



## МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ДВИЖЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРОТЯЖЕННОМ ТРУБОПРОВОДЕ

И. А. Гужов<sup>1</sup>, В. А. Судейманов\*<sup>2</sup>, А. А. Ротов<sup>1</sup>, Н. А. Бузников<sup>1</sup>, Т. В. Чельцова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Московская область, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

### Modeling of the dynamics of the movement of hydrate formation inhibitors in an extensional pipeline

I. A. Guzhov<sup>1</sup>, V. A. Suleymanov\*<sup>2</sup>, A. A. Rotov<sup>1</sup>, N. A. Buznikov<sup>1</sup>, T. V. Cheltsova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>«Gazprom VNIIGAZ» LLC, Razvilka, Moscow Region, Russia

<sup>2</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

#### ABSTRACT

The dynamics of the movement of the hydrate formation inhibitors (methanol and monoethylene glycol) in an extensional hilly terrain field pipeline transporting a multiphase fluid is studied. The concentration distribution of inhibitors along the pipeline length is obtained by means of the hydrodynamic modeling using OLGA software for a wide range of the gas flow rates. The influence of liquid accumulation on the time of the pipeline filling by an inhibitor is analyzed. It is shown that the time of the inhibitor propagation through the pipeline is governed by the average velocity of the aqueous phase. It is demonstrated that the time of the pipeline filling by methanol can be significantly less than that by monoethylene glycol. It is shown that after the required equilibrium concentration of the inhibitor is reached along the entire length of the pipeline, the pressure drop in the liquid accumulation mode is less when methanol is used. The results obtained can be used to optimize the methods of the inhibition of extensional hilly terrain field pipelines.

**Keywords:** hilly terrain pipeline; hydrodynamic modeling; multiphase flow; liquid accumulation; hydrate inhibitor.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

#### Введение

В настоящее время на вводимых в эксплуатацию газовых и газоконденсатных месторождениях наблюдается тенденция увеличения протяженности трубопроводов, транспортирующих неподготовленную продукцию скважин. Кроме того, варианты полностью подводного обустройства морских месторождений предполагают транспорт пластового флюида на береговые установки по газосборным коллекторам протяженностью до 100 км. Для обеспечения бесперебойности потока многофазных флюидов при транспорте на большие расстояния необходимо решить ряд задач, связанных с возможными осложнениями. К таким осложнениям относятся накопление жидкости и гидратообразование. Следует отметить, что проблемы, связанные с накоплением жидкости, особенно заметно проявляются в системах сбора газа с ярко выраженным рельефом и протяженными трубопроводами. В таких трубопроводах объемы накопленной жидкости могут достигать нескольких тысяч кубометров, а гидростатические потери давления, обусловленные накоплением жидкости – десятков атмосфер [1].

Разработка газовых и газоконденсатных месторож-

дений сопровождается увеличением содержания воды в продукции скважин, как за счет увеличения конденсационной влаги вследствие изменения пластовых условий, так и за счет дополнительного поступления в скважины пластовой воды. Значительное количество воды в продукции скважин способствует интенсификации процессов образования гидратов в трубопроводах и требует увеличения расхода ингибиторов. Условия, благоприятные для гидратообразования, могут также возникать при отклонениях от проектных режимов эксплуатации трубопроводов, в связи с ремонтными и пусконаладочными работами, требующими остановки скважин, шлейфов, газосборных коллекторов. При отложении гидратов в трубопроводе его проходное сечение сужается, что приводит к снижению производительности скважин и может спровоцировать возникновение аварийных ситуаций.

Решение о проведении мероприятий по предотвращению гидратообразования в трубопроводах необходимо принимать на основе мониторинга изменений состава транспортируемой продукции скважин и термобарических условий работы трубопровода. При этом наибольшему риску гидратообразования подвержены протяженные рельефные трубопроводы, работающие при низких скоростях потока газа. При эксплуатации таких трубопроводов сочетаются два неблагоприятных факто-

\*E-mail: [suleymanov.v@gubkin.ru](mailto:suleymanov.v@gubkin.ru)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300898>

ра: повышенные тепловые потери и наличие участков с накопленной жидкостью.

Для предотвращения гидратообразования в промышленных трубопроводах традиционно используется добавление в поток термодинамических ингибиторов, таких как метанол и моноэтиленгликоль (МЭГ). Время достижения необходимой концентрации ингибитора гидратообразования для защиты всех сечений трубопровода зависит от режима его эксплуатации и от выбора ингибитора. Подача ингибиторов в промышленных трубопроводах часто осуществляется периодически, только в холодное время года. Для трубопроводов, работающих в режиме накопления жидкости, процесс ингибирования обладает инерционностью [2-4]. Наличие больших объемов накопленной жидкости резко уменьшает скорость движения ингибитора, и создание его необходимой концентрации по всей длине трубопровода может занимать значительное время (от нескольких суток до нескольких недель). В связи с этим, как правило, до начала подачи ингибитора гидратообразования из трубопровода удаляется часть накопленной жидкости, например, при помощи непродолжительно увеличения расхода газа в трубопроводе [5]. Для регулирования процесса ингибирования необходимо проведение прогнозных расчетов времени достижения необходимой концентрации ингибитора в водной фазе по всей длине трубопровода в зависимости от расхода газа.

В настоящей работе исследован процесс заполнения протяженного рельефного трубопровода ингибиторами гидратообразования (метанолом и МЭГ). Моделирование проводилось с использованием программного комплекса OLGA, позволяющего выполнять как расчеты стационарных режимов работы трубопроводов, так и анализировать эффекты, связанные с нестационарным движением многофазных потоков [6-11]. Для исследования изменения концентрации ингибиторов по длине трубопровода использовался модуль Compositional Tracking, который позволяет анализировать динамику распределения компонент транспортируемого флюида вдоль трассы трубопровода.

### Параметры модельного трубопровода

Моделирование проводилось для трубопровода с внутренним диаметром 1179 мм и протяженностью 35.5 км. Трасса трубопровода имеет сложный профиль с множеством подъемных и нисходящих участков.

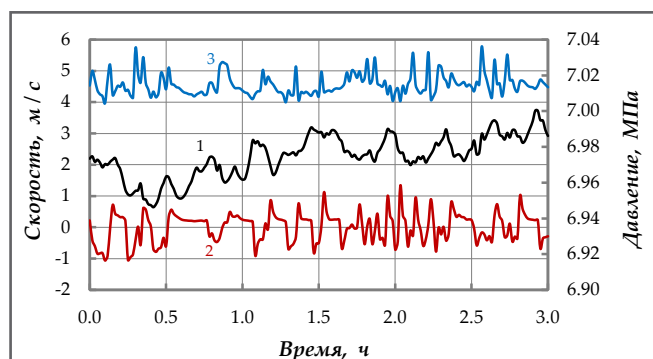


Рис. 1. Динамика изменения давления (кривая 1), скоростей жидкости (кривая 2) и газа (кривая 3) на подъемном участке трассы трубопровода при постоянном расходе газа 21.8 млн м<sup>3</sup>/сут

Перепад высот достигает 90 м, а разность высотных отметок между начальным и конечным участком трубопровода составляет 53.5 м.

Температура газа на входе в трубопровод принималась равной 5 °С, а давление на выходе трубопровода – 6.2 МПа. Содержание компонентов C<sub>5+</sub> в транспортируемом флюиде составляло 20.5 г/м<sup>3</sup>, а мольное содержание воды – 0.5%. Моделирование равновесного гидратообразования при помощи программы PVTsim с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона показало, что для предотвращения гидратообразования в трубопроводе необходимая мольная концентрация метанола составляет 0.28%, а мольная концентрация МЭГ – 0.30%.

### Гидродинамические особенности работы трубопровода в режиме накопления жидкости

Как отмечалось выше, накопление жидкости в трубопроводе замедляет процесс его ингибирования. На движение ингибитора по трубопроводу влияют такие параметры, как структурная форма течения многофазного потока и скорости жидкости и газа. Структурные формы течения потока весьма разнообразны и зависят от скорости смеси, количественного соотношения и физических свойств жидкой и газовой фаз, диаметра и угла наклона участка трубопровода. Форма поверхности раздела фаз и характер их взаимодействия между собой и со стенками трубопровода, а также скорость относительного движения жидкости и газа определяются структурой потока [12].

Для режима накопления жидкости характерна пробковая структура течения многофазного потока, возникающая при перекрытии сечения трубопровода жидкостью. Скорость движения жидкой фазы при этом значительно снижается. Процессы формирования и прохождения жидкостных пробок по своей сути являются нестационарными.

В качестве иллюстрации на рисунке 1 представлены результаты моделирования параметров газожидкостного потока в сечении подъемного участка трубопровода, работающего в режиме накопления жидкости. Пульсации давления и скоростей жидкой и газовой фазы являются следствием нестационарных процессов формирования и разрушения жидкостных пробок. При этом скорость жидкости в разные моменты времени принимает как положительные, так и отрицательные значения.

На рисунке 2 приведены результаты моделирования

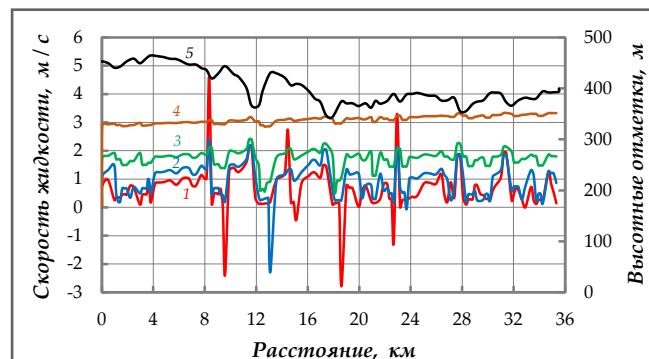


Рис. 2. Распределение скорости жидкости по длине трубопровода при различных расходах газа, млн м<sup>3</sup>/сут: 1 – 21.8; 2 – 32.7; 3 – 54.5; 4 – 109.0. Кривая 5 – профиль трассы трубопровода

распределения скорости жидкости по длине трубопровода при различных расходах газа. При расходах газа менее 50 млн м<sup>3</sup>/сут скорость жидкости значительно изменяется вдоль трассы трубопровода: на подъемных участках наблюдается ее снижение, на нисходящих – возрастание. Такое поведение характерно для пробкового режима течения, следовательно, при расходах газа менее 50 млн м<sup>3</sup>/сут трубопровод работает в режиме накопления жидкости.

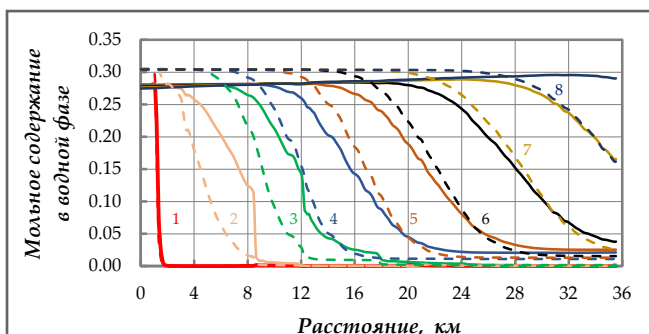


Рис. 3. Распределение мольного содержания метанола и МЭГ в водной фазе по длине трубопровода через 2 ч после начала подачи ингибитора при различных расходах газа, млн м<sup>3</sup>/сут: 1 – 32.7; 2 – 43.6; 3 – 54.5; 4 – 65.4; 5 – 76.3; 6 – 87.2; 7 – 98.1; 8 – 109.0. Сплошные линии – содержание метанола, пунктирные линии – содержание МЭГ

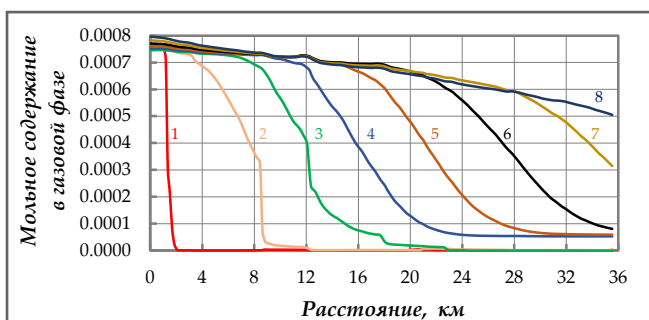


Рис. 4. Распределение мольного содержания метанола в газовой фазе по длине трубопровода через 2 ч после начала подачи ингибитора при различных расходах газа, млн м<sup>3</sup>/сут: 1 – 32.7; 2 – 43.6; 3 – 54.5; 4 – 65.4; 5 – 76.3; 6 – 87.2; 7 – 98.1; 8 – 109.0

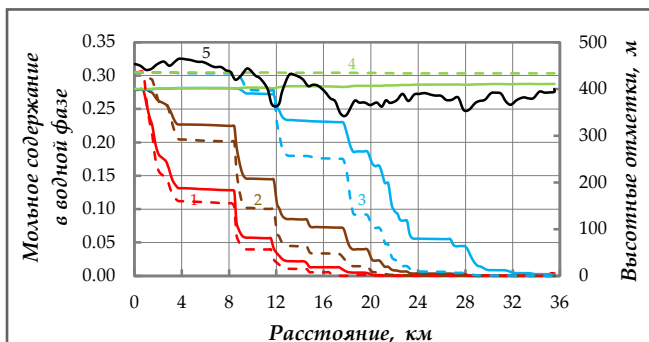


Рис. 5. Распределение мольного содержания метанола и МЭГ в водной фазе по длине трубопровода через 5 суток после начала подачи ингибитора при различных расходах газа, млн м<sup>3</sup>/сут: 1 – 21.8; 2 – 27.3; 3 – 32.7; 4 – 43.6. Сплошные линии – содержание метанола, пунктирные линии – содержание МЭГ. Кривая 5 – профиль трассы трубопровода

### Гидродинамическое моделирование заполнения трубопровода ингибиторами

Как правило, подача ингибиторов осуществляется на устьях скважин, а распределение их в трубопроводах происходит за счет массопереноса при движении скважинной продукции. С целью анализа факторов, влияющих на ингибирование трубопровода, было проведено динамическое моделирование движения метанола и МЭГ в процессе заполнения трубопровода ингибитором при различных расходах газа.

На рисунке 3 представлены результаты расчетов распределения мольного содержания метанола и МЭГ в водной фазе по длине трубопровода через 2 ч после начала подачи ингибитора в начале трубопровода при различных расходах газа. Для малых расходов газа (21.8, 27.3 и 32.7 млн м<sup>3</sup>/сут) процесс заполнения трубопровода ингибитором находится в начальной стадии. При расходе газа 109 млн м<sup>3</sup>/сут во всем трубопроводе устанавливается необходимая для защиты от гидратообразования концентрация метанола в водной фазе, а при подаче МЭГ необходимая концентрация устанавливается только на начальном участке трубопровода длиной 26.7 км (рис. 3).

Представленные результаты моделирования свидетельствуют о том, что процесс заполнения трубопровода МЭГ занимает больше времени, чем его заполнение метанолом. Разность скоростей движения ингибиторов объясняется тем, что МЭГ в трубопроводе переносится исключительно жидкостью, а часть метанола в процессе движения по трубопроводу переходит в газовую фазу (рис. 4). При этом скорость газовой фазы существенно выше, чем скорость жидкости. Как следствие, скорость движения фронта метанола в трубопроводе превышает скорость движения жидкой фазы и, соответственно, скорость движения МЭГ. В остальном оба ингибитора показывают схожую динамику заполнения трубопровода, которая в основном определяется скоростью движения водной фазы.

На рисунке 5 показано распределение мольной концентрации метанола и МЭГ в водной фазе по длине трубопровода через 5 суток после начала подачи ингибитора. При расходе газа, превышающем 32.7 млн м<sup>3</sup>/сут, через 5 суток концентрация МЭГ достигает постоянного значения по всей длине трубопровода, а концентрация метанола повышается в конце трубопровода вследствие перехода метанола из газовой фазы.

При работе трубопровода в режиме накопления жидкости скорость распространения ингибитора зависит от рельефа: на подъемных участках трассы с пробковым режимом течения она намного ниже, чем на нисходящих участках (рис. 5). При этом для режима выноса жидкости скорость распространения ингибитора практически не зависит от рельефа трассы (рис. 3).

На рисунке 6 показаны рассчитанные зависимости времени заполнения трубопровода ингибиторами от расхода газа для режимов накопления и выноса жидкости. Время заполнения трубопровода в режиме накопления жидкости многократно превышает длительность этого процесса в режиме выноса жидкости. Это обстоятельство связано со снижением скорости продвижения водной фазы в режиме накопления. В то же время, в режиме выноса жидкости определяющее влияние на процесс заполнения оказывает средняя скорость движения многофазного потока.

При использовании метанола время достижения необходимой концентрации ингибитора по всей длине трубопровода меньше по сравнению со случаем применения МЭГ. Это объясняется различием физических свойств ингибиторов: динамическая вязкость МЭГ значительно выше, чем метанола. Кроме того, необходимая концентрация МЭГ в воде для предотвращения гидратообразования больше, чем концентрация метанола. Таким образом, более вязкий слой водного раствора МЭГ при одних и тех же скоростях требует существенно большего напряжения сдвига, что приводит к дополнительной задержке водной фазы. Другим фактором, как отмечалось выше, является переход метанола в водную фазу из газа.

Следует отметить, что при начальном запуске трубопровода, в котором отсутствуют скопления жидкости, ингибирование раствором МЭГ происходит быстрее, чем раствором метанола [13]. Данный эффект обусловлен тем, что в процессе ингибирования значительная часть метанола уносится с потоком газа, тогда как для МЭГ унос с потоком газа отсутствует. Соответственно, процесс начального заполнения трубопровода сопоставимыми объемами ингибиторов для метанола занимает большее время.

На рисунке 7 приведены результаты расчетов перепада давления в трубопроводе после достижения необходимой концентрации ингибиторов (метанола и МЭГ). При эксплуатации трубопровода при малых расходах газа в режиме накопления жидкости применение метанола снижает перепад давления по сравнению с использованием МЭГ, причем разница в перепаде давления возрастает при уменьшении расхода газа. Снижение перепада давления при использовании метанола связано с его влиянием на истинное содержание жидкости на подъемных участках трассы трубопровода.

Накопленная в трубопроводе жидкая фаза представляет собой смесь водного раствора ингибитора гидратообразования и конденсата. При малых расходах газа в трубопроводе преобладает расслоенная форма движения многофазного потока, когда водная фаза с большей плотностью располагается вдоль нижней образующей трубы. Так как силы молекулярного сцепления ослабевают по мере удаления от стенки трубопровода, в режиме накопления жидкости в общем объеме жидкости доминирует водный раствор ингибитора. Динамика накопления и объем накопленной жидкой фазы зависят от расходных содержаний воды и конденсата и скорости потока.

На рисунке 8 показаны рассчитанные объемы накопленного в трубопроводе конденсата и водного раствора ингибитора в зависимости от расхода газа. В режиме накопления жидкости объем конденсата значительно меньше объема накопленной водной фазы и практически не зависит от выбора ингибитора (рис. 8а). В режиме выноса жидкости объемы конденсата и водной фазы приходят в соответствии с их расходными величинами, и в общем объеме накопленной в трубопроводе жидкой фазы доминирует конденсат (рис. 8б).

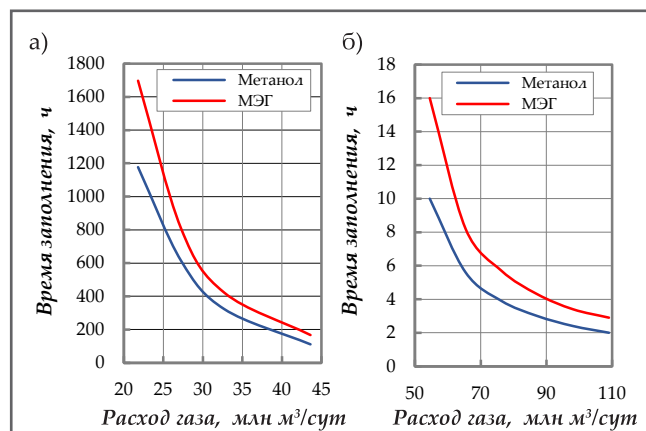


Рис. 6. Время заполнения трубопровода ингибиторами в зависимости от расхода газа: режим накопления жидкости (а); режим выноса жидкости (б)

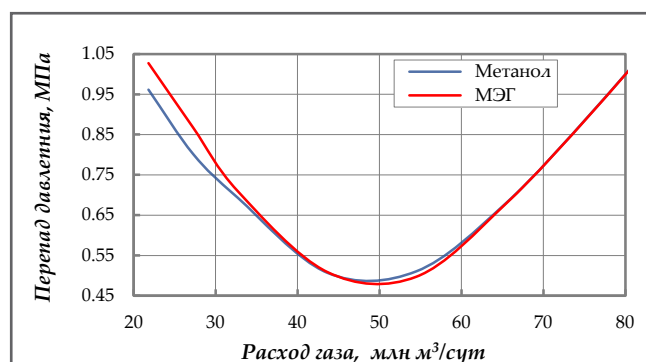


Рис. 7. Перепад давления в трубопроводе в зависимости от расхода газа после достижения необходимой концентрации ингибиторов

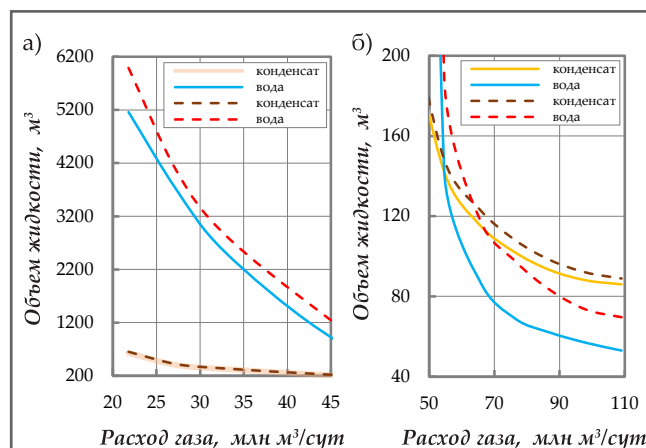


Рис. 8. Объемы накопленного конденсата и водного раствора ингибитора гидратообразования в зависимости от расхода газа: режим накопления жидкости (а); режим выноса жидкости (б). Сплошные линии – метанол, пунктирные линии – МЭГ

### **Выводы**

Таким образом, в работе проведено исследование процесса заполнения ингибиторами гидратообразования (метанолом и МЭГ) протяженного рельефного трубопровода многофазного флюида в широком диапазоне расходов газа. Продемонстрированы возможности применения гидродинамического моделирования с использованием программного комплекса OLGA для определения времени достижения необходимой концентрации ингибиторов в трубопроводе, а также объемов накопленной в трубопроводе водной фазы и конденсата.

В результате проведенных расчетных исследований показано, что основным фактором, влияющим на скорость заполнения трубопровода ингибитором, является скорость движения водной фазы. Для рельефных трубопроводов, работающих в режиме накопления жидкости, скорость распространения метанола и МЭГ на подъемных участках трассы намного меньше, чем на нисходящих участках. При этом время достижения необходимой концентрации ингибитора гидратообразования в трубопроводе, а также перепад давления в режиме накопления жидкости при применении метанола оказываются меньше, чем при использовании МЭГ. Из положительных особенностей применения МЭГ в качестве ингибитора следует отметить отсутствие его уносов с потоком газа.

Так как для установления необходимой концентрации ингибитора в трубопроводе может потребоваться значительное время, необходимо на постоянной основе проводить мониторинг условий гидратообразования, чтобы заблаговременно принимать решения о сроках проведения мероприятий по ингибированию. При внеплановых ситуациях, когда требуется обеспечить защиту удаленных участков трубопровода в условиях дефицита времени, процесс заполнения трубопровода ингибитором можно значительно ускорить за счет непродолжительного увеличения расхода газа. Темп увеличения расхода газа необходимо согласовывать с возможностями приемного сепарационного оборудования на установках подготовки газа [5, 14]. Сроки и объемы подачи ингибитора гидратообразования должны определяться по результатам гидродинамического моделирования движения многофазного флюида в трубопроводе.

### Литература

1. Поушев, А. В., Гатауллин, Т. И., Суллагаев, А. В., Прокопенко, А. В. (2019). Интегрированный подход к выбору концепции обустройства уникального газоконденсатного месторождения. *Газовая промышленность*, 2, 52-59.
2. Ротов, А. А., Трифонов, А. В., Истомин, В. А., Назаров, О. В. (2011). Анализ движения метанола в трубопроводах газосборных сетей. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 6, 26-29.
3. Гужов, И. А. (2012). Моделирование нестационарного движения моноэтиленгликоля (МЭГ) в системе сбора и транспорта продукции скважин. *Вести газовой науки*, 3, 216-225.
4. Бузников, Н. А., Истомин, В. А., Митницкий, Р. А. (2016). Влияние накопленной в промысловом трубопроводе жидкости на движение ингибитора гидратообразования. *Вести газовой науки*, 2, 112-116.
5. Ротов, А. А., Истомин, В. А., Чельцова, Т. В., Митницкий, Р. А. (2019). Технология удаления жидкости из трубопроводов газосборных сетей за счет кратковременного увеличения отборов газа. *Газовая промышленность*, S1, 86-92.
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. Лебский, Д. С. (2010). Современный подход к проектированию трубопровода для транспорта газонасыщенной нефти на базе динамического моделирования потока. *SOCAR Proceedings*, 2, 70-74.
8. Aziz, I. A. B. A., Brandt, I., Gunasekera, D., et al. (2015). Multiphase flow simulation – optimizing field productivity. *Oilfield Review*, 27 (1), 26-37.
9. Крайнова, Е. В. (2018). Применение средств моделирования для мониторинга и анализа работы трубопроводов при транспорте многофазной продукции. *Инженерная практика*, 2, 72-78.
10. Сулейманов, В. А., Бузников, Н. А. (2021). Обеспечение бесперебойности многофазного потока в протяженном морском трубопроводе: влияние состава транспортируемого флюида и профиля трассы трубопровода. *SOCAR Proceedings*, 3, 92-99.
11. Бузников, Н. А., Сулейманов, В. А. (2022). Особенности эксплуатации морского трубопровода многофазного флюида в условиях накопления жидкости. *SOCAR Proceedings*, 1, 116-121.
12. Гужов, А. И. (1973). Совместный сбор и транспорт нефти и газа. *Москва: Недра*.
13. Бузников, Н. А., Сулейманов, В. А., Трофимов, И. А. (2018). Влияние выбора ингибитора гидратообразования на обеспечении бесперебойности потока в протяженных морских трубопроводах многофазного флюида. *Трубопроводный транспорт: теория и практика*, 1, 34-38.
14. Кононов, А. В., Маришкин, В. А., Ротов, А. А. и др. (2022). Моделирование режимов эксплуатации протяженного рельефного трубопровода многофазного флюида на начальной стадии освоения газоконденсатного месторождения. *Газовая промышленность*, S2, 90-95.

### References

1. Poushev, A. V., Gataullin, T. I., Sullagaev, A. V., Prokopenko, A. V. (2019). Integrated approach to the selection of a concept of the infrastructure development of the unique gas condensate field. *Gazovaya Promyshlennost'*, 2, 52-59.
2. Rotov, A. A., Trifonov, A. V., Istomin, V. A., Nazarov O. V. (2011). Analysis of the movement of methanol in pipelines of gas gathering networks. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Soyaz' v Neftyanoy Otrastli*, 6, 26-29.
3. Guzhov, I. A. (2012). Simulation of non-stationary movement of monoethylene glycol (MEG) in the system for collecting and transporting well products. *Vesti Gazovoi Nauki*, 3, 216-225.
4. Buznikov, N. A., Istomin, V. A., Mitnitsky, R. A. (2016). Influence of fluid accumulated in the field pipeline on the movement of hydrate inhibitor. *Vesti Gazovoi Nauki*, 2, 112-116.
5. Rotov, A. A., Istomin, V. A., Cheltsova, T. V., Mitnitsky, R. A. (2019). The technology of liquid removing from pipelines of gas gathering networks by short-time increasing of production rate. *Gazovaya Promyshlennost'*, S1, 86-92.
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. Lebskiy, D. S. (2010). Modern approach to pipeline planing for gas saturated oil transport on the basis of flow dynamics modelling. *SOCAR Proceedings*, 2, 70-74.
8. Aziz, I. A. B. A., Brandt, I., Gunasekera, D., et al. (2015). Multiphase flow simulation – optimizing field productivity. *Oilfield Review*, 27 (1), 26-37.
9. Kraynova, E. V. (2018). Modelling tools application for monitoring and analysis of the pipeline operation during the multiphase product transportation. *Ingenernaya praktika*, 2, 72-78.
10. Suleymanov, V. A., Buznikov, N. A. (2021). Multiphase flow assurance in an extensional subsea pipeline: Effects of the transported fluid composition and the pipeline route profile. *SOCAR Proceedings*, 3, 92-99.
11. Buznikov, N. A., Suleymanov, V. A. (2022). Specific features of the multiphase fluid subsea pipeline operation at the liquid accumulation mode. *SOCAR Proceedings*, 1, 116-121.
12. Guzhov, A. I. (1973). Joint gathering and transportation of oil and gas. *Moscow: Nedra*.
13. Buznikov, N. A., Suleymanov, V. A., Trofimov, I. A. (2018). Influence of hydrate inhibitor choice on flow assurance in long subsea pipelines. *Truboprovodnyy Transport: Teoriya i Praktika*, 1, 34-38.
14. Kononov, A. V., Marishkin, V. A., Rotov, A. A., et al. (2022). Simulation of the operation modes of an extended hilly terrain multiphase fluid pipeline at the initial stage of the gas condensate field development. *Gazovaya Promyshlennost'*, S2, 90-95.

## Моделирование динамики движения ингибиторов гидратообразования в протяженном трубопроводе

И. А. Гужов<sup>1</sup>, В. А. Сулейманов<sup>2</sup>, А. А. Ротов<sup>1</sup>, Н. А. Бузников<sup>1</sup>, Т. В. Чельцова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Московская область, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)

имени И. М. Губкина, Москва, Россия

### Реферат

Исследована динамика движения ингибиторов гидратообразования (метанола и моноэтиленгликоля) в протяженном рельефном промышленном трубопроводе, транспортирующем многофазный флюид. В ходе гидродинамического моделирования в программном комплексе OLGA получены распределения концентрации ингибиторов по длине трубопровода для широкого диапазона расходов газа. Проанализировано влияние накопления жидкости на время заполнения трубопровода ингибитором. Показано, что время распространения ингибитора по трубопроводу определяется средней скоростью движения водной фазы. Установлено, что время заполнения трубопровода метанолом может оказаться существенно меньше времени заполнения моноэтиленгликолем. Показано, что после установления необходимой равновесной концентрации ингибитора на всей протяженности трубопровода перепад давления в режиме накопления жидкости при применении метанола оказывается меньше, чем при использовании моноэтиленгликоля. Результаты проведенного моделирования могут быть использованы для оптимизации методов ингибирования протяженных рельефных промышленных трубопроводов.

**Ключевые слова:** рельефный трубопровод; гидродинамическое моделирование; многофазный поток; накопление жидкости; ингибитор гидратообразования.

## Uzun boru kəmərinə hidratəmələgəlmə inhibitorlarının hərəkət dinamikasının modelləşdirilməsi

İ. A. Qujov<sup>1</sup>, V. A. Süleymanov<sup>2</sup>, A. A. Rotov<sup>1</sup>, N. A. Buznikov<sup>1</sup>, T. V. Çeltsova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>«Qazprom VNIIGAZ» MMC, Razvilka, Moskva vilayəti, Rusiya

<sup>2</sup>İ. M. Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (MTU), Moskva, Rusiya

### Xülasə

Çoxfazlı fluid daşıyan uzun relyef mədən boru kəmərinə hidratəmələgəlmə inhibitorlarının (metanol və monoetilen qlikol) hərəkət dinamikası tədqiq edilmişdir. OLGA proqram kompleksində hidrodinamik modelləşdirmə zamanı geniş qaz istehlakı üçün boru kəmərinin uzunluğu boyunca inhibitorların konsentrasiyasının paylanması əldə edilmişdir. Boru kəmərinin inhibitorla doldurulma müddətinə maye yığımının təsiri təhlil edilmişdir. Göstərilmişdir ki, inhibitorun boru kəməri boyunca yayılma vaxtı su fazasının orta hərəkət sürəti ilə müəyyən edilir. Müəyyən edilmişdir ki, boru kəmərinin metanolla doldurulma müddəti monoetilen qlikolla doldurulma müddətindən xeyli az ola bilər. Boru kəmərinin bütün uzunluğu boyunca inhibitorun lazımi tarazlıq konsentrasiyasını qurduqdan sonra metanol istifadə edərkən maye yığımlı rejimində təzyiqli düşməsinin monoetilen qlikoldan daha az olduğu göstərilir. Aparılan modelləşdirmənin nəticələri uzun relyef mədən boru kəmərlərinin inhibitorlaşma üsullarını optimallaşdırmaq üçün istifadə edilə bilər.

**Açar sözlər:** relyef boru kəməri; hidrodinamik modelləşdirmə; çox fazlı axın; maye yığımlı; hidratəmələgəlmə inhibitoru.