

больших диаметрах трубопровода, что подтверждено промышленными испытаниями [3]. В результате этого не представляется возможным использовать присадки в магистральных нефтепроводах, однако весь спектр промысловых трубопроводов попадает под области оптимальных диаметров. В заключение стоит отметить, что возможности вышеперечисленных методов управления течениями не ограничиваются исключительно сферой трубопроводного транспорта жидкостей. Но, даже если интересоваться исключительно транспортом нефти, то совокупностью активных и пассивных методов управления можно добиться впечатляющих результатов [1, 3, 6]. Однако, из-за недостаточной фундаментальной изученности рассматриваемых проблем и слабого обоснования надежности имеющихся методов к прогнозу течений в сложных климатических условиях требуются дополнительные исследования по учету отличий экспериментальных и лабораторных исследований от промышленных результатов.

Литература

1. Cunha F. R., Andreotti M. A Study of the Effect of Polymer Solution in Promoting Friction Reduction in Turbulent Channel Flow // *Journal of Fluids Engineering*, 2007 – Vol. 129 – pp. 491 – 505.
2. Toms B.A., Some observation on the flow of linear polymer solution through straight tubes at large Reynolds number // *Proceedings of the 1st International Congress on Rheology – North Holland, Amsterdam, The Netherlands, 1948 – Vol. 2 – pp. 135–141.*
3. Karami H.R., Mowla D. Investigation of the effects of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents // *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 2012 – Vol. 177–178 – pp. 37–45
4. Kharlamov S et al. Suppression of flow pulsation activity by relaxation process of additive effect on viscous media transport // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015. – pp. 1-6.
5. Богдевич В.Г., Кобец Г.Ф. и др. Некоторые вопросы управления пристенными течениями // *Журнал прикладной механики и технической физики*. № 5, 1980. - стр. 99 – 109.
6. Корнилов В.И. Проблемы снижения турбулентного трения активными и пассивными методами (обзор) // *Теплофизика и аэромеханика*, 2005, №2 – стр.183-208.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО БОРЬБЕ С ГАЗОГИДРАТАМИ В ШЛЕЙФАХ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Р.К. Коротченко, К.А. Рогова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия***

Проблема гидратообразования в системах сбора газа и нефти, является актуальной на сегодняшний день, так как гидратообразование является одним из основных осложнений на газовых промыслах северных районов, в том числе районах Арктики. Газовые гидраты приводят к нарушениям в технологических процессах добычи, транспорта и переработки газа.

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Сейчас существует множество методик предупреждения и борьбы с гидратообразованием, однако добиться однозначного решения проблемы очень сложно. Это связано со сложностями обеспечения безгидратного режима работы систем сбора и подготовки, а также трудностями прогнозирования и обнаружения мест образования гидратов.

В работе рассмотрен вопрос гидратообразования и медоеды борьбы с ним. Особое внимание уделено гидратообразованию в шлейфах (трубопроводы, предназначенные для транспортирования газа от скважин месторождений до установок комплексной подготовки газа [1]) и предложена идея по возможной оптимизации процесса устранения газогидратных пробок.

Газовые гидраты это неустойчивые соединения углеводородов с водой, представляющие собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед [2]. Механизм кинематики гидратообразования довольно сложен [3], однако рассмотреть термодинамические условия, при которых образуются гидраты, просто.

Газовый гидрат может существовать только при определенных термобарических условиях, наличии гидратообразующего вещества, а также при содержании достаточного количества воды [4]. Термобарические условия благоприятны для образования гидрата в случае низкой температуры и высокого давления, соответственно для борьбы с газовым гидратом необходимо либо вывести его из термодинамического равновесия, либо осушить газ (снизить содержание воды).

Как правило, основной метод борьбы с газогидратом в шлейфах это закачка ингибиторов (чаще метанола) непосредственно в шлейф и создание условий нарушения термобарического равновесия существования гидрата.

Термобарическое равновесие можно нарушить несколькими путями. Один из них – поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования. С этой целью используют теплоизоляцию трубопровода, что дает хороший эффект [5].

Второй способ - это снижение давления в шлейфе. Снижение давления осуществляется путем отключением участка газопровода, в котором образовалась пробка с последующим сбросом газа с обеих сторон, через продувочные свечи. Стравливание газа наносит ущерб экологии и не применимо на газоконденсатных месторождениях. Вышеперечисленные способы не всегда являются эффективными в условиях Арктики, вследствие низких температур.

Также существует метод одностороннего стравливания газа между одним из кранов и гидратной пробкой, газ может стравливаться путем открытия КРР (кран регулятора расхода) на ЗПА (здание переключающей арматуры), при этом давление после пробки падает, образуется большой перепад давлений на гидратной пробке.

Метод одностороннего стравливания может привести к разрушению и выносу гидратной пробки, однако он также может спровоцировать гидроудар [2], который ведет к серьезным авариям шлейфов. Помимо этого, одностороннее стравливание создает значительный перепад давления в зоне образования гидратной пробки, что приводит к возникновению дроссель-эффекта, который в свою очередь приводит к увеличению скорости образования гидратной пробки вследствие охлаждения газа. Особенно данный эффект опасен на завершающем этапе образования пробки [5]. Метод одностороннего стравливания применим лишь на начальных этапах образования газогидратной пробки, и, если гидратная пробка не была разложена в первые минуты, следует прекратить данный режим работы.

В результате анализа вышеизложенных утверждений, предлагается рассмотреть вариант борьбы с газогидратной пробкой, когда стравливание газа невозможно либо нецелесообразно. Предлагается не сбрасывать газ, а наоборот увеличивать давление в шлейфе за гидратной пробкой путем поджатия КРР. При этом давление между пробкой и ЗПА (рисунок 1) (участок 2) будет возрастать и выравниваться с давлением до зоны образования гидратной пробки (участок 1). Это позволит значительно уменьшить дроссель-эффект в месте образования гидрата и снизить скорость роста пробки. Одновременно с увеличением давления на участке 2 необходимо проводить обильную закачку ингибитора в шлейф. Важно подчеркнуть, что после относительного выравнивания давления по шлейфу, дальнейшее его увеличение следует прекратить.

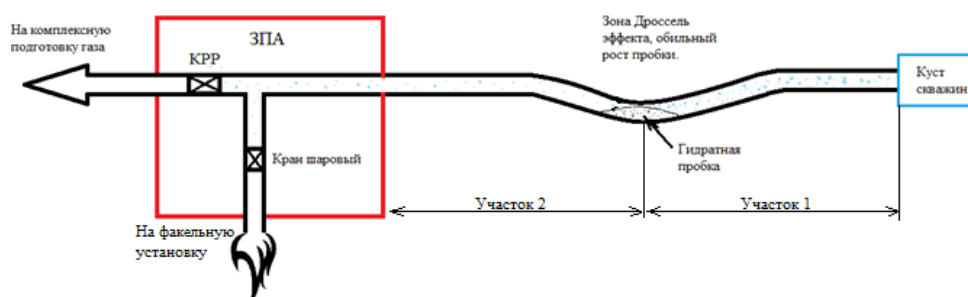


Рис. 1. Условная схема участка системы сбора

Описываемый режим работы шлейфа был уже успешно опробован на одном из газовых промыслов севера. Стандартный способ борьбы с гидратами на этом промысле подразумевал одностороннее стравливание газа, однако это неоднократно приводило к образованию глухой пробки. В ходе работы шлейфа на предложенном режиме удалось добиться выравнивания давления по шлейфу и предотвращения роста гидратной пробки, с последующим ее разрушением. Данные давлений на устье скважины и ЗПА приведены в таблице 1. Видно, что при увеличении давления между ЗПА и пробкой, давление на устье практически не изменяется.

Таблица 1

Давления на устье скважины и ЗПА

	1 день	2 день	3 день	4 день	5 день
$P_{\text{устья}} \text{ (кгс/см}^2\text{)}$	80,5	81	84	81	81
$P_{\text{зпа}} \text{ (кгс/см}^2\text{)}$	73	75	78	79,8	79,8
$P_{\text{устья}} - P_{\text{зпа}}$	7,5	6	6,2	1,2	1,2

Таким образом, предполагается, что предложенный нами вариант ликвидации гидратной пробки, может быть использован на некоторых газовых (газоконденсатных) промыслах Арктики.

Литература

1. "ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Москва: СтандартИнформ, 2015. – 89 с.
2. Катаев К. А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Всероссийский журнал научных публикаций. 2011. №1 (2)
3. Шостак Н.А. Моделирование образования и диссоциации гидратов при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: Диссертация на

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

- соискание учебной степени кандидата технических наук / - Краснодар, 2014. – 118 с.
4. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.
 5. В.А. Истомина, В.Г. Квон. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа – Москва.:ООО ИРЦ Газпром, 2004 – 363 , 430 с.
 6. Прахова М.Ю. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. №1.

**ОЦЕНКА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ С ГРУНТАМИ
СО СЛАБЫМИ ПРОЧНОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ**

В.В. Матвиенко, В.П. Бурков

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Гигантские нефтегазоконденсатные месторождения, открытые в последние годы в Арктике перспективны для добычи в результате истощения многих месторождений на суше и увеличивающегося спроса на нефть. Россия владеет большой береговой зоной Арктики, а это, многие млрд. условного топлива [1]. Залежи углеводородного сырья в Арктическом регионе оцениваются некоторыми экспертами как треть мировых запасов. Большое количество открытых месторождений Арктики располагаются на морском шельфе. Добыча на шельфе обходится в 2 – 3 раза дороже добычи на суше, потому что для освоения подводных залежей нефти и газа необходимы более сложные технологии и другая, более высокопроизводительная техника. В принадлежащей России мелководной части Арктики добывать нефть гораздо удобнее и экономично целесообразно, чем на глубине [2]. Но существует множество причин, которые усложняют эксплуатацию месторождений в этом регионе. По этим причинам в условиях Арктики невозможна прокладка по дну, необходимо нефтегазопроводы заглублять в грунт. В настоящее время отсутствует четкая методика проектирования морских трубопроводов в грунтах со слабыми прочностными свойствами, также отсутствует методика испытания водонасыщенных грунтов на прочность и несущую способность применительно к морским трубопроводам.

Целью данной работы является расчет напряженно-деформируемых участков шельфового трубопровода, проложенных в водонасыщенном грунте для выбора оптимальных параметров укладки в траншею.

Размыв донных грунтов – это форма эрозии морского дна, причиной которой служит гидродинамическое воздействие воды. Придонные течения бывают постоянные, приливные, вызванные волнением и т.д., зависят от скорости течения и направления, а также качеств донного грунта и могут вызывать размыв дна, в результате этого образуются промоины, воронки, борозды, котловины. Размывы дна обнажают трубопровод, вследствие чего возникают размывы дна под трубопроводом. Возникающие локальные свободные пролеты могут достаточно быстро развиваться вдоль трубопровода, в результате чего возможно образование пролетов значительной длины[3]. Появление свободных пролетов большой