Bibik I.M., Pereverzeva N.V. The report on development of gas fields for 2009. The book No. 2 – gas production, GDI. – Okha, 2010. – 68 p.
6. Methods of prevention and elimination of hydrate formation at operation of gas wells on the example of the field Nodal. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2ad69a4d53a88421216c27_0.html
7. LLC Sinergiya-Leader Courageous decisions and unexpected projects. – URL : <http://sinlid.ru/index.php>
8. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – T. 1. – 2011. – 348 p.
9. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – T. 2. – 2011. – 348 p.
10. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014.
13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.