

УДК 622.691

Д.М. Федулов, А.Н. Кубанов, А.В. Прокопов, Т.С. Цацулина

## Особенности фазового поведения пластовой смеси в системе «установка подготовки газа – подводный трубопровод»

**Ключевые слова:** подготовка газа к транспорту, транспорт по морскому трубопроводу, абсорбция, низкотемпературная сепарация.

**Keywords:** gas preparation for transportation, transportation by subsea pipeline, absorption, low-temperature separation.

Основными районами перспективного освоения являются акватории Баренцева, Карского и Печорского морей, Обской и Тазовской губ, а также Охотского моря, в том числе шельф о. Сахалин и Западной Камчатки [1, 2]. Эти районы характеризуются низкими температурами морской воды (от 0 до  $-2$  °С), поэтому при транспортировке продукции скважин на морскую технологическую платформу (МТП) и на берег происходит заметное охлаждение потока.

Технология подготовки газа определяет режим транспорта продукции с МТП по трубопроводу на берег: в однофазном (газовом) или многофазном состояниях. Во втором случае это могут быть смеси «газ – углеводородный конденсат», «газ – конденсат – водный раствор ингибитора гидратообразования» или «газ – водный раствор ингибитора гидратообразования». Очевидно, что на МТП требуется минимизация технологических операций. С другой стороны, минимизация стадий подготовки приведет к необходимости транспортирования менее кондиционного потока. Вопросы подготовки газа на платформах, вариантность распределения технологических операций между платформой и берегом в простейших случаях, а также влияние внешних факторов на отдельные стадии процесса ранее рассматривались в общем виде [3, 4].

При рассмотрении вопросов освоения морских месторождений представляет интерес сопоставление фазового поведения подготовленного газа в трубопроводе при частичном извлечении конденсата для технологий одноступенчатой сепарации, абсорбционной осушки и низкотемпературной сепарации.

Так как составы газа месторождений рассматриваемых регионов в открытой печати обнаружить не удалось, на основе данных [5] был сгенерирован некий усредненный состав, характеризующийся содержанием углеводородов  $C_{5+}$  на уровне  $50$  г/м<sup>3</sup> и влажностью  $1$  г/м<sup>3</sup>.

В общем виде варианты подготовки поступающего на платформу сырьевого потока можно представить схемой, приведенной на рис. 1. Согласно схеме, сырьевой поток подвергают первичной сепарации, охлаждают в теплообменниках морской водой до температуры  $10$ – $13$  °С, вторично сепарируют и направляют либо на компри-

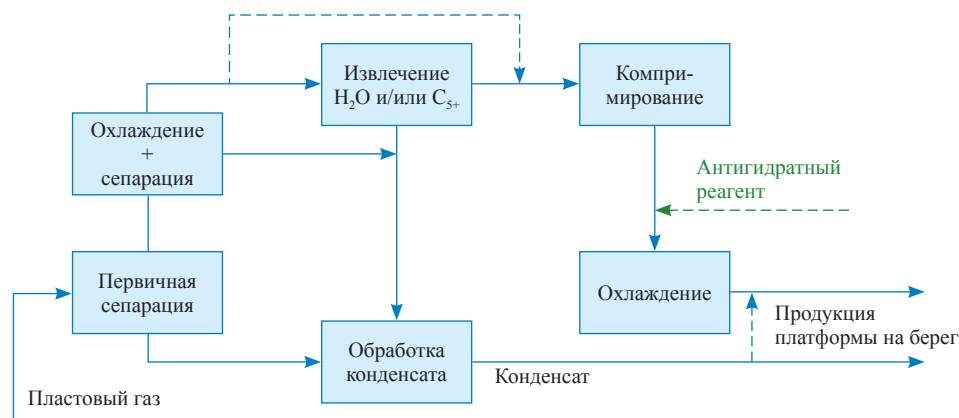


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема вариантов подготовки

мирование, либо на блок извлечения воды и конденсата. Скомпримированный газ поступает в подводный трубопровод. Извлечение воды осуществляется абсорбционной технологией или низкотемпературной сепарацией (НТС). Выделенный конденсат используют для собственных нужд или транспортируют на берег совместно с газом.

Таким образом, в статье рассматриваются четыре варианта подготовки:

1) без специальной подготовки газа – на МТП расположены сепарация, блок охлаждения с использованием холода морской воды, установка стабилизации конденсата. Газ первичной сепарации охлаждается до 10–13 °С, сепарируется, направляется на компримирование и транспортируется на берег. На берегу осуществляется подготовка по параметрам: температура точки росы (ТТР) по воде и ТТР по углеводородам (УВ);

2) с абсорбционной осушкой газа:

а) охлажденный и отсепарированный газ первичной сепарации поступает в абсорбер, где осуществляется его осушка моноэтиленгликолем (МЭГ) до температуры точки росы по воде. На платформе по сравнению с вариантом 1 добавлены абсорбер, установка регенерации МЭГ и при необходимости – установка очистки от солей;

б) аналог варианта 2а. Отличие заключается в совместном транспорте газа и конденсата. При этом значение ТТР по воде относится к смешанному потоку. На берегу для вариантов 2а и 2б осуществляется подготовка по ТТР по УВ;

3) подготовка газа как по водной, так и по углеводородной точкам росы – из газа сепарации извлекают воду и УВ  $C_{5+}$  низкотемпературной сепарацией с турбодетандером (НТС с ТДА). Подготовленный таким образом газ после

компримирования транспортируют на берег в однофазном состоянии. Береговые технологические сооружения в этом случае не требуются.

Продукция скважин после проведения технологических операций на МТП направляется в подводный трубопровод. Рассмотрим пример протяженного трубопровода. Он условно разделен на 10 участков, каждый из которых характеризуется определенными значениями температур и давлений – *PT*-профиль (табл. 1). Нулевой участок соответствует условиям входа в морской трубопровод после компрессорной станции (КС), участок 10 – условиям входа на берег.

*PT*-профиль определяется составом газа, сезоном, состоянием трубопровода, его загрузкой и другими факторами. В рамках настоящей статьи мы пренебрегаем указанными факторами с целью отнесения рассматриваемых вариантов к одним условиям. Наиболее грубым допущением в работе является предположение о равных скоростях движения жидкости и газа в подводном трубопроводе для варианта 2б. Для других вариантов выделение незначительного количества жидких УВ будет происходить на последнем участке трубопровода, где скорости газа существенно возрастают, и жидкая фаза будет выноситься и улавливаться на береговых приемных сооружениях. Поэтому можно говорить о том, что расчеты, относящиеся к варианту 2б, носят приблизительный характер.

Фазовые равновесия с участием углеводородов были рассчитаны на программном комплексе Aspen Hysys 7.1 (уравнение состояния Пенга–Робинсона), равновесия с участием углеводородов и метанола (гликоля) – на программном комплексе Комфорт-Модельгаз (уравнение состояния Патела–Тея). Удельные количества отнесены к 1,0 м<sup>3</sup> пластового газа при стандартных условиях (20 °С и 0,101325 МПа).

Таблица 1

**Примерный профиль температур и давлений по подводному трубопроводу**

Участок трубопровода	Давление <i>P</i> , МПа	Температура <i>T</i> , °С
0	12,1	50
1	11,8	20
2	11,5	6
3	11,2	2
4	11,0	0
5	10,8	-1
6	10,5	-1
7	10,0	-2
8	9,5	-2
9	8,6	-3
10	7,0	-5

В зависимости от способа подготовки в транспортируемом на берег потоке будет различное содержание УВ  $C_{5+}$ . Для рассмотренного состава сырья МТП эти сведения приведены в табл. 2.

Из табл. 2 следует, что при использовании простой сепарации или абсорбции (варианты 1 и 2а) из потока извлекается около 50 % УВ  $C_{5+}$ , при использовании НТС (вариант 3) – около 80 % УВ  $C_{5+}$ . Для варианта 2б в трубопроводе сохраняется содержание  $C_{5+}$ , близкое к исходному, – 49,9 г/м<sup>3</sup>. Потери на уровне 0,1 г/м<sup>3</sup> образуются на установке обработки нестабильного конденсата.

Из расчетных данных табл. 1 и 2 следует, что поскольку температуры точки росы по УВ для всех потоков, кроме варианта 3 (НТС), выше температуры на участке 10 (–5 °С), то в этих случаях ожидается наличие жидких УВ в конце

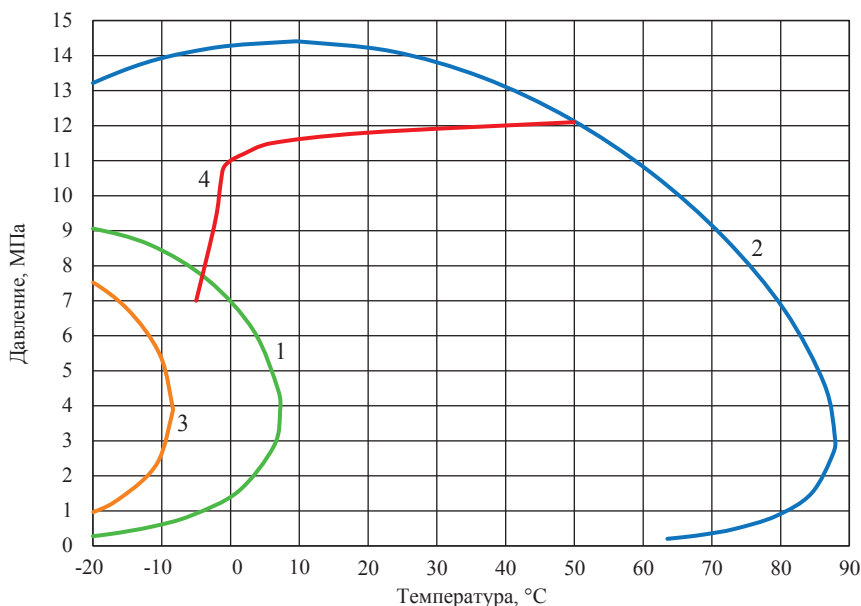
трубопровода. То есть для принятого содержания УВ  $C_{5+}$  и  $PT$ -профиля использование холода морской воды при охлаждении газа до 10–13 °С не исключает выделения углеводородов в жидкую фазу. Для исключения выделения жидких углеводородов на всем протяжении трубопровода необходима НТС. При этом термобарические условия технологии подготовки могут быть своего рода регулятором распределения жидких УВ между МТП и берегом. Сделанный вывод подтверждается при сопоставлении фазовых диаграмм с  $PT$ -профилем трубопровода (рис. 2).

Фазовые диаграммы для потоков, полученных сепарацией и абсорбцией, совпадают, поскольку совпадает содержание  $C_{5+}$  на уровне 23 г/м<sup>3</sup> (см. табл. 2). При совместном транспорте газа с конденсатом УВ начнут выделяться в жидкую фазу на начальном участке трубопровода.

Таблица 2

**Характеристики потоков, поступающих в морской газопровод,  
полученные при использовании различных технологий подготовки**

Характеристики потоков	Вариант подготовки			
	1	2а	2б	3
Содержание $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup>	22,9	23,0	49,9	8,8
ТТР УВ при $P = 7$ МПа, °С	16,9	17,0	79,5	–18,6



**Рис. 2. Фазовые диаграммы потоков, поступающих в морской газопровод,  
в зависимости от способа подготовки:**

**1** – простая сепарация при  $T = 10\text{--}13$  °С и  $P = 7,9$  МПа (вариант 1) и абсорбция при раздельном транспорте газа и конденсата при  $T = 10\text{--}13$  °С и  $P = 7,9$  МПа (вариант 2а); **2** – абсорбция при совместном транспорте газа и конденсата при  $T = 10\text{--}13$  °С и  $P = 7,9$  МПа (вариант 2б); **3** – низкотемпературная сепарация при  $T = -12$  °С и  $P = 5,3$  МПа (вариант 3); **4** –  $PT$ -профиль трубопровода

Количественное распределение жидких УВ по длине трубопровода приведено на рис. 3, из которого следует, что осушенный газ по варианту 2б с начального участка, несмотря на высокие температуры и давления, находится в двухфазной области и количество жидких УВ увеличивается по трассе. При входе на берег их количество составляет  $64 \text{ г/м}^3$ , что превышает содержание  $C_{5+}$  в пластовом газе ( $50 \text{ г/м}^3$ ). Указанное различие объясняется конденсацией углеводородов  $C_1-C_4$ . Состав жидкой УВ фазы на участке 10: метан –  $7,8 \text{ г/м}^3$ ; этан –  $3,6 \text{ г/м}^3$ ; пропан –  $6,6 \text{ г/м}^3$ ; и-бутан –  $2,4 \text{ г/м}^3$ ; н-бутан –  $6,1 \text{ г/м}^3$ ; УВ  $C_{5+}$  –  $38,2 \text{ г/м}^3$ . Соответственно на участке входа на берег в жидкой фазе находится 76 % УВ  $C_{5+}$ , остальное количество – в газовой.

Альтернативным решением при постановке задачи обеспечения однофазного транспорта по УВ является транспорт при повышенном давлении. Для варианта 2а давление в трубопроводе необходимо увеличить не менее чем на 3,5 МПа, что повлечет за собой увеличение мощностей компримирования и металлоемко-

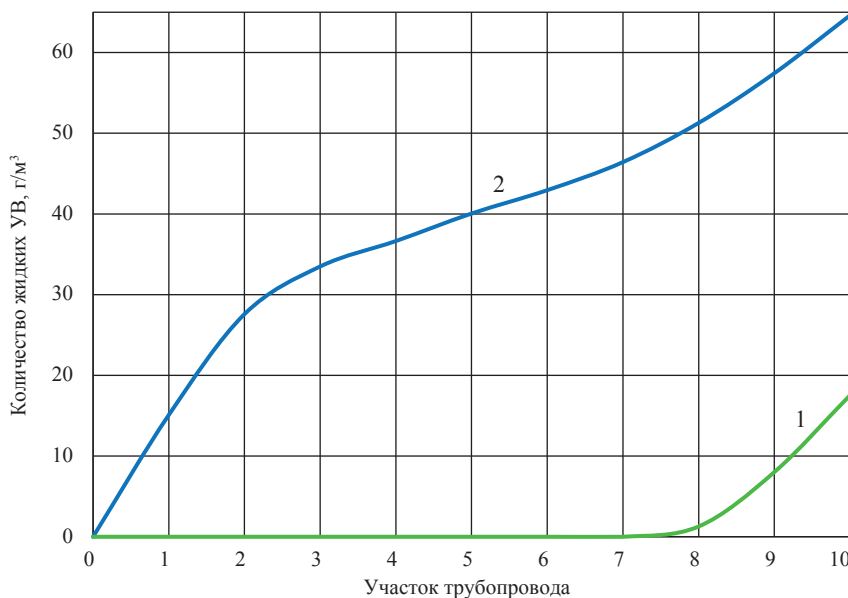
сти трубопровода. Для варианта 1 такое решение не исключает образования водной фазы.

В зависимости от способа подготовки в транспортируемом на берег потоке будет различное содержание воды (табл. 3).

Из сопоставления  $PT$ -профиля трубопровода с температурами точек росы по воде (рис. 4) для этого варианта следует, что вода в отличие от углеводородов начнет выделяться в отдельную фазу уже на начальном участке трубопровода и будет распределена равномерно по всей его длине. Для вариантов 2 и 3 образование водной фазы исключается.

По причине высокого содержания воды для варианта 1 и подходящих термобарических условий практически весь трубопровод находится в области гидратообразования, поэтому необходима подача ингибитора – метанола или моноэтиленгликоля.

При подаче разного количества метанола его концентрация по длине трубопровода будет различной (рис. 5). Следует отметить, что предотвращение гидратообразования на последнем участке не означает ингибирования всего



**Рис. 3. Распределение жидких углеводородов по длине трубопровода в зависимости от варианта подготовки: 1 – простая сепарация (вариант 1) и абсорбция при раздельном транспорте газа и конденсата (вариант 2а); 2 – абсорбция при совместном транспорта газа и конденсата (вариант 2б)**

Таблица 3

**Характеристики потоков, поступающих в морской газопровод**

Характеристики потоков	Вариант подготовки			
	1	2а	2б	3
Содержание воды, $\text{мг/м}^3$	201	46	46	46
ТТР $\text{H}_2\text{O}$ при $P = 7 \text{ МПа}$ , $^{\circ}\text{C}$	11,5	-10,0	-10,0	-10,0

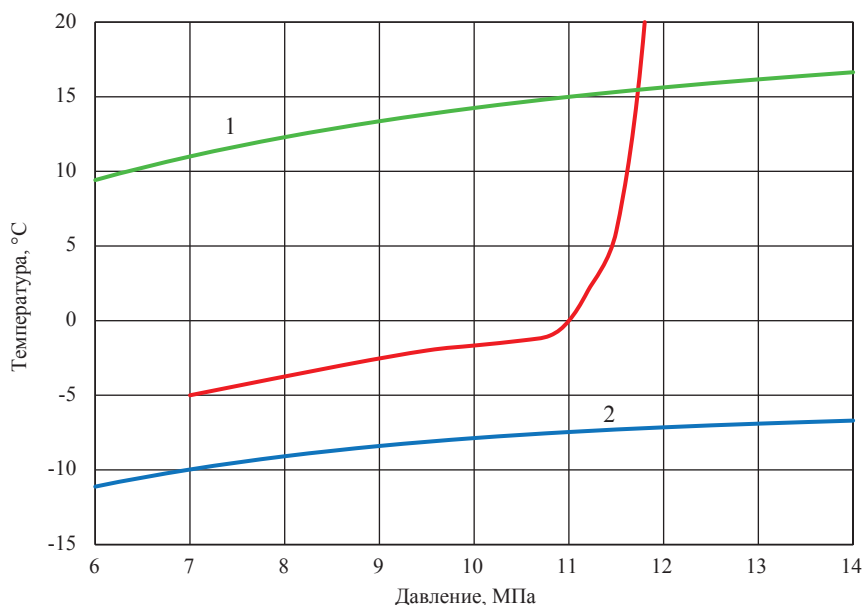


Рис. 4. *PT*-профиль трубопровода (красная линия) и *TTP* по воде при различных способах подготовки: 1 – вариант 1; 2 – варианты 2 и 3

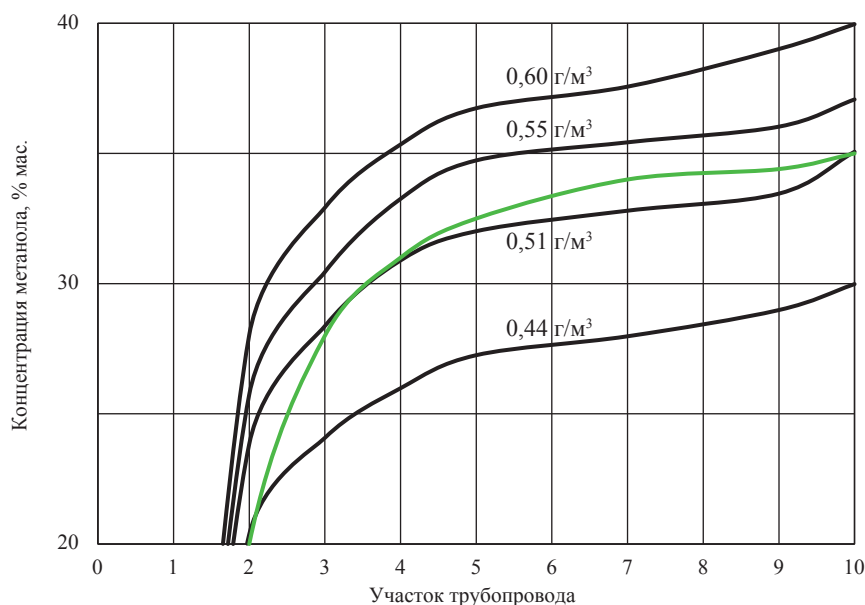


Рис. 5. Требуемая концентрация метанола в водной фазе (зеленая линия) и расчетное распределение концентраций при различной подаче метанола в трубопровод для варианта 1

трубопровода: при подаче  $0,51 \text{ г/м}^3$  95%-ного раствора метанола, несмотря на то, что на участке 10 достигается заданная концентрация в 35 % мас., в области гидратообразования оказываются участки 4–9, что указывает на необходимость увеличения подачи метанола до  $0,55 \text{ г/м}^3$ .

Распределение метанола между фазами приведено на рис. 6, согласно которому боль-

шая часть метанола находится в газовой фазе. По мере движения по трубопроводу часть метанола конденсируется и увеличивает концентрацию водной фазы. На последних участках дополнительно происходит конденсация углеводородов (см. рис. 3), и метанол распределяется между газовой, водной и углеводородной фазами.

Учитывая, что участок 10 находится в условиях, близких к гидратным, а также то обстоя-

тельство, что достоверность расчета растворения метанола в смесях жидких углеводородов относительно невысока [6], подачу метанола при решении практических задач следует несколько увеличивать.

В случае если в трубопровод подается моноэтиленгликоль, распределение концентраций будет существенно отличаться от рассмотренного для метанола. Сам гликоль конденсируется на начальных участках трубопровода при

снижении температуры до  $\sim 20^\circ\text{C}$ , а его концентрация (в отличие от метанола) будет падать за счет конденсации воды (рис. 7).

Не касаясь детально вопросов коррозии, отметим, что растворимость диоксида углерода по длине трубопровода будет иметь максимум, определяемый, с одной стороны, температурой транспортируемого потока, а с другой – давлением в трубопроводе и концентрацией гликоля. Вероятное его расположение – на участках 3–5,

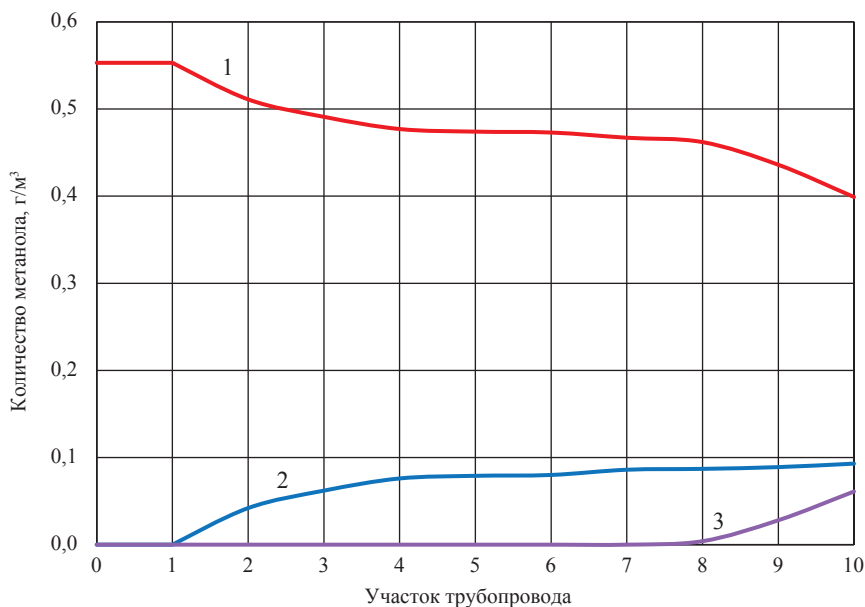


Рис. 6. Распределение метанола между фазами по длине трубопровода для варианта 1: 1 – газовая фаза; 2 – водная фаза; 3 – УВ фаза

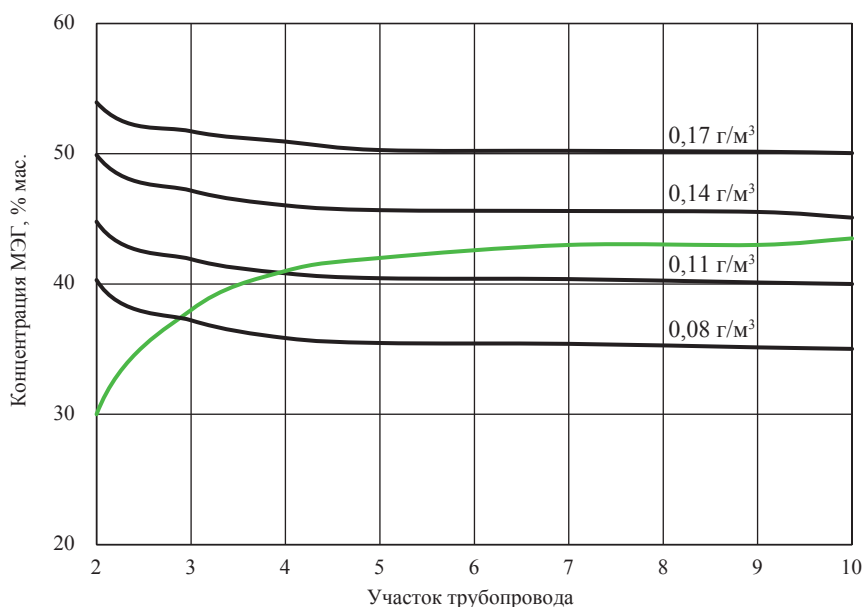


Рис. 7. Требуемая концентрация моноэтиленгликоля в водной фазе (зеленая линия) и расчетное распределение концентраций при различном количестве моноэтиленгликоля, подаваемого в трубопровод

что делает их наиболее подверженными коррозии в случае длительной эксплуатации трубопровода даже при небольшом содержании коррозионноактивных компонентов.

Таким образом, в случае использования однократной сепарации дальнейший транспорт продукции МТП связан с образованием УВ и водной фаз в полости трубопровода, несмотря на охлаждение морской водой до 10–13 °С. Кроме того, для обеспечения безгидратных условий необходима постоянная подача ингибитора гидратообразования и, вполне вероятно, ингибитора коррозии.

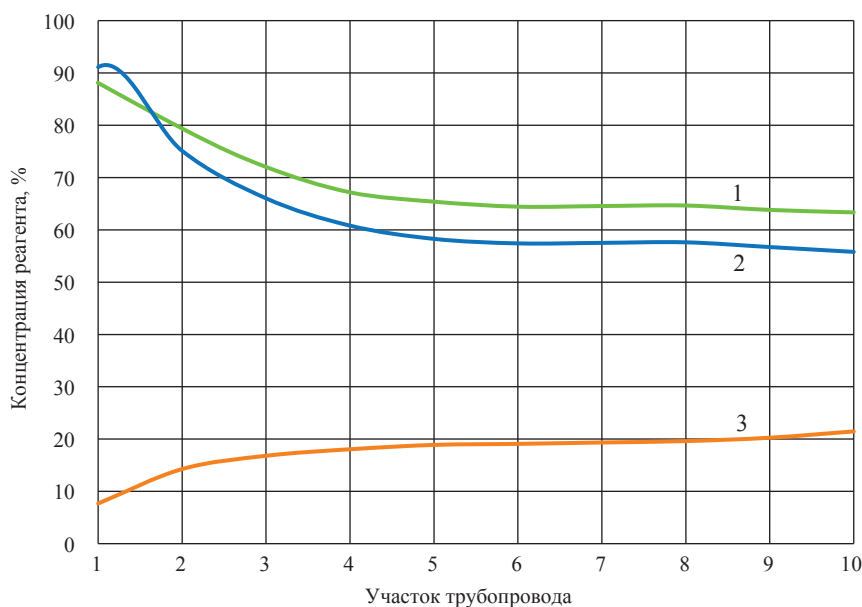
Поскольку ТТР по воде для вариантов 2 и 3 ниже термобарических условий на входе трубопровода на берег, подачи антигидратного реагента в трубопровод не требуется, но в трубопровод вследствие уносов из абсорбера или низкотемпературного сепаратора будет поступать небольшое количество жидкости (на уровне нескольких мг/м<sup>3</sup>).

Гликоль в качестве абсорбента применяется на МТП, и относительно небольшие уносы 90%-ного МЭГ в виде капельного уноса (на уровне 10 мг/м<sup>3</sup>) в рассматриваемом случае будут сопоставимы с содержанием воды в потоке (46 мг/м<sup>3</sup>). Унесенный гликоль будет выделяться в отдельную фазу в полости трубопровода на начальных участках, при этом его концентрация снижается таким же образом, как при

подаче для ингибирования гидратообразования для варианта 1.

В случае применения гликоля в качестве антигидратного реагента в условиях НТС (вариант 3) из низкотемпературного сепаратора будет уноситься 57%-ный МЭГ, в случае метанола – 48%-ный метанол. Причем в этих случаях имеется существенная разница: в транспортируемом потоке содержание гликоля определяется исключительно уносом, а метанола – главным образом, фазовым поведением. При рассматриваемых условиях НТС ( $T = -12$  °С,  $P = 5,3$  МПа, концентрация метанола в водной фазе – 48 % мас.) содержание метанола в газовой фазе составляет 0,33 г/м<sup>3</sup>. По длине трубопровода его концентрация в водной фазе постоянно растет, а концентрация МЭГ снижается (рис. 8).

Сравнивая распределение концентраций МЭГ в случае использования абсорбции и НТС, также следует отметить существенное различие. Для варианта 2 контакт гликоля с обрабатываемым потоком будет происходить при условиях проведения абсорбционного процесса ( $T = 13$  °С и  $P = 7,8$  МПа); для варианта 3 – в условиях низкотемпературной сепарации ( $T = -12$  °С и  $P = 5,3$  МПа). Несмотря на общий характер кривых, процессы в трубопроводе носят принципиально различный характер: гликоль в варианте 3 сначала концентрируется (до 90 % мас.), затем



**Рис. 8. Распределение концентраций МЭГ и метанола по длине трубопровода для вариантов 2 и 3: 1 – МЭГ (абсорбция); 2 – МЭГ (НТС); 3 – метанол (НТС)**



разбавляется до исходного значения 57 %, в варианте 2 – сразу разбавляется с исходных 96 до 63 % мас.

Таким образом, вариант 3 нельзя считать полностью однофазным, а вариант 2б – полностью двухфазным, поскольку в обоих случаях в системе в незначительном количестве присутствует водная фаза. Можно говорить лишь об отдельных участках, на которых транспортируемая система находится в однофазном (двухфазном) состоянии. В этом отношении однофазными являются начальные участки трубопровода, и приближается к однофазному вариант НТС с использованием метанола.

Проведенное расчетное исследование для конденсатного фактора пластового газа на уровне 50 г/м<sup>3</sup> показывает, что поток, направляемый в морской трубопровод, в зависимости от способа подготовки, строго говоря, можно считать лишь приближающимся к однофазному (двухфазному) транспорту. Подготовка газа

одноступенчатой сепарацией с предварительным охлаждением приводит к выделению в полости трубопровода углеводородной и водной фаз, практически весь трубопровод оказывается в гидратном режиме, что требует постоянной подачи ингибитора гидратообразования, предпочтительно моноэтиленгликоля. Вариант абсорбционной осушки с выделением части конденсата на платформе является технологически привлекательным, поскольку жидкие углеводороды выделяются лишь на последнем участке трубопровода. Однофазный транспорт продукции на берег может быть обеспечен только низкотемпературной сепарацией с использованием метанола как антигидратного реагента.

Разработанный методический подход целесообразен на стадии предпроектной проработки вопросов освоения морских газоконденсатных месторождений для конкретных составов сырья МТП и *PT*-профилей подводных трубопроводов.

## Список литературы

1. Вовк В.С. Основные результаты геологоразведочных работ ОАО «Газпром» на Арктическом шельфе за 2005–2006 гг. и дальнейшие перспективы / В.С. Вовк, А.Я. Мандель, В.А. Холодилов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 4.
2. Богоявленский В.И. Циркумарктический регион: современное состояние и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов шельфа / В.И. Богоявленский // Газовая промышленность. – 2011. – № 11. – С. 88–92.
3. Кубанов А.Н. Особенности подготовки газа к транспорту в морских условиях / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, А.А. Кубанов и др. // Материалы II Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (HCFD-2012).
4. Кубанов А.Н. Подготовка газа к транспорту по подводному газопроводу в однофазном состоянии / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, А.А. Кубанов и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 75–79.
5. Getua M. Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions / M. Getua, Sh. Mahadzirb, N.V.D. Long et. al // Chem. Eng. Res. & Des. – 2013.
6. de Villiers A.J. Evaluation of the PC-SAFT, SAFT and CPA equations of state in predicting derivative properties of selected non-polar and hydrogen-bonding compounds / A.J. de Villiers, C.E. Schwarz, A.J. Burger et. al // Fluid Phase Equilibria. – 2013. – № 338. – P. 1–15.