

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМЫ РАСХОДА ОСУШИТЕЛЯ НА УСТАНОВКЕ ОСУШКИ ГАЗА

А. С. Гулиев

НИПИ Нефтегаз ГНКАР; Азербайджан, 1123, г. Баку тел. (99412) 3735393,
e-mail: qabdulaga@mail.ru

На основе численных теоретических та экспериментальных досліджень впервые разработано и введено новый ингибитор гидратообразования на основе химических продуктов республики вместо метанола. Введение нового ингибитора дало возможность обеспечить эффективное предотвращение образования гидратов в системе. Разработанный новый ингибитор для промышленной обработки газа нашел применение на многих объектах нефтяной и газовой промышленности Азербайджана с великим экономическим эффектом.

Ключевые слова: газовая промышленность, осушения газа, метанол, ингибитор, гидратообразования.

На базе многочисленных теоретических и экспериментальных исследований впервые разработан и введен новый ингибитор гидратообразования на основе химических продуктов республики взамен метанола. Внедрение нового ингибитора позволило обеспечить эффективное предотвращение образования гидратов в системе. Разработанный новый ингибитор для промышленной обработки газа нашел применение на многих объектах нефтяной и газовой промышленности Азербайджана с большим экономическим эффектом.

Ключевые слова: газовая промышленность, осушка газа, метанол, ингибитор, гидратообразования.

Based on numerous theoretical and experimental studies a new inhibitor of formation of hydrates was developed and introduced on the basis of the republic chemical products instead of methanol. The introduction of a new inhibitor made it possible to provide effective prevention of formation of hydrates in the system. The developed new inhibitor for industrial gas treatment found application in many main facilities of the oil and gas industry in Azerbaijan, thus, ensuring a substantial economic effect.

Key words: gas industry, gas dehydration, methanol, inhibitor, formation of hydrates.

Введение. На современном этапе развития газ рассматривается не только как наиболее благородное и экономичное топливо. Производство газовых и газоконденсатных месторождений является комплексным сырьем для многих отраслей. Современный этап развития газовой промышленности характеризуется комплексным подходом к использованию добываемого углеводородного сырья. Газовые и газоконденсатные залежи южных месторождений являются потенциально важным поставщиком товарного газа. В настоящее время весь объем добываемого газа обрабатывают на промышленных установках комплексной подготовки газа с целью получения товарного газа и для обеспечения условий его транспортирования.

Вследствие того, что природный газ транспортируют на большие расстояния от мест добычи до потребителя по газопроводам, пересекающим различные климатические зоны, особое значение приобретает вопрос качественной его обработки и осушки до точки росы, исключая конденсацию воды из газа.

Актуальной задачей при подготовке природного газа к транспорту является качественный процесс извлечения влаги из газа с применением эффективного жидкого поглотителя ингибитора гидратообразования для предотвращения гидратообразования в промышленных условиях. В статье рассмотрена возможность использования экономически выгодного и экологически чистого абсорбента – монопропиленгликоля (МПП), разработанного на базе отечест-

венных нефтехимических продуктов, который обеспечивает извлечение из газа капельной влаги (на уровне температуры точки росы по воде $-5 \div -10^{\circ}\text{C}$).

Постановка проблемы. При добыче газа в технологических схемах промышленной обработки происходит изменение термодинамических условий (давление, температура), при которых конденсируются пары влаги. Выпавшая капельная влага вызывает осложнения как в технологических элементах установок промышленной подготовки газа, так и при транспортировании его по магистральным газопроводам. Влага, взаимодействуя с газом при определенных термодинамических условиях, образует твердые кристаллические вещества-гидраты. Основное осложнение – образование гидратных пробок.

Наличие в газе влаги, жидких углеводородов, агрессивных и механических примесей снижает пропускную способность газопроводов, повышает расход ингибиторов, усиливает коррозию, увеличивает потребляемую мощность компрессорных агрегатов, способствует забиванию линий контрольно-измерительных и регулирующих приборов.

Всё это снижает надёжность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газопроводах.

Поэтому перед подачей природного газа в магистральные газопроводы газ обрабатывают

до определённой кондиции т.е. предусматривается система сепарации и осушка.

Осушка углеводородных газов – важное звено в процессе подготовки природных газов к транспорту по магистральным газопроводам.

Выбор способа осушки зависит от конкретных условий и требований, а именно: состава газа, требуемой глубины осушки, объёма осушаемого газа и др.

В мировой практике для предотвращения гидратообразования в условиях промысла широко используется способ подачи ингибитора в поток газа, а далее проводят осушку газа с применением гликолей-многоатомных спиртов [1, 2].

В настоящее время на газоконденсатных и газовых месторождениях для подготовки газа в качестве ингибитора гидратообразования используют метиловый спирт, а в качестве осушителя – ДЭГ (диэтиленгликоль). Другие жидкие поглотители широкого применения не нашли.

Анализ последних исследований по теме статьи. С интенсивным развитием газовой промышленности и с учётом ввода в эксплуатацию новых газовых и газоконденсатных месторождений в регионе Каспийского моря требуется разработка и внедрение новых технологических процессов, а также совершенствование существующей технологии и оборудования с применением эффективного абсорбента для качественной обработки природного газа. С этой целью проводились испытания с применением эффективного и экологически чистого ингибитора гидратообразования МПГ в промышленных условиях в качестве осушителя газа [3, 4].

Испытания проводились на промышленной установке, действующей на предприятии НГДУ «Гум адасы». Технологическая схема промышленной установки осушки газа показана на рис. 1.

Производительность установки на газу составляла 1,1 млн. м³ газа/сутки. Для проведения опытных испытаний на установке было использовано 22 тонны нового абсорбента. Согласно схеме, газ из компрессорной станции под давлением 7,0 и 6,9 МПа с температурой 35- 45°С поступает в сепаратор первой ступени (С-1), где происходит грубая сепарация газа от капельной жидкости и мехпримесей. Далее газ поступает в сепаратор второй ступени (С-2), где происходит дополнительное отделение газа от жидкости. Затем газ поступает в абсорбер, где проходит окончательная осушка газа. Для осушки газа в абсорбер под давлением 8,5 МПа в четырех точках впрыскивается ингибитор монопропиленгликоль. После контакта с газом, насыщенный влагой, МПГ собирается в емкость, откуда с помощью насоса подается в блок регенерации (БР). Далее регенерированный абсорбент повторно подается в абсорбер и процесс повторяется по замкнутой схеме. Осушенный газ поступает в расширитель сепаратор третьей ступени (Г-3), а затем под давлением

6,9-6,8 МПа направляется в газовый коллектор и далее по прямому назначению. В ходе испытания были определены следующие параметры: давление, температура процесса осушки, производительность установки по осушенному газу, температура регенерации, количество абсорбента, впрыскиваемого в газовый поток, концентрация регенерированного и насыщенного влагой абсорбента и др. Данные опытных испытаний монопропиленгликоля на действующей установке НГДУ "Гум адасы приведены в таблице 1.

Как показали результаты многократного использования МПГ в системе промышленной подготовки газа, за время испытания никаких технологических отклонений в работе установки не наблюдалось. По результатам проведенных исследований выбран оптимальный технологический режим работы установки осушки газа с применением абсорбента – монопропиленгликоля:

Концентрация регенерированного монопропиленгликоля, % масс	98,5-99,0
Концентрация насыщенного монопропиленгликоля, % масс	94,0-96,0
Температура регенерации насыщенного монопропиленгликоля, °С:	
в зимнее время	150-155
в летнее время	140-145
Температура контакта газ – абсорбент, °С	35-45
Плотность монопропиленгликоля, кг/м ³	1033-1036
Удельная подача монопропиленгликоля в газовый поток, кг/1000м ³ газа	13-15
Точка росы осушенного газа, °С	минус 5-10
Общие потери абсорбента в системе, г/1000м ³ газа	100-120

Из таблицы видно, что при выбранном технологическом режиме достигается требуемая точка росы осушенного газа и обеспечивается качество подготавливаемого газа к транспорту.

Результаты проводимых опытно-промышленных испытаний также показали, что монопропиленгликоль является экономичным, эффективным, экологически чистым абсорбентом, не создает трудностей в технологии установки осушки газа.

На основе положительных результатов испытаний монопропиленгликоль как новый абсорбент для осушки газа рекомендован для широкого внедрения на промыслах нефтегадобывающих предприятий Производственного Объединения «Азнефть».

Выделение части нерешенной проблемы. Исходя из вышеизложенного, также проводился анализ исследований по определению потерь абсорбента МПГ на промышленной установке осушки газа.

Полученные результаты представлены в таблице 2.

Таблиця 1 – Результати введення абсорбента монопропіленгліколя для осушки газу на установці осушки газу НГДУ "Гум адасы"

Дата	Производительность установки по газу, млн.м ³ /сут	Давление газа на входе в абсорбер, МПа	Давление газа на выходе из абсорбера, МПа	Температура насыщенного газа, °С	Температура регенерации абсорбента, °С	Концентрация абсорбента, %		Температура точки росы осушенного газа, °С	Количество абсорбента, впрыскиваемого в поток газа, кг/ 1000 м ³
						насыщенного водяными парами	регенерированного		
01-01.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
10-01.17	0,88-0,90	6,9	6,8	32	145	95	98,5	-7	15
2.01.06. 17	0,88-0,92	6,8	6,7	32	140	94	98	-5	15
01-10.02.17	0,90-0,94	6,7	6,6	34	140	94	98	-5	15
10-20.02.17	0,90-0,94	6,8	6,7	33	145	95	98,7	-7	15
20-20.02.17	0,90-0,94	6,9	6,8	34	145	95	98,5	-7	15
01-10.03.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
10-20.03.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
20-31.03.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
01-10.04.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
10-20.04.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
20-30.04.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
01-10.05.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
10-20.05.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15
20-31.05.17	0,88-0,92	6,9	6,8	32	140	94	98	-5	15

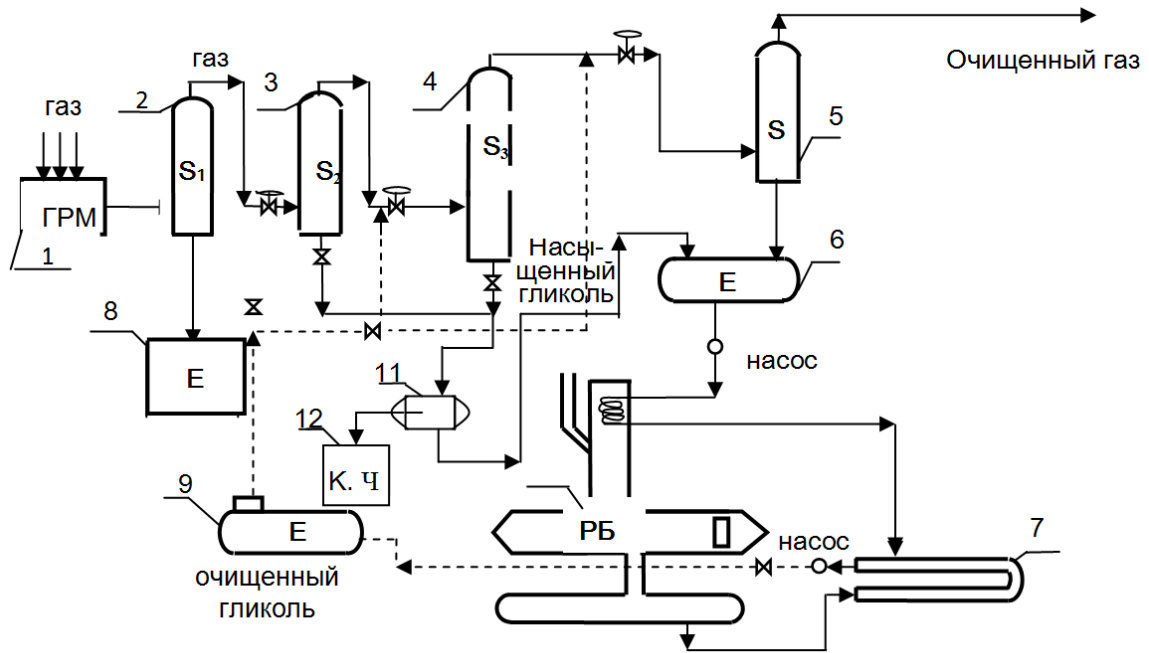


Рисунок 1 – Технологическая схема подготовки газа к транспортировке

Таблица 2 – Потери гликолей на промышленной установке осушки газа

Характер потерь гликоля	% потерь	Мероприятия по уменьшению потерь
Механический вынос с газовым потоком	73,7	Уменьшение скорости газа сепарации
Потери за счет испарения	7,7	Герметизация емкостей гликолей
Потери с водой	8,4	Проведение регенерации гликолей
Потери с углеводородным конденсатом	8,9	Отделение гликоля от конденсата путем отстоя
Потери от термического разложения и другие потери	1,3	Снижение температуры регенерации гликоля или использование вакуумной регенерации

Из таблицы видно, что наибольшая доля потерь гликоля приходится на механический вынос с газовым потоком из абсорбера, а также из сепаратора. Поэтому при сепарации рекомендуется поддерживать скорость газа не более 0,2м/сек, так как при увеличении скорости газа также увеличивается вынос гликоля.

Можно применять обогрев для тех же целей в условиях, когда гидраты образуются в результате местного редуцирования газа, а рабочая температура в газопроводе превышает равновесную температуру образования гидратов.

Следует отметить, что в условиях возможного гидратообразования без подогрева газа неудовлетворительно работают не только стандартные регулирующие клапаны, но регуляторы давления. Подогрев газа не является эффективным методом борьбы с замерзанием влаги в трубах и гидратообразованием, т.к. газ сравнительно быстро приобретает температуру окружающей среды.

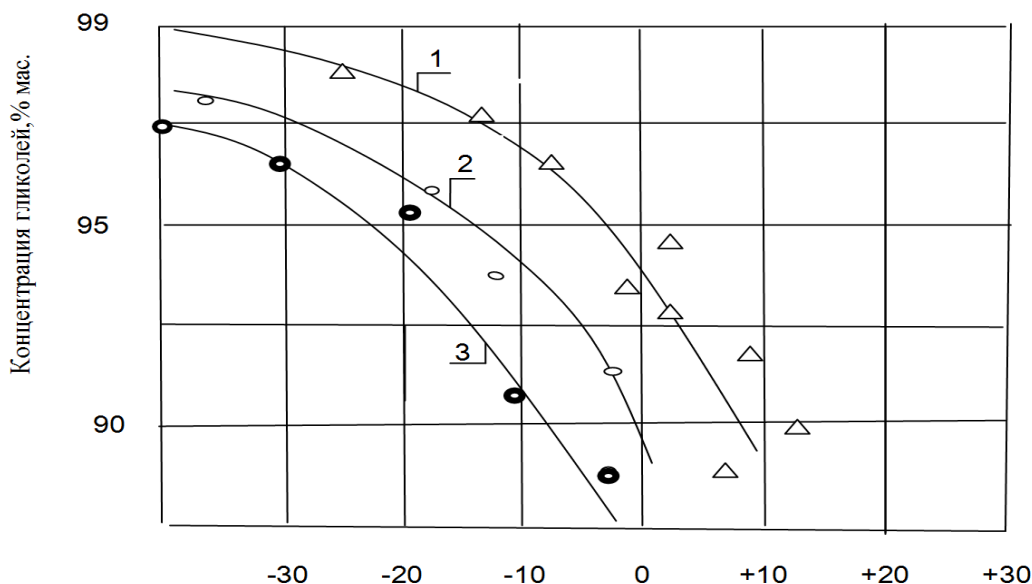
Метод снижения давления используется как для ликвидации уже образовавшихся гидратов, так и с целью предупреждения их образования.

В первом случае резкое снижение давления приводит к разложению гидратов, для чего необходим определенный интервал времени – от нескольких минут до нескольких часов в зависимости от температуры грунта и характера пробки.

Этот метод эффективен при ликвидации гидратных пробок, образовавшихся при плюсовых температурах, и непригоден при температуре грунта ниже 0°С, т.к. при разложении гидратов вода переходит в лед и возникает ледяная пробка.

Метод снижения давления может быть применен в аварийных случаях для разложения гидратов в газопроводе путем кратковременного снижения давления ниже давления разложения гидратов.

Исследованиями эффективности многоступенчатого дроселирования газа для борьбы с образованием гидратов было установлено, что если производить сепарацию жидкой фазы после каждого штуцера также многоступенчато, то это дает большой эффект.



1 – діетиленгліколь; 2 – монопропиленгліколь; 3 – триетиленгліколь

Рисунок 2 – Залежність точки роси осушеного газу від концентрації гліколей та температури контакту

Когда невозможно или нецелесообразно применить первые два метода, в поток газа вводятся ингибиторы гидратообразования. Они частично поглощают водяные пары и переводят их вместе со свободной водой в раствор. Последний либо совсем не образует гидратов или образует их при температурах, более низких, чем температура гидратообразования в присутствии чистой воды.

Исходя из вышеизложенного, при проектировании глицерольных установок осушки в целях повышения экономичности процесса необходимо предусматривать после абсорбера фильтры улавливания глицероля.

Сформулировать цель исследований.

Для обеспечения бесперебойной транспортировки газа требуется усовершенствование технологии подготовки газа. С этой целью требуется исследование технологии подготовки газа и проведение расчета абсолютной нормы расхода ингибитора.

С целью снижения эксплуатационных затрат на предупреждение гидратообразования в системе добычи и подготовки газа к транспорту необходимо осуществить следующие мероприятия.

- усовершенствование методической основы расчета нормы расхода ингибиторов, используемых в технологии подготовки газа;
- анализ причин значительного отклонения в ряде случаев фактического расхода ингибитора от расчетного;
- разработка систем автоматического регулирования расхода и устройства вывода антигидратных ингибиторов в поток газа и др.

В последние годы методика расчета норм расхода ингибиторов гидратообразования усовершенствована.

Установлено, что водные растворы монопропиленглицероля обладают хорошими антигидратными свойствами, на основании чего предложено использование его наряду с традиционными реагентами (диетиленглицероль и триетиленглицероль) для предотвращения гидратообразования в системе добычи и промышленной подготовки природного газа к транспорту (рис. 2). Расчетным путем определена предварительная норма расхода абсорбента в качестве ингибитора для предотвращения гидратообразования.

В ходе исследований изучена степень регенерации насыщенной водяными парами комплексного монопропиленглицероля и установлено, что при температуре 140...150⁰ С концентрация регенерированного абсорбента достигает 98,5...99,0% мас.

На основании результатов проведенных исследований установлено, что разработанный монопропиленглицероль на основе отечественных нефтехимических продуктов является эффективным, экологически чистым реагентом.

Известно, что при сезонном отборе газа из подземных хранилищ термодинамические параметры газа, а именно давление, температура и дебит в кратчайший срок не меняются, в связи с чем увеличивается и выход пластовой минерализованной воды. Это, в свою очередь, значительно влияет на степень осушки газа.

Поэтому обеспечение необходимой точки росы осушиваемого от влаги газа по требованиям отраслевого стандарта, до конца отбора, зависит от правильного выбора оптимальных параметров абсорбента и установки абсорбционной осушки газа.

На основе результатов проводимых исследований для подготовки газа были выбраны следующие технологические параметры установки осушки газа и монопропиленглицероля:

Производительность установки по газу, млн м ³	6-18
Давление газа на входе абсорбера, МПа	4,0-7,0
Температура газа на входе абсорбера, °С	12-15
Концентрация абсорбента, % масс:	
насыщенного	95-96
регенерированного	99-99,5
Температура регенерации насыщенного гликоля, °С	140 -150
Точки росы осушенного газа по влаге, °С	минус 10-20
Плотность комплексного абсорбента, кг/м ³	1033-1035
Удельная подача абсорбента для осушки газа, кг/1000 м ³	20,0...25,0

Таким образом, следует отметить, что при внедрении данной разработки в систему промышленной подготовки газа при сезонном отборе можно достичь следующих показателей:

- точка росы осушенного от влаги газа будет отвечать всем требованиям отраслевого стандарта;
- будет исключена потеря газа за счет образования гидратов в системе;
- будет предотвращено попадание жидкой фазы в магистральный газопровод, в результате чего будет стабилизирован технологический режим работы транспортной сети;
- значительно уменьшатся расходы на транспортировку газа к потребителю;
- использование монопропиленгликоля на основе отечественных нефтехимических продуктов для подготовки газа к транспорту исключит закупку импортных химических реагентов.

Для проведения расчета нормы расхода монопропиленгликоля, используемого для осушки газа, были использованы фактические технологические показатели установки осушки газа, эксплуатируемые на НГДУ Н. Нариманова и «Гум адасы».

Учитывая климатические условия региона, согласно стандартам температура точки росы осушенного газа должна составить минус 5°С. Чтобы получить заданную температуру точки росы осушенного газа при давлении 6,5-7,0 МПа и температуре 20-25°С, необходимо определить требуемую точку росы газа в зависимости от концентрации гликоля, которая будет использована на установке осушки газа.

Результаты предварительных исследований приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Зависимость температуры точки росы осушаемого газа от концентрации монопропиленгликоля

Температура точки росы осушенного газа, °С	0	-5	-10	-15	-20
Концентрация монопропиленгликоля, % масс	92,0	93,0	95,0	96,0	97,0

По нижеуказанной формуле определяем общее содержание поглощаемой влаги абсорбентом из газа

$$W = Q_{\text{газ}}(W_1 - W_2),$$

где W - общее содержание влаги, извлекаемой из газа, кг/1000м³;

W₁ - начальное содержание влаги в исходном газе;

W₂ - содержание влаги в осушенном газе;

Q_{газ} - количество газа из скважины за час/м³.

Используя значения фактических технологических показателей, которые приведены в таблице 3, продолжаем расчет

$$W = 50000 (0,64 - 0,08) = 28 \text{ кг/час.}$$

Для достижения точки росы осушенного газа минус 5°С, ведется расчет нормы расхода монопропиленгликоля, подаваемого в газовый поток.

Для определения нормы расхода монопропиленгликоля используются следующие предварительные показатели установки осушки газа с применением монопропиленгликоля:

концентрация свежего МПГ, % масс	98,0
концентрация насыщенного М1 ГГ, % масс.	96,0
производительность установки по газу, тыс. м ³ /час	50000
количество извлекаемой влаги из газа, кг/час	28

Для проведения расчета все технологические показатели известны и далее определяем норму расхода монопропиленгликоля.

Норма расхода монопропиленгликоля определяется по формуле

$$C = \frac{w \cdot x_2}{x_1 - x_2},$$

где C - общий расход монопропиленгликоля, подаваемого в газовый поток;

W - количество извлекаемой влаги из газа;

X₁ - концентрация свежего монопропиленгликоля;

X₂ - концентрация насыщенного монопропиленгликоля.

Итак, для осушки 1000м газа до требуемой кондиции норма расхода монопропиленгликоля, подаваемого в газовый поток, должна быть 13,44 кг. Следует отметить, что при изменении термодинамических, технологических показателей установки осушки газа, а также температуры точки росы осушаемого газа могут значительно измениться нормы расхода монопропиленгликоля.

Если газ из скважины поступает с высоким давлением, низкой температуры можно достигнуть дросселированием газа; тем самым обеспечивается самоохлаждение. На отдельных участках, где газ подается с низким давлением, низкие температуры достигаются путем аммиачного или пропанового охлаждения. В обоих типах установок необходимо охладить газ ниже температуры гидратообразования для обеспе-

чения эффективного улавливания углеводородов, способных переходить в жидкое состояние. Низкая температура, воздействию которой подвергается газ, обычно гарантирует достаточное обезвоживание выходящего потока газа для его транспортировки без дальнейшей осушки. Дополнительное снижение температуры на $5,6^{\circ}\text{C}$ при нормальном режиме работы установки дает дополнительные улавливание приблизительно $2,9$ г конденсата на 1 м^3 газа.

Простые системы охлаждения, основанные на расширении без применения ингибитора, обычно могут быть использованы для получения $0,10$ - $0,12$ кг конденсата на 1000 м^3 газа при перепаде давления порядка 80 - 82 кг/см^2 . Более эффективное улавливание конденсата и обезвоживание достигается при применении ингибитора гидратов и при использовании холодного газа на выходе из низкотемпературного сепаратора для предварительного охлаждения поступающего газа ниже температуры гидратообразования, что обеспечивает более низкую температуру в сепараторе.

По мере понижения давления в скважине и приближении перепада давления к 68 кг/см^2 для получения $0,113$ кг конденсата на 1000 м^3 газа необходим ингибитор гидратообразования.

Значительно снижает стоимость гликолей их регенерируемость. Выбор гликоля зависит от температуры замерзания водных растворов, вязкости, понижения температуры гидратообразования для данной концентрации, растворимости гликоля в углеводородной фазе, давления пара, температуры жидкой и газообразной фаз в низкотемпературном сепараторе, соотношения газ-конденсат.

Анализ результатов промышленного внедрения и технико-экономических показателей монопропиленгликоля при подготовке природного газа к транспортировке на морских нефтегазодобывающих месторождениях региона за длительный период работы показал, что в связи с изменением параметров добываемой продукции необходимо вести систематический контроль над промышленным внедрением с целью своевременного устранения технологических отклонений в системе. Кроме того, необходимо регулярно проводить расчеты норм расхода реагентов в зависимости от изменения термодинамических, технологических и других показателей в системе добычи, сбора и подготовки газа к транспорту.

Выводы

Многолетний опыт эксплуатации установок комплексной подготовки газа показал, что некачественная обработка газа на промыслах происходит из-за современных технологических процессов, а также эффективных осушителей газа ингибиторов для предотвращения технологических отклонений в системе добычи и промысловой подготовки газа.

На базе многочисленных теоретических и экспериментальных исследований впервые разработан и внедрен новый ингибитор гидратообразования на базе отечественных нефтехимических продуктов взамен метанола. Внедрение нового ингибитора позволило обеспечить эффективное предотвращение образования гидратов в системе.

Использование нового ингибитора, который обеспечивает извлечение из газа влаги, позволяет снизить себестоимость обрабатываемого газа (по сравнению с метанолом) и улучшить работу установок комплексной подготовки газа.

Литература

- 1 Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986. – 260 с.
- 2 Коратаев Ю.П.. Подготовка газа к транспорту / Ю.П. Коратаев, Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1973. – 240 с.
- 3 Гурбанов А. Н. Выбор и исследование нового ингибитора для подготовки газа к транспорту / А. Н. Гурбанов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7.
- 4 Абдулгасанов А.З. Сбор и подготовка природного газа к транспорту / А.З. Абдулгасанов. – Баку: Чашыоглы, 2000. – 178 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.10.17*

*Рекомендована до друку
професором Середюк М.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Ісмайловим Г.Г.
(НДПІ Нафтогаз ГНКАР Азербайджан,
м. Баку)*