



ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ПРОТЯЖЕННОМ МОРСКОМ ТРУБОПРОВОДЕ: ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ФЛЮИДА И ПРОФИЛЯ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА

В.А.Судейманов*¹, Н.А.Бузников²

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия;

²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Московская область, Россия

Multiphase Flow Assurance in an Extensional Subsea Pipeline: Effects of the Transported Fluid Composition and the Pipeline Route Profile
*V.A.Suleymanov*¹, N.A.Buznikov²*

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia;

²«Gazprom VNIIGAZ» LLC, Razvilka, Moscow Region, Russia

Abstract

The modes of the transport of gas with low condensate content in an extensional subsea pipeline with a hilly terrain profile of the route are studied. Flow assurance in a pipeline is provided if the gas flow rate exceeds a certain threshold value called the turndown rate. It is shown that for a pipeline with a complex route profile, the transport of a two-phase hydrocarbon fluid (gas and condensate) is preferable to provide the flow assurance, since the presence of even a small amount of the water and hydrate inhibitor in the fluid leads to significant increase of the turndown rate. It is found that to expand the range of the safe pipeline operation, the use of methanol as a hydrate inhibitor is preferable over glycols. The performed hydraulic calculations show that the alignment of the pipeline route under construction may result in a decrease in the turndown rate for the transport of two-phase fluid and multiphase fluid containing a water solution of methanol.

Keywords:

Subsea pipeline;
 Natural gas;
 Gas condensate;
 Hydrate inhibitor;
 Multiphase fluid;
 Liquid holdup;
 Turndown rate

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Совместный транспорт газа и малого количества жидкости по морским трубопроводам часто применяется при разработке газоконденсатных месторождений в шельфовых акваториях. Проектирование протяженных морских трубопроводов для транспорта многофазного флюида требует особого внимания с точки зрения обеспечения бесперебойности потока [1].

Основное технологическое ограничение для транспорта многофазного флюида связано с возможностью формирования жидкостных пробок при накоплении в трубопроводе значительных объемов жидкой фазы. Накопление жидкой фазы может происходить при уменьшении добычи газа на стадии падающей добычи, а также в начальный период освоения месторождения. При малом расходе газа в трубопроводе скорость

газовой фазы падает, вынос жидкости с потоком газа из трубопровода уменьшается, что приводит со временем к накоплению значительных объемов жидкой фазы на пониженных участках трассы. Повышенное содержание жидкости в трубопроводе сопровождается возрастанием гидравлических потерь и колебаниями термобарических и расходных параметров, что может приводить к осложнениям в работе морского трубопровода и платформенных или береговых установок подготовки газа. Расход газа, ниже которого трубопровод будет работать в режиме накопления жидкости, принято называть минимальной допустимой производительностью трубопровода.

Отметим, что существуют две принципиальные схемы обустройства морских газоконденсатных месторождений с транспортом многофазного флюида на берег. Первая схема предусматривает установку платформы, на которой осуществляется сепарация газа и конденсата,

*E-mail: suleymanov.v@gubkin.ru
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300534>

их раздельное обезвоживание, с последующим совместным транспортом газа и конденсата по морскому трубопроводу на берег [2]. В этом случае говорят о транспорте двухфазного флюида. Другим типом обустройства морского газоконденсатного месторождения является схема с полностью подводным обустройством, когда газ и конденсат совместно со свободной водой без какой-либо предварительной подготовки на месторождении транспортируются по морскому трубопроводу до платформ или береговых сооружений. В этом случае по трубопроводу транспортируется многофазный флюид, в состав которого входят две несмешивающиеся жидкие фазы (конденсат и водная фаза). Наличие в многофазном флюиде воды может существенно изменить характер гидравлики газожидкостного потока, в частности, повлиять на значение минимальной допустимой производительности трубопровода.

Целью настоящей работы являлось исследование рабочего диапазона эксплуатации протяженного морского трубопровода со сложным профилем трассы. Выполнен сравнительный анализ условий обеспечения бесперебойности потока двухфазного и многофазного флюидов, транспортируемых по трубопроводу. Исследовано влияние применения различных ингибиторов гидратообразования и выравнивания профиля трассы на значение минимальной допустимой производительности трубопровода.

Исследование проводилось для модельного морского трубопровода с внутренним диаметром 864 мм. Протяженность трубопровода составляла 448 км (длина подводного участка – 439 км, длина сухопутного участка – 9 км). Трасса трубопровода имеет сложный рельефный профиль с большим числом подъемных и нисходящих участков. Максимальная глубина моря вдоль трассы трубопровода составляла 288 м. Общая сумма подъемных участков трассы равна 3108 м.

Для предварительной оценки влияния профиля трассы трубопровода на возможность накопления жидкой фазы при транспорте многофазного флюида часто используют так называемый индикатор профиля, предложенный в работе [3]. Для нахождения этого параметра трассу трубопровода разбивают на участки длиной L_i с постоянным углом наклона α_i . Индикатор профиля PI может быть рассчитан по формуле:

$$PI = \frac{490}{\pi L} \sum_i L_i \left[\pi \theta(\alpha_i - \alpha_0) + \arctan \frac{0.80 \alpha_i}{\alpha_0 - \alpha_i} \right] \quad (1)$$

где L – длина трубопровода;

$\theta(x)$ – ступенчатая функция Хевисайда ($\theta(x) = 0$ при $x < 0$ и $\theta(x) = 1$ при $x \geq 0$) и $\alpha_0 = 0.97^\circ$.

Расчеты по эмпирической формуле (1) показали, что для исследуемого модельного трубопровода индикатор профиля $PI=55$. В работе [3] значения параметра PI были разбиты на пять диапазонов в зависимости от опасности накопления жидкости в трубопроводе. Согласно этой классификации при $40 < PI < 80$ профиль трас-

сы трубопровода характеризуется выраженной рельефностью, так что потенциальная опасность накопления жидкости в трубопроводе велика.

Моделирование гидравлических режимов эксплуатации трубопровода проводилось для двухфазного флюида с малым количеством конденсата: содержание компонентов C_{5+} составляло 10 г на кубический метр газа. Кроме того, гидравлические расчеты были выполнены для многофазных флюидов, полученных добавлением в исходный состав газоконденсатной смеси небольшого количества воды: содержание воды 1 и 3 г/м³. Термодинамические и теплофизические свойства флюида моделировались с использованием уравнения состояния Соаве–Редлиха–Квонга с объемным сдвигом [4,5].

Гидравлические расчеты проводились с использованием программного комплекса OLGA, предназначенного для динамического моделирования потоков многофазного флюида в трубопроводах [6]. При проведении расчетов температура придонных слоев морской воды и температура грунта на сухопутном участке принимались равными 3 °С. Давление на выходе трубопровода составляло 7.5 МПа. Шероховатость внутренней поверхности стенки труб принималась равной 30 мкм.

Значение минимальной допустимой производительности определяется при помощи моделирования установившихся режимов течения многофазного флюида при различных расходах газа в трубопроводе. Объем жидкой фазы, накопленной в трубопроводе, резко возрастает при уменьшении расхода газа, что может значительно осложнить эксплуатацию трубопровода. Зависимость перепада давления от расхода газа в трубопроводах, транспортирующих многофазный флюид, имеет U-образную форму. При расходах ниже значения, соответствующего минимуму перепада давления, вклад гидростатической составляющей перепада давления становится доминирующим. В качестве минимальной допустимой производительности трубопровода, как правило, принимают значение расхода газа, при котором перепад давления является наименьшим.

Расчитанные зависимости объема накопленной жидкости и перепада давления в трубопроводе от расхода газа представлены на рисунке 1. Гидравлические расчеты проводились как для случая двухфазного транспорта (газ и конденсат), так и для случая присутствия воды в транспортируемом флюиде. При достаточно больших расходах газа объем выпадающей в трубопроводе жидкой фазы относительно мал (порядка нескольких сотен кубических метров), и осложнения при эксплуатации трубопровода, связанные с накоплением жидкости, отсутствуют. В этом случае практически по всей длине трубопровода доминирует расслоено-волновой режим течения флюида, когда газовая фаза занимает основную часть сечения трубопровода, а жидкость движется преимущественно вдоль нижней образующей

трубы. Такая структура движения многофазных флюидов характерна для не слишком больших приведенных скоростей движения газа и жидкости [7, 8]. При малых расходах газа объем накопленной жидкости в трубопроводе резко возрастает. Режим накопления жидкости при транспорте двухфазного флюида возникает при расходе газа менее 25 млн. м³/сут, когда перепад давления в трубопроводе минимален (рис.1).

В случае присутствия во флюиде небольшого количества свободной воды минимальная допустимая производительность составляет 26 и 27 млн. м³/сут при содержании воды 1 и 3 г/м³ соответственно. Увеличение значения минимальной допустимой производительности обусловлено тем, что при малых скоростях газа вода из-за большей плотности начинает интенсивно накапливаться в нижней части сечения трубопровода под слоем конденсата, ее вынос потоком газа затруднен, и водная фаза доминирует в общем объеме накопленной жидкости [9].

Наличие в многофазном флюиде пластовой и конденсационной воды приводит к риску образования гидратов в морских трубопроводах при низких температурах окружающей среды. Для предотвращения образования гидратов в морских трубопроводах, как правило, используется технология непрерывной подачи ингибитора гидратообразования. Наиболее часто используемыми ингибиторами являются метанол и моноэтиленгликоль (МЭГ).

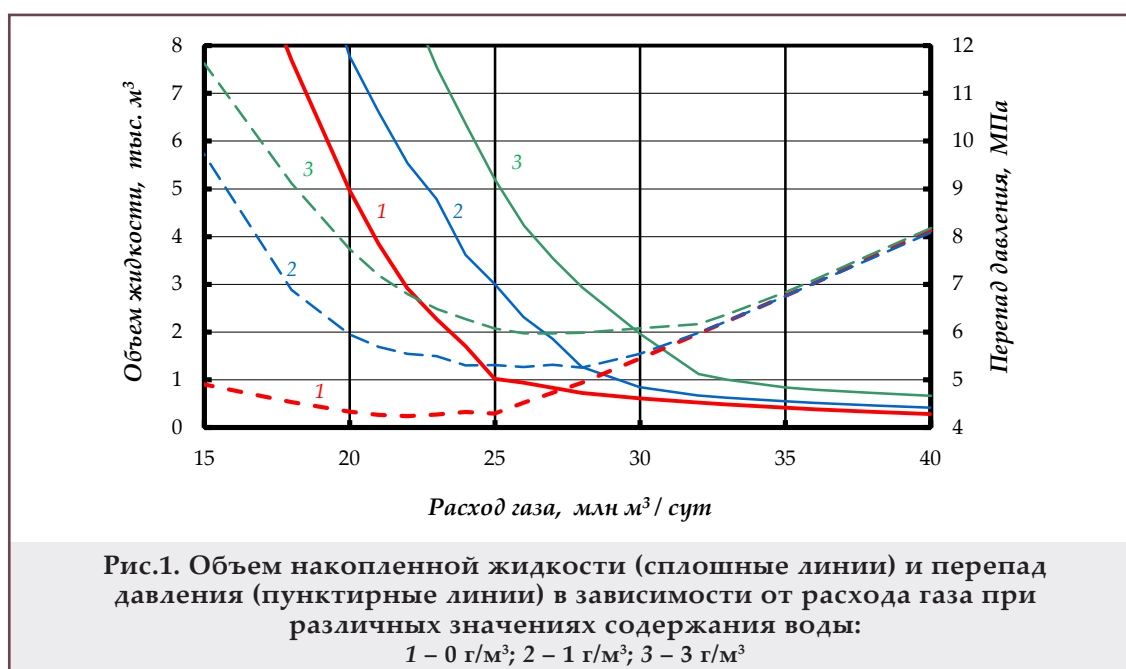
Основными достоинствами МЭГ являются его малая растворимость в газовой фазе и отработанная система регенерации. Недостатками МЭГ является высокая цена и возможность образования эмульсии с газовым конденсатом. Широкое применение метанола на действующих сухопутных газоконденсатных месторождениях России обусловлено максимальным снижением температуры гидратообразования при наименьшей кон-

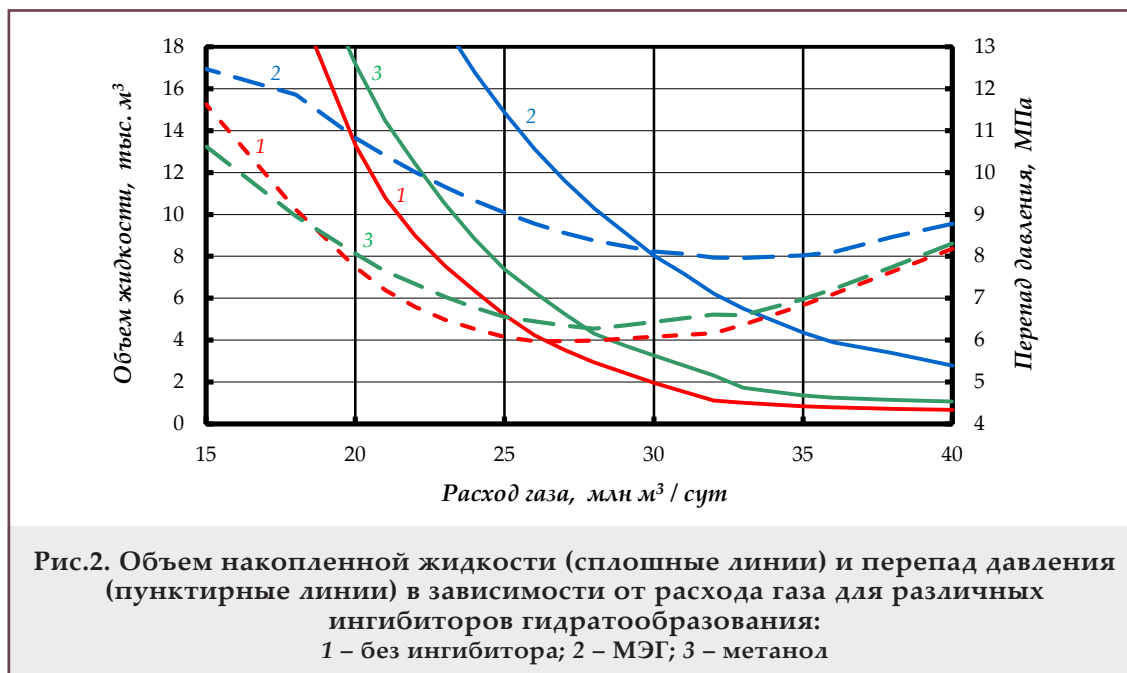
центрации ингибитора, малой растворимостью метанола в газовом конденсате, низкой стоимостью, а также высокой эффективностью использования метанола при ликвидации возникающих гидратных отложений. Однако у метанола имеется ряд недостатков, в частности, высокая летучесть, значительные эксплуатационные расходы и очень высокая токсичность.

Влияние ингибиторов гидратообразования на значение минимальной допустимой производительности модельного трубопровода было исследовано для флюида с содержанием воды 3 г/м³. Как показали проведенные расчеты, для предотвращения образования гидратов в трубопроводе при температуре флюида выше минус 10 °С вплоть до давления 14 МПа необходимая массовая концентрации МЭГ в водном растворе должна составлять 65 %, а массовая концентрация метанола – 55 %.

На рисунке 2 приведены зависимости объема накопленной жидкости и перепада давления в трубопроводе от расхода газа при использовании МЭГ и метанола в качестве ингибитора гидратообразования. В случае применения метанола объем накопленной жидкости оказывается существенно меньше, чем при использовании МЭГ. Это обстоятельство связано с тем, что для одинаковой степени защиты трубопровода от гидратообразования требуется меньший объем подаваемого раствора метанола. Кроме того, в отличие от МЭГ, метанол является высоколетучим ингибитором и частично переходит в газовую фазу.

Соответственно перепад давления в трубопроводе при использовании МЭГ оказывается значительно выше, чем в случае применения метанола. При использовании метанола режим накопления жидкости в трубопроводе возникает при расходах газа менее 28 млн. м³/сут, тогда как при применении МЭГ величина минимальной допустимой производительности возрастает до





32 млн м³/сут вследствие накопления имеющего большую плотность водного раствора МЭГ на пониженных участках трассы (рис.2). Таким образом, для транспорта многофазного флюида по морскому трубопроводу со сложным профилем применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования является более предпочтительным с точки зрения расширения рабочего диапазона расхода газа в трубопроводе.

Следует отметить, что в ходе предпроектных исследований оценка режимов эксплуатации трубопровода и его минимальной допустимой производительности обычно проводится с использованием рельефа морского дна в качестве профиля трассы трубопровода. В ходе сооружения трубопровода должны быть приняты меры для обеспечения его устойчивости на морском дне, защиты от вибрации и возможных повреждений. Такими мерами являются подсыпка грунта под провисающими участками трубопровода, устройство опор и локальное заглубление трубопровода. После строительства фактический профиль трассы морского трубопровода обычно оказывается значительно более пологим, чем рельеф дна.

Для исследования влияния выравнивания трассы трубопровода на его минимальную допустимую производительность моделировалось «сглаживание» профиля трассы. Вдоль всей трассы трубопровода, за исключением участка выхода трубопровода на берег, уменьшались углы подъема трассы с крутизной, превышающей некоторое критическое значение. Были проанализированы два варианта изменения профиля: устранялись участки с углами подъема, превышающими 2° и 1° соответственно.

Для трассы модельного трубопровода общая длина участков с углами подъема свыше 1° составляет 48.7 км (10.9% от общей протяженности), а длина подъемных участков с крутизной, превы-

шающей 2°, равна 11.8 км (2.6% от общей протяженности). При устранении участков с крутизной свыше 2° сумма подъемных участков снижается с 3108 м до 2957 м, а при устранении участков с углами подъема свыше 1° – до 2568 м.

Результаты расчетов зависимостей объема накопленной жидкости и перепада давления в трубопроводе от расхода газа для трех профилей трассы представлены на рисунке 3 в случае транспорта двухфазного флюида (газ и конденсат). Устранение подъемных участков с крутизной, превышающей 2°, не приводит к существенному изменению объема жидкости в трубопроводе. Для «сглаженного» профиля трассы минимальная допустимая производительность снижается с 25 до 23 млн. м³/сут. При этом для больших и малых расходов газа объем жидкости в трубопроводе практически совпадает для «сглаженного» профиля трассы и профиля морского дна (рис.3).

Для трассы трубопровода, в которой удалены участки с углами подъема свыше 1°, зависимость объема накопленной жидкости от расхода газа существенно изменяется. Для такого профиля трассы объем жидкости в трубопроводе медленно возрастает вплоть до достаточно низких значений расхода газа, а минимальная допустимая производительность трубопровода снижается до 17 млн. м³/сут (рис.3).

При больших расходах газа значения перепада давления в трубопроводе для всех профилей трассы практически совпадают, так как в этом диапазоне расходов основной вклад в перепад давления вносят гидравлические потери на трение. Вклад гидростатической составляющей в перепад давления возрастает при уменьшении расхода газа. При этом рассчитанные перепады давления для профиля морского дна и «сглаженного» профиля с углами подъема не больше 2° отличаются незначительно, так как для этих профилей трассы объем накопленной жидкости

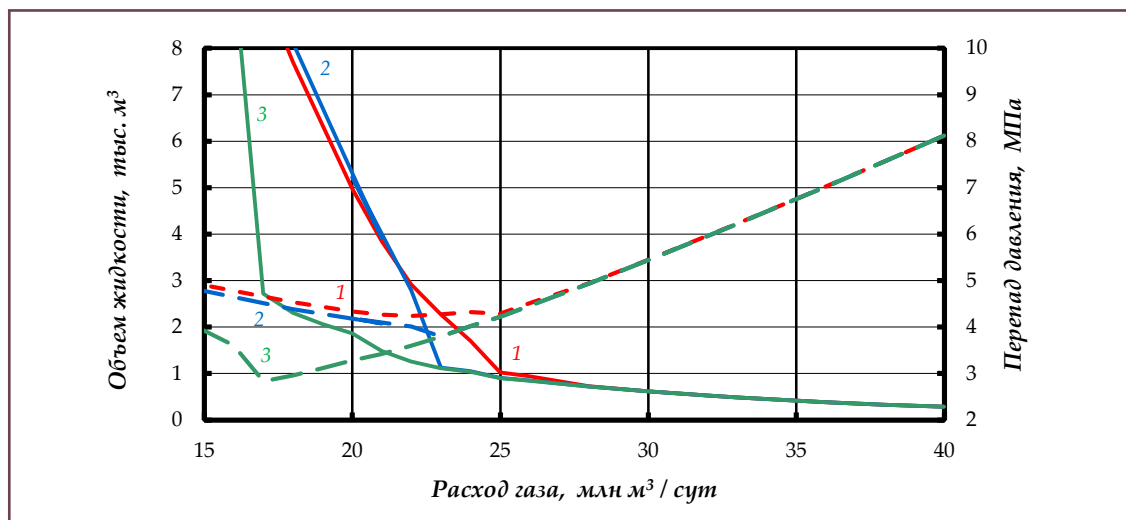


Рис.3. Объем накопленной жидкости (сплошные линии) и перепад давления (пунктирные линии) в зависимости от расхода газа при транспорте двухфазного флюида для различных профилей трассы:
 1 – профиль морского дна; 2 – профиль трассы с углами подъема не больше 2°;
 3 – профиль трассы с углами подъема не больше 1°

в трубопроводе практически не различается. Для профиля трассы трубопровода с углами подъема не свыше 1° рассчитанные значения перепада давления оказываются существенно ниже (рис.3). Это обстоятельство связано с тем, что объем жидкости в трубопроводе и вклад гидростатической составляющей перепада давления для этого «сглаженного» профиля значительно меньше, чем для других профилей трассы.

На рисунке 4 показаны зависимости объема накопленной жидкой фазы и перепада давления от расхода газа в случае применения МЭГ, рассчитанные для трех профилей трассы трубопровода. В отличие от случая двухфазного транспорта при использовании МЭГ «сглаживание» профиля не приводит к существенному

изменению значения минимальной допустимой производительности. Минимальная допустимая производительность трубопровода для профиля морского дна и «сглаженного» профиля с углами подъема не больше 2° составляет 32 млн. м³/сут, а для профиля трассы с углами подъема не свыше 1° снижается до 30 млн. м³/сут.

На рисунке 5 приведены рассчитанные зависимости объема накопленной жидкости фазы и перепада давления в трубопроводе от расхода газа при применении метанола для трех профилей трассы. В случае использования метанола «сглаживание» профиля оказывает большее влияние на минимальную допустимую производительность. Для профиля с углами подъема, не превышающими 2°, минимальная допустимая

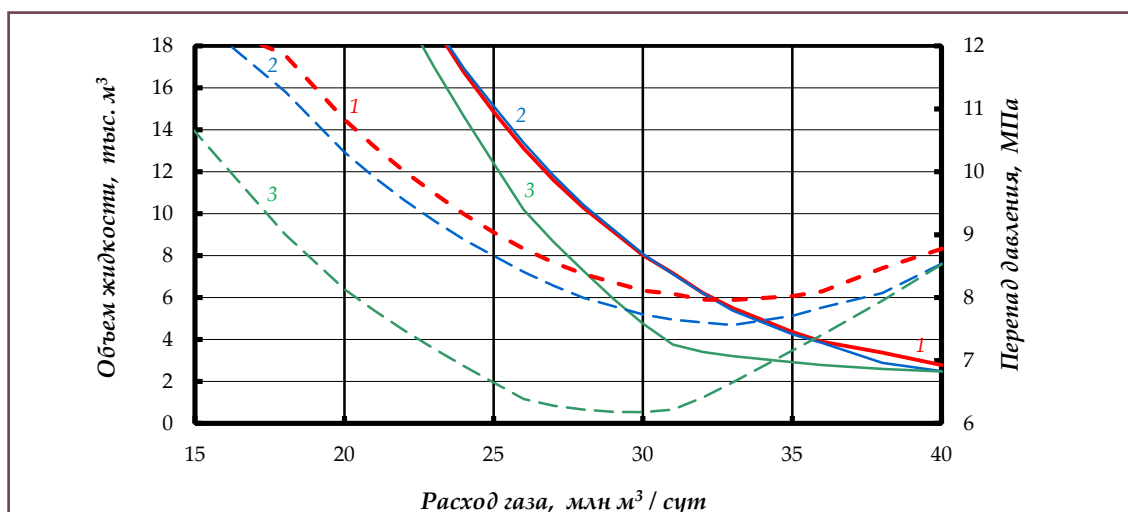
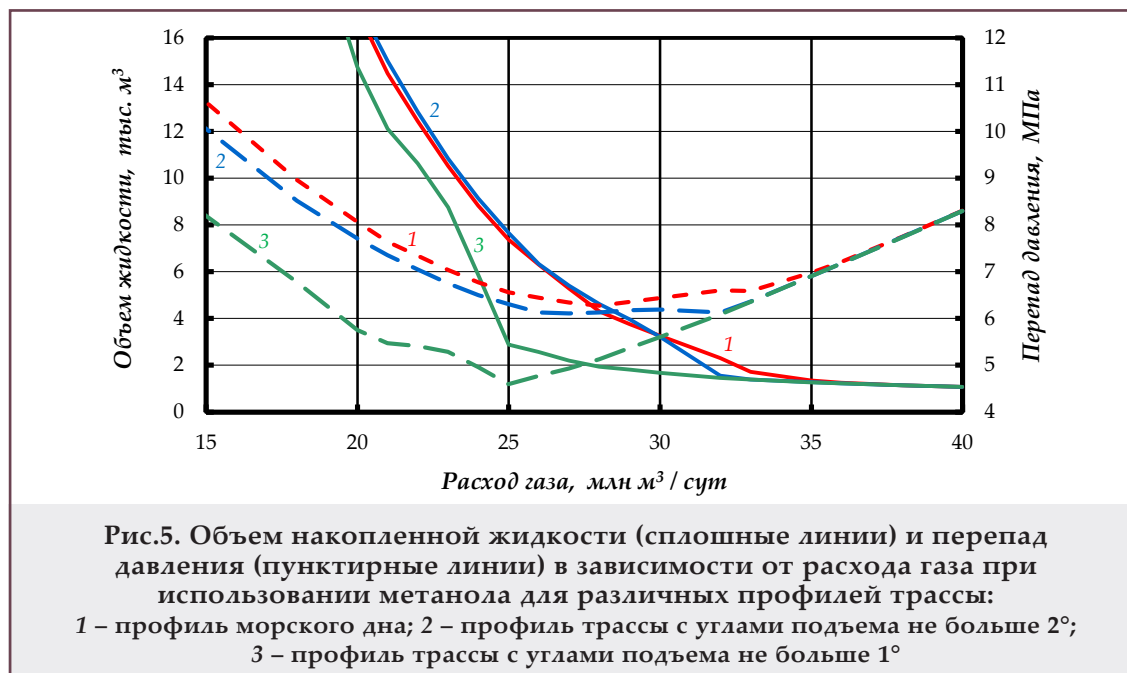


Рис.4. Объем накопленной жидкости (сплошные линии) и перепад давления (пунктирные линии) в зависимости от расхода газа при использовании МЭГ для различных профилей трассы:
 1 – профиль морского дна; 2 – профиль трассы с углами подъема не больше 2°;
 3 – профиль трассы с углами подъема не больше 1°



производительность трубопровода составляет 27 млн. м³/сут, а для профиля трассы с углами подъема не свыше 1° она снижается до значения 25 млн. м³/сут.

Таким образом, в работе проведено исследование условий обеспечения бесперебойности потока газа с малым содержанием жидкой фазы в протяженном морском трубопроводе со сложным рельефным профилем трассы. Выполнен сравнительный анализ гидравлических режимов транспорта двухфазного углеводородного флюида (газ и конденсат) и многофазного флюида, в состав которого входят две несмешивающиеся жидкие фазы (конденсат и водный раствор ингибитора гидратообразования). Основное технологическое ограничение для транспорта флюида связано с накоплением в трубопроводе значительных объемов жидкой фазы и с риском возникновения пробкового режима течения потока. Длительная эксплуатация морского трубопровода с расходом газа ниже минимальной допустимой производительности крайне нежелательна, так как повышенное содержание жидкости в трубопроводе может приводить к осложнениям в работе трубопровода и платформенных или береговых установок подготовки газа. Кроме того, работа трубопровода в режиме накопления жидкости будет приводить к выносу больших

объемов жидкой фазы из трубопровода, как при повышении расхода газа, так и при повторном пуске трубопровода после остановки.

Для морского трубопровода со сложным профилем трассы с большим числом подъемных и нисходящих участков, способствующих накоплению жидкости, присутствие даже небольшого количества воды в потоке существенно сужает рабочий диапазон эксплуатации трубопровода. Следовательно, транспорт двухфазного обезвоженного флюида является более надежным для обеспечения бесперебойности потока. Для снижения гидравлических потерь и уменьшения минимальной допустимой производительности применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования является более предпочтительным по сравнению с использованием МЭГ.

Выравнивание трассы протяженного трубопровода, которое является одним из результатов строительных работ по обеспечению большей устойчивости участков трубопровода на морском дне, может привести к существенному снижению величины минимальной допустимой производительности. С точки зрения обеспечения бесперебойности потока выравнивание профиля трассы повышает эффективность транспорта двухфазного флюида, а также многофазного флюида, содержащего водный раствор метанола.

Литература

1. Bai, Y. & Bai, Q. (2005). Subsea Pipelines and Risers. *Amsterdam: Elsevier*.
2. Сулейманов, В.А. (2011). Трубопроводная транспортировка продукции морских платформ типа FPU. *Газовая промышленность*, 10, 90–94.
3. Barrau, B. (2000). Profile indicator helps predict pipeline holdup, slugging. *Oil & Gas Journal*, 98 (8), 58–62.
4. Soave, G. (1972). Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 27 (6), 1197–1203.
5. Pénéloux, A., Rauzy, E., & Fréze, R. (1982). A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8 (1), 7–23.
6. Bendiksen, K.H., Malnes, D., Moe, R., & Nuland, S. (1991). The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications. *SPE Production Engineering*, 6 (2), 171–180.
7. Taitel, Y., Barnea, D., & Brill, J.P. (1995). Stratified three phase flow in pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 21 (1), 53–60.
8. Khor, S. H., Mendes-Tatsis, M. A., & Hewitt, G. F. (1997). One-dimensional modeling of phase holdups in three-phase stratified flow. *International Journal of Multiphase Flow*, 23 (5), 885–897.
9. Бузников, Н. А., Сулейманов, В. А. (2014). Динамика накопления и выноса водного раствора ингибитора гидратообразования при начальном заполнении морского трубопровода. *Газовая промышленность*, 8, 34–37.

References

1. Bai, Y., Bai, Q. (2005). Subsea pipelines and risers. *Amsterdam: Elsevier*.
2. Suleymanov, V. A. (2011). Pipeline transportation of the FPU-type marine platform products. *Gazovaya promyshlennost'*, 10, 90–94.
3. Barrau, B. (2000). Profile indicator helps predict pipeline holdup, slugging. *Oil & Gas Journal*, 98(8), 58–62.
4. Soave, G. (1972). Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 27(6), 1197–1203.
5. Pénéloux, A., Rauzy, E., Fréze, R. (1982). A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8(1), 7–23.
6. Bendiksen, K. H., Malnes, D., Moe, R., Nuland, S. (1991). The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications. *SPE Production & Engineering*, 6(2), 171–180.
7. Taitel, Y., Barnea, D., Brill, J. P. (1995). Stratified three phase flow in pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 21(1), 53–60.
8. Khor, S. H., Mendes-Tatsis, M. A., Hewitt, G. F. (1997). One-dimensional modeling of phase holdups in three-phase stratified flow. *International Journal of Multiphase Flow*, 23 (5), 885–897.
9. Buznikov, N. A., Suleymanov, V. A. (2014). Aqueous hydrate inhibitor accumulation and removal profiles under offshore pipeline initial filling. *Gazovaya promyshlennost'*, 8, 34–37.

Обеспечение бесперебойности многофазного потока в протяженном морском трубопроводе: влияние состава транспортируемого флюида и профиля трассы трубопровода

V.A.Сүлейманов¹, Н.А.Бузников²

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия;

²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Московская область, Россия

Реферат

Исследованы режимы транспорта газа с малым содержанием жидкой фазы по протяженному морскому трубопроводу с рельефным профилем трассы. Для обеспечения бесперебойности потока флюида необходимо, чтобы расход газа в трубопроводе превышал некоторое критическое значение, называемое минимальной допустимой производительностью. Показано, что для трубопровода со сложным профилем трассы более надежным для обеспечения бесперебойности потока является транспорт двухфазного углеводородного флюида (газ и конденсат), так как присутствие в потоке даже небольшого количества воды и ингибитора гидратообразования приводит к заметному увеличению минимальной допустимой производительности. Установлено, что для расширения диапазона безопасной эксплуатации морского трубопровода использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования является предпочтительным по сравнению с гликолями. Проведенные гидравлические расчеты показали, что выравнивание трассы трубопровода в процессе строительства может приводить к снижению минимальной допустимой производительности для транспорта двухфазного флюида и многофазного флюида, содержащего водный раствор метанола.

Ключевые слова: морской трубопровод; природный газ; газовый конденсат; ингибитор гидратообразования; многофазный флюид; накопление жидкости; минимальная допустимая производительность.

Dəniz boru kəmərinə çoxfazlı axının fasiləsizliyinin təmin edilməsi: nəql olunan flüidin tərkibinin və boru kəmərinin istiqamət profilinin təsiri

V.A.Süleymanov¹, N.A.Buznikov²

¹İ.M.Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (MTU), Moskva, Rusiya;

²«Gazprom VNIIGAZ» MMC, Razvilka, Moskva vilayəti, Rusiya;

Xülasə

Tərkibində maye fazası az olan qazın relyef istiqamət profilli dəniz boru kəməri ilə nəqli rejimləri araşdırılmışdır. Flüid axınının fasiləsizliyinin təmin edilməsi üçün boru kəmərinə qaz sərfinin yolverilən minimum məhsuldarlıq adlanan müəyyən kritik qiymətlərdən artıq olması lazımdır. Göstərilmişdir ki, istiqamət profili mürəkkəb olan boru kəməri üçün ikifazlı flüidin (qaz və kondensat) nəqli fasiləsiz axının təmin edilməsi üçün daha etibarlıdır. Belə ki, axında hətta az miqdarda suyun və hidratəmələgəlmə inhibitorunun olması yolverilən minimum məhsuldarlığın nəzərəcarpacaq dərəcədə artmasına səbəb olur. Müəyyən edilmişdir ki, dəniz boru kəmərinin təhlükəsiz istismar diapazonunun genişləndirilməsi üçün hidratəmələgəlmə inhibitoru kimi metanolun istifadəsi glikollarla müqayisədə daha tərcih ediləndir. Aparılan hidravlik hesablamalar göstərmişdir ki, tikinti prosesində boru kəmərinin istiqamət profilinin düzləşdirilməsi ikifazlı flüidin və tərkibində metanol sulu məhlulunun olduğu çoxfazlı flüidin nəqli üçün yolverilən minimum məhsuldarlığın azalmasına səbəb ola bilər.

Açar sözlər: dəniz boru kəməri; təbii qaz; qaz kondensatı; hidratəmələgəlmə inhibitoru; çoxfazlı flüid; maye yığılması; yolverilən minimum məhsuldarlıq.