

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2019, №4, Том 11 / 2019, No 4, Vol 11 <https://esj.today/issue-4-2019.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/10SAVN419.pdf>

Ссылка для цитирования этой статьи:

Дербичев В.С., Мещук А.А., Роман К.С., Баженов П.А., Болдырев К.А., Дорошенко Г.А. Построение модели для прогнозирования образования газовых гидратов при трубопроводном транспорте газа // Вестник Евразийской науки, 2019 №4, <https://esj.today/PDF/10SAVN419.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:

Derbichev V.S., Meshchuk A.A., Roman K.S., Bazhenov P.A., Boldyrev K.A., Doroshenko G.A. (2019). Building a model to predict the formation of gas hydrates in pipeline gas transportation. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 4(11). Available at: <https://esj.today/PDF/10SAVN419.pdf> (in Russian)

Коллектив авторов благодарит своего научного руководителя – Звереву Валентину Александровну – к.т.н., доцент кафедры инженерных систем

УДК 72

Дербичев Вячеслав Сергеевич

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
Студент 1-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»
Магистрант
E-mail: slavka564@mail.ru

Мещук Александр Андреевич

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
Студент 1-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»
Магистрант
E-mail: Meshchuk.aa@students.dvfu.ru

Роман Константин Сергеевич

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
Студент 1-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»
Магистрант
E-mail: kross_god@mail.ru

Баженов Павел Александрович

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
Студент 1-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»
Магистрант
E-mail: bazhenov.pa@students.dvfu.ru

Болдырев Константин Алексеевич

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
Студент 1-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»
Магистрант
E-mail: boldyrev.ka@students.dvfu.ru

Дорошенко Геннадий Андреевич

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
Студент 1-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»
Магистрант
E-mail: Doroshenko.gena@mail.ru

Построение модели для прогнозирования образования газовых гидратов при трубопроводном транспорте газа

Аннотация. Нефтегазовая отрасль сталкивается с очень сложными производственными задачами, связанными с разработкой шельфовых месторождений нефти и газа. С течением времени добыча углеводородов будет отходить все дальше от берега. Поэтому, очевидно, потребуется строительство более протяженных морских трубопроводов. Возможной альтернативой для отгрузки газа с морского месторождения является транспортировка посредством танкеров. Однако, использование танкеров для отгрузки газа, подразумевает строительство мощностей по его сжижению непосредственно на морской платформе, что часто является невозможным как в силу технологических, так и экономических факторов. Одной из остро стоящих проблем при транспортировке газа по подводному трубопроводу является образование твердых отложений, преимущественно газовых гидратов. Образование газовых гидратов при наличии воды, газа, а также снижении температуры и повышении давления. Эти условия часто можно встретить как в экспортных газопроводах, так и в промысловых газопроводах, проходящих по морскому дну. В свою очередь, образование первичных агломератов газовых гидратов приводит к ускоренному образованию на их поверхности и других твердых образований, таких как воски, асфальтены, которые могут полностью перекрыть сечение газопровода. Поэтому построение моделей, которые могли бы помочь предсказать возможные место и время образования газогидратных пробок, в значительной степени может помочь инженерам отрасли в обеспечении бесперебойной и безопасной работы газопроводов. Математические модели, построенные в данной работе, могут быть использованы с этой целью. Эти модели учитывают динамическую агрегацию в водогазовых смесях с доминированием природного газа.

Вклад авторов.

Дербичев Вячеслав Сергеевич – автор оказывал участие в написании статьи. Производил создание графического материала. Одобрил окончательную версию статьи перед её подачей для публикации.

Мещук Александр Андреевич – автор внес главный вклад в написании статьи. Ему принадлежит идея статьи. Производил моделирование в программе Ansys. Принимал участие в написании статьи. Производил координацию работы научного коллектива.

Дорошенко Геннадий Андреевич – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

Роман Константин Сергеевич – автор производил построение моделей в программе SolidWorks для дальнейшего их переноса в программу Ansys.

Баженов Павел Александрович – автор оказывал координацию членов коллектива по поиску информации. Производил поиск информации по вопросу, поднятому в статье, в зарубежных источниках.

Болдырев Константин Алексеевич – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

Ключевые слова: газовые гидраты; трубопроводный транспорт газа; морские газопроводы; моделирование термодинамических процессов; экспорт газа; переохлаждение газа; сухие газогидраты; безопасный метод транспорта; скорость гидратообразования

Введение

В настоящее время доля добываемого газа из морских месторождений составляет около 23 % и постоянно растет. В последствии с развитием технологий разведки и бурения газовая индустрия продолжит свое движение дальше от суши в области глубоких и сверхглубоких вод. Как следствие, потребуется строительство новых комплексов по транспортировке и хранению газа. Подводные трубопроводы могут быть использованы как для сбора продукции отдельных скважин на добывающей платформе, так и для отгрузки газа на перерабатывающие или распределительные мощности, находящиеся на берегу. В условиях повышенного давления при перекачке и низких температур, встречающихся на морском дне, повышается вероятность образования газовых гидратов внутри сечения трубопровода. Эти вещества могут образовывать твердые пробки, препятствующие движению потока газа. Это в лучшем случае ставит под угрозу бесперебойность поставок, а в худшем может привести к прорыву трубопровода высокого давления, что нанесет ущерб окружающей среде и ставит под угрозу безопасность людей. На сегодняшний день эта проблема считается одной из самых сложных для решения в области транспорта газа по подводным трубопроводам. Было признано, что прогнозирование условий образования гидратов с использованием термодинамических расчетов недостаточно для оценки риска возникновения гидратных пробок. Одной из возможных альтернатив является метод управления гидратами. Он подразумевает транспортировку газа с допущением образования газовых гидратов, но с низким риском закупоривания сечения трубопровода. Для оценки возможности эксплуатации газопровода в подобном режиме предлагается применение моделей гидратообразования в сочетании с моделями транспортабельности, которые позволят производить оценку количества образующихся газовых гидратов в тех или иных условиях и, как следствие, оценить их транспортабельность [1].

Транспортировка газа с морских месторождений

Объем природного газа при стандартных условиях во много раз больше объема нефти, следовательно, его транспортировка предусматривает сжатие (компримирование) или сжижение газа, для уменьшения его объема. По этой причине строительство экспортного трубопровода зачастую является единственным экономически целесообразным методом транспорта газа, добываемого на морском месторождении. Кроме того, подводные трубопроводы, как уже было отмечено ранее также связывают отдельные скважины с добывающей платформой или судном [2].

Транспортировка газа с морских месторождений предусматривает проектирование сооружений и эксплуатационных мероприятий для бесперебойной транспортировки с месторождения до точки продажи в течение срока действия всего проекта. Кроме того, часто бывает так, что построенный компанией трубопровод эксплуатируется несколькими компаниями, которые разрабатывают соседние месторождения или участки одного месторождения. По этой причине срок работы такого газопровода может значительно превышать даже срок отдельного проекта разработки месторождения. Проектирование любых газопроводов включает в себя расчет диаметра трубопровода, материала и характеристики прочности в зависимости от давления в системе. Диаметр трубопровода должен гарантировать оптимальный гидравлический режим транспортировки. При выборе материала важно учитывать состав газа месторождения. В первую очередь опасность представляет сера, которая часто встречается как побочный компонент при разработке газовых месторождений. С течением времени устьевое давление на скважине снижается и поэтому в последствии может потребоваться оборудование для повышения давления газа в трубопроводе. Каждый из этих вопросов требует тщательной проработки в процессе проектирования газопровода [3].

Разработка модели гидратообразования в водо-газо-нефтяных системах

Процесс образования газовых гидратов может протекать в различных системах и при различных условиях. Основной упор в данной работе сделан на моделирование образования газовых гидратов в газопроводах. Однако важно понимать, что гидратообразование также может происходить и в водо-газо-нефтяных системах. В случае. На рисунке 1 представлена концептуальная модель образования газовых гидратов в водо-газо-нефтяной системе.

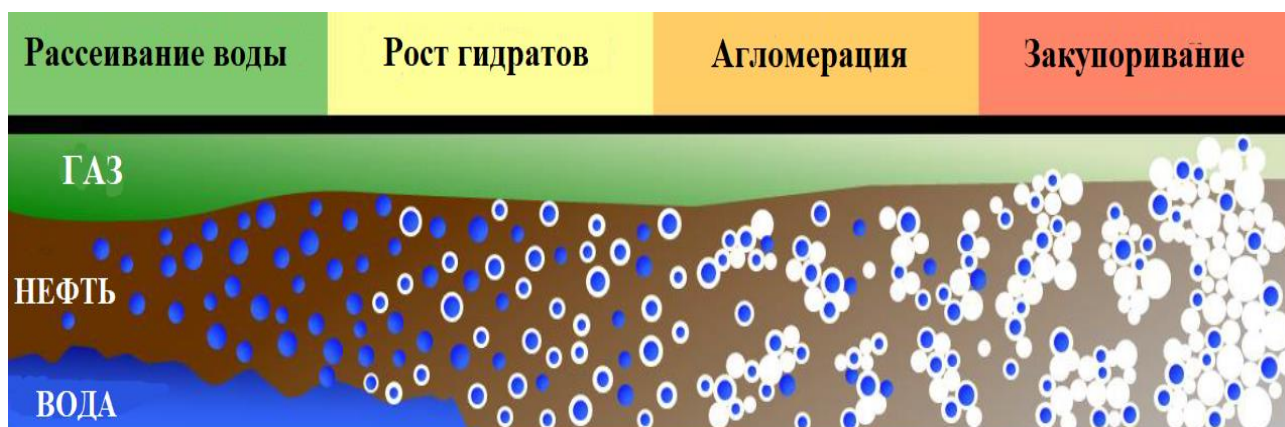


Рисунок 1. Модель образования газовых гидратов в водо-газо-нефтяной системе (составлено авторами)

Модель представляет собой приближение к образованию гидратной пробки и делится на четыре фазы:

1. Рассеивание воды. Из непрерывной фазы отделяются капли воды и равномерно распределяются в нефтяной фазе. В зависимости от величины коэффициента поверхностного натяжения воды и нефти могут образовываться эмульсии типа вода в нефти или нефть в воде.
2. Рост гидратов на границе раздела между каплями воды и нефтяной фазы.
3. Агломерация. Покрытые слоем газовых гидратов капли воды могут агломерировать, превращаясь в более крупные гидратные массы.
4. Закупоривание. Агломерация приводит к увеличению вязкости образующейся суспензии, что в конечном итоге приводит к образованию пробки, перекрывающей сечение трубопровода [4].

Для создания модели течения углеводородов в трубопроводе необходимо задаться основными уравнениями для одномерного многофазного потока. Уравнение неразрывности, уравнения сохранения импульса и энергии. Эти определяющие уравнения ограничены геометрическими данными, начальными и конечными условиями и свойствами жидкости. Кроме того, система должна включать законы распределения массы, импульса и теплопередачу. В процессе работы модели подразумевается, как правило решение нелинейных уравнений с помощью различных численных методов для получения давления, фазовых скоростей, масс отдельных фаз в сечении по длине и температуры. Кинетическая модель позволяет рассчитать скорость образования гидрата. Также в модели должен производиться расчет массопереноса между газовой, водной и гидратной фазами. Кривая равновесия используется в качестве термодинамического ограничения для определения условий, после которых начинается образование газовых гидратов [5].

Для определения наиболее вероятного места образования газогидратной пробки в процессе работы газопровода необходимо построить так называемую модель агломерации

частиц гидрата, которая производит расчет эффективной вязкости гидратной фазы-носителя, которая является необходимым параметром для расчета по уравнению сохранения импульса. Изменение вязкости в процессе гидратообразования приводит к изменению коэффициентов трения. Образование газовых гидратов – это реакция с выделением тепла, следовательно, она действует как источник тепла внутри газопровода. Этот эффект также важно учесть при разработке модели.

Кинетика модели

Кинетическая модель предполагает, что вся вода диспергируется в непрерывной газовой фазе в виде капель воды среднего диаметра. Площадь поверхности между водной и углеводородной фазами рассчитывается с использованием корреляции Хинце. Предполагается, что образование газовых гидратов начинается немедленно после достижения величины переохлаждения равной $\Delta T_{sub} = T_{hyd_eq} - T_{system}$. Рост гидратов рассчитывается по уравнению 1:

$$\frac{dm_{gas}}{dt} = -uk_1 \exp\left(\frac{k_2}{T_{system}}\right) A_s \Delta T_{sub} \quad (1)$$

Уравнение кинетики процесса позволяет определить скорость потребления газа в процессе образования газогидратов в виде функции внутренних кинетических констант – k_1 и k_2 , площадь поверхности между водой и углеводородной фазой – A_s . На рисунке 2 показаны экспериментальные данные по измерению скорости потребления метана и этана при различных температурах.

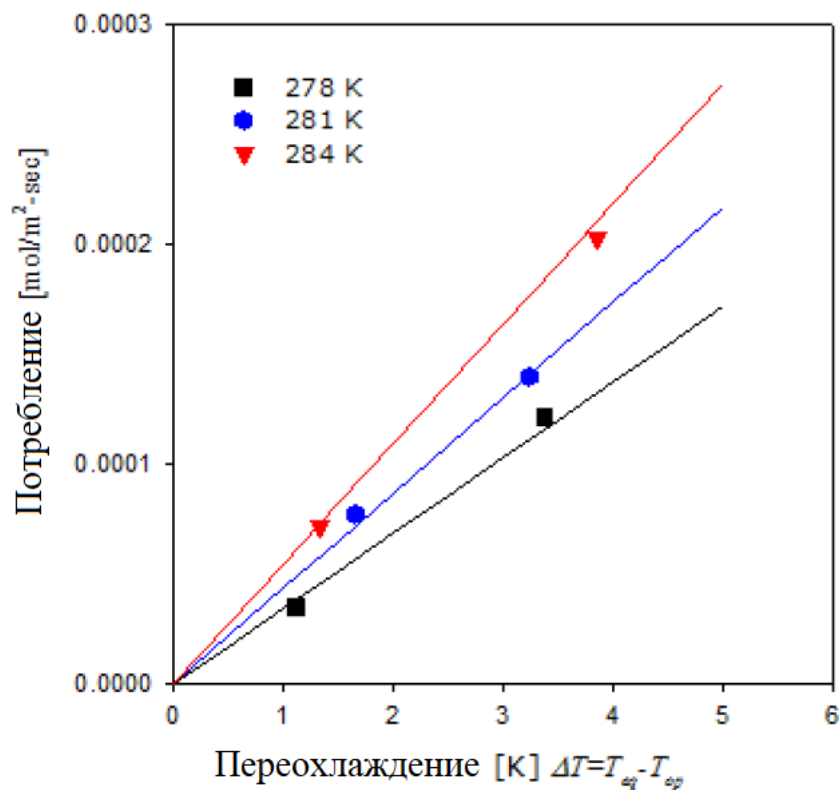


Рисунок 2. Скорость потребления метана при гидратообразовании в зависимости от переохлаждения (составлено авторами)

В проведенных экспериментах внутренние кинетические константы скорости выбирались таким образом, чтобы соответствовать кинетической реакции гидратной структуры, которая является ожидаемым результатом в водогазовых системах. Опыт проводился на установке по генерации газовых гидратов. По этой причине в цикле данных был введен масштабный коэффициент $u = 1:500$. Этот коэффициент указывает на необходимость введения в разрабатываемую модель массы воды и газа, а также теплопередачу в системе, находящейся в движении с большой скоростью. Необходимость введение столь высокого поправочного коэффициента указывает, что в рассматриваемой нами модели образования газовых гидратов не является истинным физическим представлением явления [6].

После своего формирования частицы газогидрата начинают расти. Размер агломератов частиц гидрата рассчитывается, с использованием модели, основанной на установившемся равновесии между силами сцепления между частицами и силой сдвига. Если принять силу сцепления – F_a постоянно, то можно получить линейное уравнение для диаметра газогидратного агломерата – d_A по формуле 2:

$$\left(\frac{d_A}{d_P}\right)^{4-f} - \frac{F_a \left[1 - \frac{\Phi}{\Phi_{max}} \left(\frac{d_A}{d_P}\right)^{3-f}\right]^2}{d_P^2 \mu_0 \dot{\gamma} \left[1 - \Phi \left(\frac{d_A}{d_P}\right)^{3-f}\right]} = 0 \quad (2)$$

где d_P – диаметр отдельных частиц гидрата, Φ – это объемная доля частиц гидрата, Φ_{max} – максимально возможная объемная доля, до которой могут упаковаться сферические частицы одного диаметра (принята 4/7 для данной модели), f – переменная, которая учитывает пористость агрегатов (принята равной 0,4), F_a – сила сцепления между частицами (принята равной 50 мН/м, что соответствует силе капиллярного притяжения между частицами гидрата, μ – вязкость газа, $\dot{\gamma}$ – сила сдвига.

Агломераты газовых гидратов имеют фрактальную структуру, то есть обладают свойством структурного самоподобия. Следовательно, эффективная объемная доля агломерированной частицы рассчитывается как отношение по формуле 3:

$$\Phi_{eff} = \Phi \left(\frac{d_A}{d_P}\right)^{3-f} \quad (3)$$

Затем относительная вязкость гидратной суспензии по отношению к вязкости непрерывной фазы природного газа рассчитывается с учетом эффективной объемной доли агрегатов газовых гидратов по формуле 4:

$$\mu_r = \frac{1 - \Phi_{eff}}{\left(1 - \frac{\Phi_{eff}}{\Phi_{max}}\right)^2} \quad (4)$$

Определение местонахождения гидратной пробки возможно с помощью расчета потерь давления по длине газопровода. Сильное увеличение вязкости транспортируемого потока газа, вызванное образование большого количества газовых гидратов, приводит к резкому увеличению потерь давления по длине на рассматриваемом участке. Следовательно, эта связь

между вязкостью и потерями давления на трение может помочь в идентификации наиболее подверженных образованию газовых гидратов участком трубопровода [7].

Модель транспортировки

В разрабатываемой модели, как уже было отмечено, предполагается, что вся вода рассеивается в виде капель процессе перекачки потока по газопроводу. Модель должна включать в себя зависимости для расчета среднего диаметра капель воды в потоке в зависимости от вязкости газа и поверхностного натяжения на границе раздела сред (вода-газ). Режим транспортировки газа по газопроводу является турбулентным, что сильно влияет на распределение капель воды в потоке газа. Размер капель воды определяется балансом между межфазным натяжением, которое поддерживает форму капли, и турбулентными инерционными силами, которые стремятся разбить каплю. Вязкость газа оказывает меньшее значение на размер капель, так как в отличие от потока нефти, поток газа всегда находится в сильно турбулированном состоянии [8].

Для расчета среднего диаметра капель воды необходимо использовать два важных значения, включающих в себя основные параметры системы и транспортируемого потока: число Вебера – We и число Рейнольдса – Re , определяется по формуле 5:

$$We = \rho v^2 d / \sigma, \quad (5)$$

где ρ – вязкость газа, V – скорость потока, d – диаметр трубопровода и σ – величина поверхностного натяжения.

$$Re = \rho v d / \mu \quad (6)$$

Следовательно, зависимость для расчета среднего диаметра капель воды для турбулентного режима работы газопровода

$$\bar{d}_D = 0.016 d Re^{1/2} We^{-1} \quad (7)$$

Здесь важно отметить, что использование в модели сочетания числа Вебера и числа Рейнольдса позволяет учесть как свойства сдвига, так и поверхностные свойства. Следовательно, в модели предусматривается что на размер капель воды влияют не только свойства потока, как часто подразумевается исследованиями, где используется только число Рейнольдса, но и химический состав перекачиваемого газа и воды [9].

Образование газового гидрата происходит при переохлаждении с образованием первичной гидратной оболочки на границе раздела фаз. Далее начинается рост газового гидрата внутри оболочки. Таким образом принимается модель сжимающегося ядра. Следовательно, рост гидрата ограничен относительно медленным переносом тепла через пограничный слой, окружающий частицу гидрата, как показано на рисунке 3.

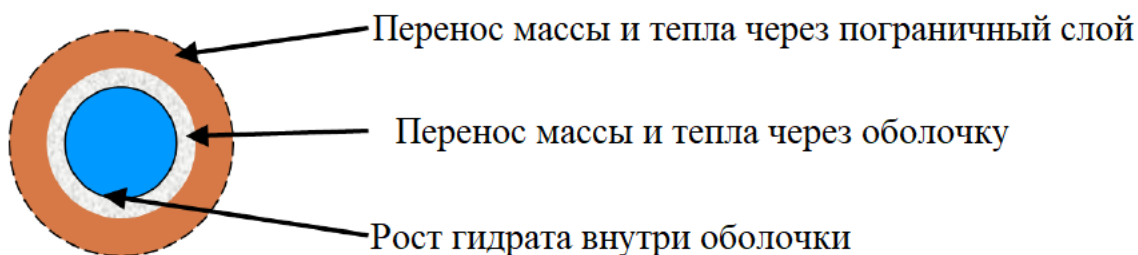


Рисунок 3. Модель сжимающегося ядра при росте газового гидрата (составлено авторами)

Модель холодного потока

Модель описанная выше может быть адаптирована для моделирования так называемого процесса холодного потока. Это процесс подразумевает производство сухого гидрата с целью очистки потока газа из скважины от влаги. Горячая продукция скважины контактирует с потоком сухих частиц гидрата в зоне смешивания. Вода скважинной продукции связывает частицы гидрата вместе, тем самым увеличивая их вес и снижая способность к транспортировке. За счет этого вода может быть удалена в форме газовых гидратов, которые после последующей подготовки могут быть снова введены в цикл. Обработанная скважинная продукция может быть направлена на последующие технологические линии и установки. Этот процесс схематично показан на рисунке 4.

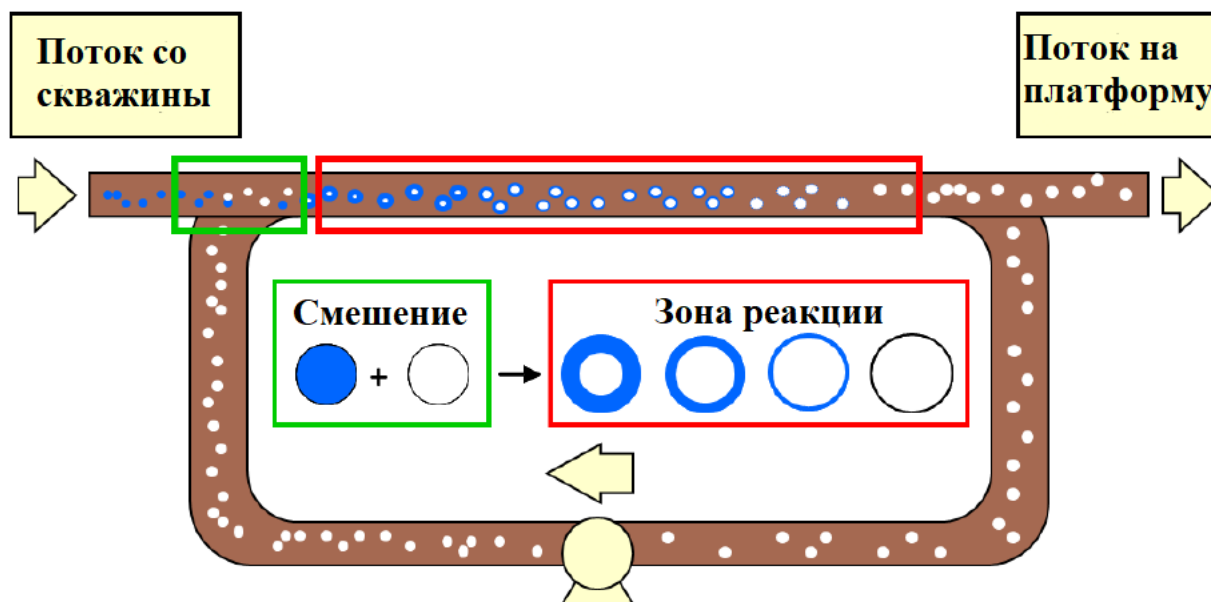


Рисунок 4. Концепция процесса холодного потока (составлено авторами)

Модель холодного потока необходима для оценки эффективности процесса образования газовых гидратов в зоне реакции. Главное отличие этого процесса от, того, который протекает при транспортировке насыщенного водой природного газа по трубопроводу в том, что частицы сухого гидрата формируются предварительно и затем покрываются влагой скважинной продукции. В этой модели дальнейший рост будет происходить в растущей оболочке газового гидрата. Вода обладает более высоким коэффициентом теплопередачи чем газогидратная оболочка. По этой причине скорость гидратообразования в такой системе будет гораздо выше, чем при обычной транспортировке газа. Это позволяет достаточно эффективно производить обезвоживание продукции скважин. Кроме того, такой механизм реакции сводит к минимуму агломерацию частиц, в результате чего все образующиеся частицы могут быть перенесены потоком газа и образование гидратной пробки не происходит [10; 11].

Такую систему мы предлагаем ввести на уровне экспортных газопроводов для предотвращения образования газогидратной пробки, препятствующей движению газа. На этапе подготовки газа к транспортировке с морской платформы или с другого пункта сбора на промысле предлагается формирование специализированных газовых гидратов, которые будут подаваться в трубопровод вместе с потоком газа. Такие газовые гидраты как уже было сказано ранее способствуют снижению способности отдельных частиц газовых гидратов к агломерации за счет сбора всей взвешенной в потоке воды на собственной поверхности.

Выводы

Рассмотренные в представленной работе модели дают возможность оценить различные параметры процесса транспорта природного газа по морским трубопроводам с присутствием влаги. Главной задачей, стоящей перед газодобывающей отраслью в этой области, является предотвращение образования газогидратных пробок, перекрывающих сечение газопровода. В работе были рассмотрены основные параметры, влияющие на скорость образования таких пробок. Как следствие предложены методы по идентификации наиболее опасных участков с помощью оценки потерь давления по длине трубопровода. Кроме того, перспективным является метод борьбы с образованием газогидратных пробок с помощью применения взвешенных частиц сухих газогидратов, препятствующих агломерации отдельных частиц и увеличивающих транспортные возможности для систем, в которых проблема закупоривания сечения газопроводов стоит наиболее остро.

ЛИТЕРАТУРА

1. Coelho, R.R., Hovell, I., Rajagopal, K., 2012. Elucidation of the functional Sulphur chemical structure in asphaltene using first principles and deconvolution of mid-infrared vibrational spectra. *Fuel Processing Technology*, 97:85-92. Doi: 10.1016/j.fuproc.2011.1.
2. Aman, Z.M., Brown, E.P., Sloan, E.D., Sum, A.K., Koh, C.A., 2011. Interfacial mechanisms governing cyclopentane clathrate hydrate adhesion/cohesion. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 13(44):19796-19806. Doi: 10.1039/C1CP21907C.
3. Катаев, К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа / К.А. Катаев // *Всероссийский журнал научных публикаций*. – 2011. – № 1 (2). – С. 22–23.
4. Creek, J.L., Subramanian, S., Estanga, D., 2011. New method for managing hydrates in deep water tiebacks, in: 2011 O shore Technology Conference, 2–5 May. Doi: 10.4043/22017-MS.
5. Joshi, S., 2012. Experimental investigation and modeling of gas hydrate formation in high water cut producing oil pipelines. Ph.D. thesis. Colorado School of Mines. Golden, Colorado, USA.
6. И.Н. Бурцев, Д.А. Бушнев, О.С. Котик, Д.В. Кузьмин, Д.О. Машин, И.Г. Бурцева. Нетрадиционные источники углеводородного сырья Арктической зоны Европейского северо-востока России как основа развития новых отраслей промышленности // *Известия Коми научного центра УрО РАН*. – 2015. – №3. – С. 71–78.
7. Horiguchi K. Completion of natural gas hydrate (NGH) overland transportation demo project / K. Horiguchi, S. Watanabe, H. Moriya et al. // *Proc. of 7th International Conference on Gas Hydrates, Edinburgh, Scotland, July 17–21, 2011*. – Paper no. P5.053.
8. Батталханов А.А. Поэтапное развитие рынка компримированного природного газа // *Международный научный журнал*. – 2015. – № 6. – С. 4–11.
9. Omid M., Shahsavand A., Share Mohammadi H., 2016, Modelling and Simulation of Hydrate thermal dissociation around gas production pipe from suboceanic sediment, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 32, 48–58.
10. Вассерман А.А., Лавренченко Г.К. Анализ способов морской перевозки газов // *Технические газы*. – 2014. – № 2. – С. 57–65.
11. Saeedi Dehghani A.H., Badizad M., 2016, Thermodynamic modelling of gas hydrate formation in presence of thermodynamic inhibitors with a new association equation of state, *Fluid Phase Equilibria*, 427, 328–339.

Derbichev Vyacheslav Sergeevich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: slavka564@mail.ru

Meshchuk Alexander Andreevich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: Meshchuk.aa@students.dvfu.ru

Roman Konstantin Sergeevich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: kposs_god@mail.ru

Bazhenov Pavel Aleksandrovich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: bazhenov.pa@students.dvfu.ru

Boldyrev Konstantin Alekseevich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: boldyrev.ka@students.dvfu.ru

Doroshenko Gennady Andreevich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: Doroshenko.gena@mail.ru

Building a model to predict the formation of gas hydrates in pipeline gas transportation

Abstract. The oil and gas industry is faced with very complex production challenges associated with the development of offshore oil and gas fields. Over time, hydrocarbon production will move farther from the coast. Therefore, obviously, the construction of more extensive offshore pipelines will be required. A possible alternative for shipment of gas from the offshore field is transportation by tanker. However, the use of tankers for the shipment of gas implies the construction of facilities for its liquefaction directly on the offshore platform, which is often impossible due to both technological and economic factors. One of the most acute problems in the transportation of gas through an underwater pipeline is the formation of solid deposits, mainly gas hydrates. The formation of gas hydrates in the presence of water, gas, as well as lowering the temperature and increasing the pressure. These conditions can often be found in both export gas pipelines and field gas pipelines running across the seabed. In turn, the formation of primary agglomerates of gas hydrates leads to accelerated formation on their surface and other solid formations, such as waxes, asphaltenes, which can completely block the cross section of the pipeline. Therefore, building models that could help predict the possible place and time of gas hydrate plugs, to a great extent, can help industry engineers in ensuring the uninterrupted and safe operation of gas pipelines. Mathematical models built in this work can be used for this purpose. These models take into account dynamic aggregation in water-gas mixtures with the dominance of natural gas.

Keywords: gas hydrates; pipeline gas transportation; offshore gas pipelines; thermodynamic modeling; gas export; gas subcooling; dry gas hydrates; safe transport method; hydrate formation rate