

Исследование гидратообразования для повышения надежности добычи и транспорта природного газа в условиях криолитозоны

И.И. Рожин*, Л.П. Калачева, И.К. Иванова

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия

*i_rozhin@mail.ru

Аннотация. Представлены результаты оценки возможности гидратообразования в призабойной зоне газовых скважин и моделирования течения газа в скважинах с учетом возможного образования гидратов. Полученные результаты особенно актуальны для регионов, где добыча газа осложняется наличием многолетней мерзлоты, т. е. низкими пластовыми температурами. Из-за неизбежного охлаждения газа при его добыче возможно образование газовых гидратов как в призабойной зоне, так и в стволе скважин. Достоверный прогноз образования гидратов в призабойной зоне возможен только в рамках неизотермической модели фильтрации реального газа. В математической модели гидратообразования в трубах учет зависимости коэффициентов конвективного теплообмена и гидравлического сопротивления от изменяющейся во времени площади проходного сечения трубы приводит к увеличению длительности полной закупорки ее гидратами. Изучено влияние минерализации различных генетических типов пластовых вод на процессы образования гидратов природных газов в объеме и в пористой среде. Установлено концентрирование углеводородов C_2 – C_4 в гидратной фазе, приводящее к повышению коэффициента жирности и теплотворной способности исходного газа. Определены термодинамические условия гидратообразования в дисперсных породах с учетом минерализации пластовых вод.

Ключевые слова: газовый гидрат, природный газ, пластовая вода, коэффициент жирности и теплотворная способность газа, добыча и транспорт газа, математическое моделирование, лабораторный эксперимент.

Благодарности. Работа выполнена в рамках госзаказа Министерства науки и высшего образования РФ № АААА-А21-121011490056-4.

Введение

Возможность существования газовых гидратов в природных условиях с образованием газогидратных залежей первым предсказал профессор И.Н. Стрижов (1946 г.), а с начала 1960-х годов академики А.А. Трофимук и Н.В. Черский с коллегами начали активное изучение геологических аспектов скоплений газовых гидратов как на суше, так и в акваториях. Первый природный газогидрат держала в руках специалист ВНИИгаза А.Г. Ефремова (1972 г.), и уже в начале 1970-х годов в этом институте были заложены основы методов распознавания гидратосодержащих пород по данным комплексного скважинного каротажа [1]. Во ВНИИгазе и МГУ им. М.В. Ломоносова в 1980-е годы был идентифицирован новый тип рассеянных газогидратов в зоне многолетнемерзлых пород, так называемые реликтовые гидраты, находящиеся вне современной

зоны стабильности газовых гидратов и сохраняющиеся вмороженными в многолетнемерзлые породы в метастабильном термодинамическом состоянии [2–4]. Установлено, что стабильность «законсервировавшихся» гидратов зависит от температуры окружающей среды, возможности сублимации влаги с поверхности, наличия светового, механического и химического воздействий. Реликтовые (неразложившиеся) газовые гидраты встречаются в криолитозоне на небольших глубинах – от 20 до 200 м.

В настоящее время природные газовые гидраты обнаружены в придонных осадках океанов и морей, в недрах материков и островов [5, 6]. Сопоставление термодинамических характеристик осадочного чехла земной коры с равновесными условиями гидратообразования показывает, что около 25 % территории суши и 75 % акватории Мирового океана соответствует условиям нако-

пления и сохранения газа в гидратном состоянии. При этом глубина зон гидратообразования может достигать 1500 м и более на материке и 300–700 м в природных осадках океана, что позволяет считать газогидратные скопления потенциальным источником углеводородного сырья [7–11].

Природные газовые гидраты рассматриваются как серьезное осложняющее обстоятельство, приводящее к технологическим трудностям при бурении и эксплуатации скважин на нефть и газ, при сооружении плавучих платформ и т. п. В связи с тем что основные центры газодобывающей промышленности страны за последние годы переместились в районы Крайнего Севера, характеризующиеся сложными природно-климатическими условиями и, в первую очередь, наличием толщи многолетнемерзлых пород, эта проблема приобретает еще большую актуальность. Практика разработки месторождений природного газа в этих условиях показала, что понижение температуры газосодержащих пород за счет дросселирования при отборе газа и конденсации влаги создают предпосылки для образования гидратов в призабойной зоне газовых скважин. Отложение гидратов приводит к резкому росту фильтрационного сопротивления, падению забойного давления и дебита скважин. Образование гидратов возможно и в стволе газовых скважин, особенно простаивающих длительное время или при их консервации [12].

Образование гидратов в призабойной зоне приводит к снижению продуктивности скважин, а их образование в стволе может привести к полному прекращению подачи газа. Такие аварийные ситуации могут иметь самые тяжелые последствия. В настоящее время единственным средством борьбы с этим нежелательным явлением является закачка в скважины метанола или других ингибиторов гидратообразования. Эта мера малоэффективна, так как метанол выносится из скважин вместе с добываемым газом, и она существенно повышает себестоимость добычи и транспорта газа. Следовательно, актуальна задача выбора таких режимов отбора газа, при которых эти аварийные ситуации можно исключить или снизить их влияние на надежность газоснабжения.

Разработка методов добычи природного газа из газогидратных месторождений и конкретные проблемы газопромысловой практики в северных регионах требуют проведения экспериментальных исследований по определению равновесных условий гидратообразования в дисперсных

породах. Образование гидратов в дисперсных породах, насыщенных водой и газом, имеет свои особенности из-за взаимодействия воды, содержащейся в порах, с частицами породы. Поэтому к числу возможных факторов, влияющих на термодинамические (равновесные) условия гидратообразования, помимо состава газа и минерализации поровой воды, следует отнести и такие свойства самой породы, как ее минералогический состав, дисперсность и влагосодержание.

К 70-м гг. XX в. были известны случаи образования гидратов природного газа в призабойной зоне при вскрытии пластов, их отложение на стенках скважин и газопроводов – при добыче и транспортировке газа в северных районах. Ускоренное развитие добычи газа в этих районах поставило на повестку дня создание теоретических основ образования и разложения газовых гидратов в системах добычи и транспорта газа. Для решения этой задачи в 1970 г. в Институт физико-технических проблем Севера СО АН СССР (г. Якутск) академиком Николаем Васильевичем Черским был приглашен Эдуард Антонович Бондарев, один из создателей современного раздела подземной гидравлики – неизотермической фильтрации газа.

Под руководством д.т.н. Э.А. Бондарева основано и уже более 40 лет успешно развивается научное направление – механика гидратообразования в системах добычи и транспорта газа. Здесь на основе принципов механики многофазных сред созданы математическая модель многофазной неизотермической фильтрации с учетом образования (диссоциации) гидратов при добыче газа и модель образования гидратов при течении газа в трубопроводах [13–17]. Первая из этих моделей позволила предсказать ряд новых эффектов в динамике гидратообразования в продуктивных пластах, а также решить важную практическую задачу об эффективности теплового воздействия на призабойную зону газоносных пластов. С помощью второй модели дана количественная оценка особенностей динамики роста гидратного слоя в скважинах и магистральных газопроводах, и выявлены те технологические параметры процесса, надлежащий выбор которых дает возможность либо полностью исключить образование гидратов, либо свести к минимуму его отрицательные последствия для систем добычи и транспорта газа. Разработки Э.А. Бондарева нашли широкое практическое применение при решении задач повышения опе-

ративности управления режимом работы эксплуатационных скважин за счет своевременного воздействия на призабойную зону либо ингибиторами гидратообразования, либо забойными нагревателями, что позволило повысить надежность систем газоснабжения в целом.

Далее приведем некоторые результаты Института проблем нефти и газа СО РАН, полученные под руководством Э.А. Бондарева.

Оценка возможности гидратообразования в призабойной зоне газовых скважин

Впервые теоретическое исследование процесса образования и диссоциации гидратов при фильтрации газа было выполнено в статье [18]. Предложенная математическая модель основывалась на допущении о первоначально полном насыщении пористой среды гидратом и о его разложении при тепловом воздействии на фронте фазового перехода. В [19] было получено приближенное решение задачи о диссоциации гидрата, находящегося в равновесии с газом. При этом считалось, что образующаяся вода остается неподвижной. Это предположение накладывает ограничение на величину начальной гидратонасыщенности, определяемое предельной водонасыщенностью, при которой относительная проницаемость водной фазы равна нулю. Кроме этого ограничения, в [20] считалось, что процесс диссоциации происходит в изотермических условиях, что противоречит физике явления (понижение давления при отборе газа неизбежно должно вести к уменьшению температуры).

В [21] было показано, что если изначально пористая среда содержит газовый гидрат, сосуществующий в состоянии термодинамического равновесия с газом и водой, то использование предположения о наличии фронта диссоциации гидрата приводит к противоречию с физикой процесса: в зоне существования гидрата температура оказывается выше, чем температура его диссоциации. Непротиворечивое решение получается, если предположить, что процесс фазового перехода происходит в протяженной области. Аналогичный результат получен и для случая, когда в начальный момент пласт насыщен газом и гидратом.

В [22, 23] предложен следующий подход к прогнозу возможного образования гидратов при отборе газа: из решения задачи неизотермической фильтрации реального газа определяются поля давления и температуры в газоносном пла-

сте, которые затем сравниваются с равновесными условиями образования гидратов в призабойной зоне скважины.

С использованием этого подхода оценена возможность образования гидратов в призабойной зоне пласта для Мессояхского месторождения Красноярского края [23]. В вычислительном эксперименте установлено, что для газовых месторождений с небольшой глубиной залегания продуктивных горизонтов (порядка 1000 м) при интенсивном отборе температура газа будет выше равновесной температуры гидратообразования всюду за исключением узкой зоны вблизи скважины в начальный период. В то же время, при меньшей депрессии на пласт температура газа всюду ниже равновесной температуры образования гидратов. Такой результат объясняется тем, что в данных условиях снижение равновесной температуры гидратообразования за счет понижения давления более существенно, чем охлаждение газа за счет дросселирования из-за сравнительно небольшого перепада давления.

Аналогичные расчеты проводились для природного газа Средне-Вилуйского месторождения Республики Саха (Якутия), которое отличается от Мессояхского гораздо большей глубиной залегания газоносного пласта и, соответственно, гораздо большими значениями пластовых давления и температуры. Получены такие же основные результаты [23]: изменения температуры происходят в узкой зоне вблизи скважины; при более интенсивном отборе давление изменяется во всех точках пласта, а при менее интенсивном – только вблизи скважины; влияние поля температур на поле давления и на прогнозирование суммарного отбора газа незначительно. Оценка возможности образования гидратов в призабойной зоне скважины на этом месторождении показала, что температура газа даже при интенсивном его отборе всегда выше равновесной температуры гидратообразования. Этот результат полностью соответствует многолетней истории разработки Средне-Вилуйского месторождения.

Пластовые условия Отрадинского месторождения РС (Я) соответствуют условиям гидратообразования в призабойной зоне, несмотря на незначительное падение температуры при отборе газа. Получено, что температура газа даже при интенсивном отборе всегда ниже равновесной температуры гидратообразования, т. е. без ввода ингибиторов в призабойной зоне всегда

будут образовываться гидраты. Следовательно, для глубоких скважин опасность гидратообразования определяется пластовой температурой и соленостью пластовых вод, т. е. геологическими характеристиками региона.

Моделирование течения газа в скважинах с учетом возможного образования гидратов

Анализ факторов, определяющих надежность подачи газа потребителям, расположенным в зоне многолетней мерзлоты, показал, что первое слабое звено технологической цепочки – сама скважина и примыкающая к ней призабойная зона газоносного пласта. Именно здесь происходит интенсивное охлаждение газа за счет дросселирования при снижении давления и за счет теплообмена с окружающими скважину многолетне-мерзлыми горными породами. Так как многие месторождения имеют достаточно высокие пластовые давления, то при этом возникает опасность образования газовых гидратов непосредственно в стволах скважин, что может привести либо к снижению их пропускной способности, либо к их полной закупорке.

Рассмотрена сопряженная задача теплообмена между реальным газом в скважине и окружающей средой (горными породами), которая сводится к решению дифференциальных уравнений, описывающих неизотермическое течение газа в скважине, и уравнений распространения тепла в горных породах с соответствующими условиями сопряжения. Для описания образования (диссоциации) и отложения гидратов в скважинах используется квазистационарная математическая модель [15, 24], в которой движение реального газа в трубах описывается в рамках трубной гидравлики, а динамика образования гидрата – в рамках обобщенной задачи Стефана, в которой температура фазового перехода газ-гидрат существенно зависит от давления в потоке газа. В модифицированной математической модели [25, 26] учитывается зависимость коэффициента теплопередачи от газа к внутренней стенке трубы от изменяющейся со временем площади проходного сечения.

Расчеты выполнялись при значениях параметров, соответствующих Средне-Вилуйскому и Отраднинскому месторождениям, которые имеют существенно различные составы природного газа, а также пластовые и геотермические условия при примерно равной глубине продуктивного горизонта [25, 26]. На начальном этапе вычи-

слся оптимальный массовый расход газа, соответствующий минимуму тепловых потерь в отсутствие гидратного слоя. Возможности выбора оптимального дебита газа, при котором теплотери за счет дросселирования и за счет теплообмена с мерзлыми горными породами в основном зависят от глубины скважины и значений пластовых температур и давлений и в меньшей степени – от конструкции скважин. Установлено, что для неглубоких скважин оптимальный режим отбора может отсутствовать. Если при этом месторождение залегает под мощной толщей многолетней мерзлоты, то гидратообразование может иметь место по всему стволу скважины. Для Средне-Вилуйского месторождения оптимальный расход оказался равным 9 кг/с, а для Отраднинского такой расход примерно соответствует предельно свободному дебиту скважины и поэтому расчеты проводились при массовом расходе 2.86 кг/с.

Рисунок 1 иллюстрирует изменения безразмерной площади проходного сечения скважины для двух значений массового расхода, когда в начальный момент скважина свободна от гидратов, то есть безразмерная площадь проходного сечения $S(0) = 1$. Видно, что при сопряженной постановке время образования гидратных пробок существенно возрастает в отличие от случая (поверхности 2), когда температура окружающих горных пород считается неизменной (поверхности 1). С увеличением массового расхода возрастает длительность процесса полной закупорки скважины гидратами: для оптимального расхода она составляет примерно 423 ч при сопряженной и 251 ч при несопряженной постановке, а для меньшего расхода – 13 ч и 9 ч соответственно. Таким образом, использование упрощенных математических моделей кратно сокращает время полной закупорки скважины.

Из рис. 2 следует, что образование гидратов происходит по всему стволу скважины, но наиболее интенсивно этот процесс идет в его верхней части, примерно соответствующей мощности многолетней мерзлоты (680 м). Полная закупорка устьевой части скважины при указанном рабочем дебите, т. е. при расходе 2,86 кг/с происходит приблизительно за 4,5 ч и за 9,8 ч при расходе 1 кг/с. При этом на забое за те же 9,8 ч будет перекрыто 25 % проходного сечения. Физически такое различие в динамике объясняется тем, что при меньшем расходе газ не успевает существенно охладиться, а вклад эффекта дросселиро-

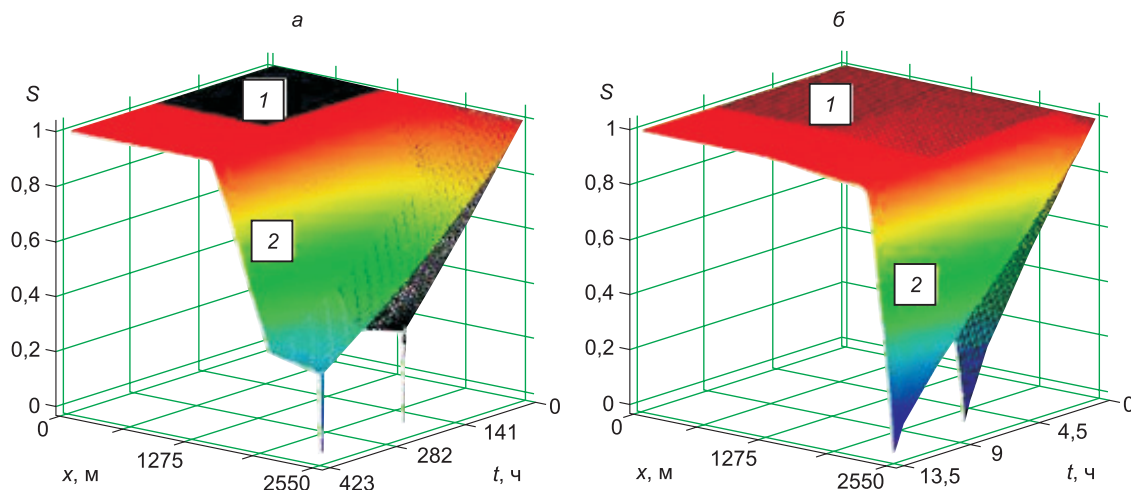


Рис. 1. Изменение площади проходного сечения скважины Средне-Вилуйского месторождения по глубине и во времени при $S(0) = 1$:

a – массовый расход – 9 кг/с; *б* – массовый расход – 2 кг/с; 1 – несопряженная постановка, 2 – сопряженная постановка.

Fig. 1. Change of the cross section area of the Sredne-Vilyuyskoye field well by depth and time at $S(0) = 1$:

a – mass flow – 9 kg/s; *б* – mass flow – 2 kg/s; 1 – non-conjugated statement, 2 – conjugated statement.

вания при сравнительно небольшом перепаде давления также невелик. Поверхности для несопряженной и сопряженной постановки задачи здесь практически сливаются, и потому эти обозначения не нанесены.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что образование гидратов в стволе скважин – сложный процесс, достоверный прогноз которого, т. е. обеспечение надежности добычи газа возможно только при комплексном рассмотрении таких факторов, как дебит газа и его состав, глубина скважины, пластовые и геотермические условия и состояние скважины перед пуском. В то же время анализ результатов показал, что образование гидратов в скважинах, даже при низких пластовых температурах и мощном слое многолетней мерзлоты, занимает достаточно большой промежуток времени, позволяющий оперативно предотвратить возникновение аварийных ситуаций в системах газоснабжения.

Для более обоснованной оценки влияния гидратообразования на технологические параметры магистральных газопроводов в северных регионах России ранее разработанная математическая модель неизотермического течения реального газа и образования гидратов [24–26] при тепловом взаимодействии с мерзлыми грунтами обобщена на случай зависимости коэффициента гидравлического сопротивления ψ как от площади проходного сечения, так и от массового расхода газа. В работе [27] рассмотрен случай, ког-

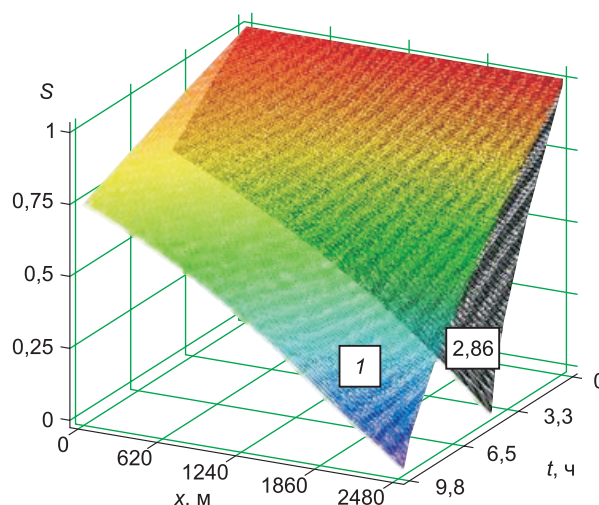


Рис. 2. Динамика безразмерной площади проходного сечения скважины Отраднинского месторождения по глубине. Цифры на поверхностях соответствуют массовому расходу в кг/с.

Fig. 2. Dynamics of the dimensionless cross section area of the Otradninskoye field well in depth. The numbers on the surfaces correspond to the mass flow in kg/s

да в газопровод подается влажный газ и наряду с другими параметрами (давление и температура газа, динамика оттаивания грунта) определяется динамика гидратообразования и расчеты проводятся до тех пор, пока давление на выходе не становится ниже нормативного. Показано, что модель, в которой коэффициент гидравлического сопротивления считается постоянным, приво-

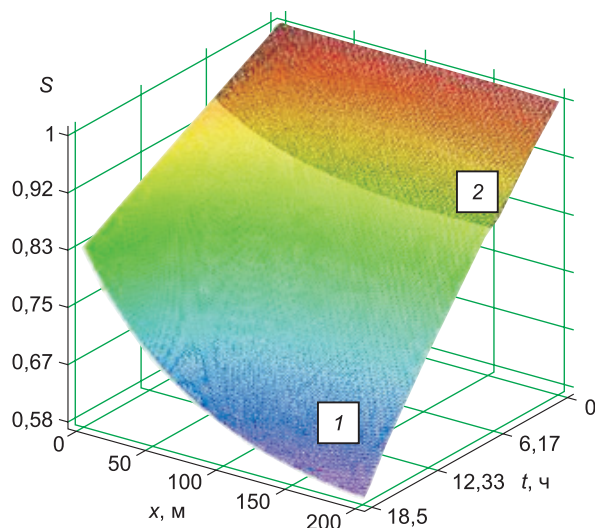


Рис. 3. Изменение безразмерной площади проходного сечения по длине газопровода без теплоизоляции и во времени:

1 – при ψ , определяемом по формуле ВНИИгаза, вошедшей в отраслевой стандарт ОАО «Газпром»; 2 – при $\psi = 0,02$.

Fig. 3. Changes of the dimensionless cross section area along the length of the gas pipeline without thermal insulation and in time:

1 – at ψ , determined by the VNIIGaz formula included in the industry standard of ОАО «Gazprom»; 2 – at $\psi = 0,02$.

дит к существенному занижению допустимого времени работы газопровода (рис. 3). Следовательно, при математическом моделировании образования гидратов в системах транспорта природного газа необходимо обязательно учитывать взаимосвязь процессов теплообмена и гидродинамического взаимодействия газа со стенками трубопровода.

Экспериментальное исследование процесса гидратообразования природных газов месторождений Якутии

В последние годы экспериментально исследованы процессы образования и разложения гидратов природного газа в модельных растворах, имитирующих пластовые воды месторождений Якутии. Эти нефтяные и газовые залежи расположены в пределах Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций (НГП). Месторождения Лено-Тунгусской НГП характеризуются аномально низкими пластовыми температурами и давлениями (10 °С и 16 МПа) [28], а их пластовые воды относятся к хлоридно-кальциевому типу, а по виду преобладающего катиона либо к кальциевой, либо к натриевой подгруппе вод [29]. Минерализация пластовых вод

может достигать 400 г/л и выше. Для месторождений Лено-Вилуйской НГП аномальное высокое пластовое давление составляет 36,3 МПа, температуры достигают +66 °С [28]. Минерализация пластовых вод составляет от 40 до 180 г/л [29], могут встречаться воды хлоридно-кальциевого (подгруппы кальциевая и натриевая) и гидрокарбонатно-натриевого (подгруппа натриевая) типов.

Для получения гидратов природных газов месторождений Якутии были использованы растворы хлоридов натрия и кальция, а также гидрокарбоната натрия, концентрации которых соответствовали минерализации пластовых вод [30–32].

Анализ состава газов в полученных гидратах показал, что при их образовании в минерализованных растворах, как и в случае других газовых систем [33], происходит перераспределение компонентов исходной газовой смеси. Смешанные гидраты, полученные в растворах солей, обогащены углеводородами C_2 – C_4 . Состав газа в гидратах зависит от состава модельной пластовой воды. Исходный природный газ (ПГ) по классификации Высоцкого [34] относится к сухим, так как коэффициент жирности равен 7,07 % (см. таблицу). По коэффициенту жирности (отношению суммы гомологов метана к содержанию метана) различают сухие (0,3–8 %); полужирные (8–20 %); жирные (20–30 %) и высокожирные газы (>30 %). Жирные и высокожирные газы являются ценным сырьем для нефтегазохимической промышленности.

При гидратообразовании природный газ превращается в жирный и высокожирный газы. При переходе от натриевого типа воды к кальциевому происходит увеличение содержания алканов C_2 – C_4 . Минерализация растворов приводит к концентрированию в клатратной фазе углеводородов C_2 – C_4 , к увеличению коэффициента жирности и теплотворной способности газа.

В лаборатории техногенных газовых гидратов изучение процессов гидратообразования в пористых средах было начато в 80-х годах прошлого столетия. Полученные экспериментальные данные были обобщены в монографии [35]. В настоящее время ведутся исследования, направленные на изучение образования гидратов природного газа во влажных засоленных дисперсных средах. Фазовые переходы изучены на специально собранной установке дифференциально-термического анализа (ДТА). Отличительной особенностью этой ДТА-установки является ме-

Коэффициенты жирности природного газа Средневилюйского ГКМ и газов в гидратах

Fat coefficients of the Sredne-Vilyuyskoye GCF natural gas and gases in hydrates

	ПГ NG	Газ в гидратах, полученных в разных жидких фазах Gas in hydrates obtained in different liquid phases										
		H ₂ O	Минерализация растворов, г/л Mineralization of solution, g/l									
			NaCl			CaCl ₂			NaHCO ₃			
			51.48	106.47	168.48	52.17	107.67	175.38	2.5	5.0	9.9	19.6
C ₂₊ /CH ₄	7,07	26.26	29.95	41.45	43.83	40.51	56.37	49.02	19.2	17.4	18.5	18.2

нее сложное строение измерительной ячейки по сравнению с ее аналогами, описанными в работах [35, 36]. Эксперименты показали, что процесс гидратообразования зависит от генетического типа и концентрации растворов, соответствующих составу пластовых вод месторождений Якутии. Выявлено, что процесс гидратообразования в дисперсных породах связан с определенной степенью переохлаждения системы, необходимой для зарождения центров кристаллизации. При этом степень переохлаждения зависит от гранулометрического состава грунтов и модельных растворов. С увеличением дисперсности песков при одинаковой влажности и засоленности степень переохлаждения при гидратообразовании уменьшается. Увеличение температур переохлаждения и гидратообразования в зависимости от типа вод в пористой среде с высокой дисперсностью происходит в следующей последовательности: хлоридно-натриевый < хлоридно-кальциевый < гидрокарбонатно-натриевый < вода. При уменьшении дисперсности температуры переохлаждения и гидратообразования снижаются в ряду: раствор гидрокарбоната натрия > вода > раствор хлорида кальция > раствор хлорида натрия.

Определены равновесные условия образования гидратов природного газа в поровом пространстве в зависимости от дисперсности и засоленности пористой среды. Процесс гидратообразования в высокодисперсном песке протекает при более высоких температурах. В зависимости от генетического типа модельной пластовой воды повышение равновесных температур происходит в следующей последовательности: хлоридно-натриевый < хлоридно-кальциевый < вода < гидрокарбонатно-натриевый. С увеличением концентрации модельных растворов равновесные температуры гидратообразования уменьшаются.

Заключение

Методами математического моделирования проведена оценка влияния характеристик газовых месторождений и параметров скважин на опасность возникновения аварийных ситуаций в системах добычи газа (в призабойной зоне и в самих скважинах), расположенных в зоне многолетней мерзлоты.

Наибольшее влияние на опасность и динамику образования гидратных пробок в скважинах оказывают режим отбора, пластовые условия и геокриологическая характеристика мерзлых пород. Для адекватной оценки этих факторов следует использовать математическую модель, в которой учитывается сопряженный теплообмен газа с окружающими породами и тепловое и динамическое взаимодействие газа с гидратным слоем в трубопроводе.

Проведенные экспериментальные исследования гидратообразования природных газов в модельных пластовых водах различных генетических типов показали концентрирование углеводородов C₂–C₄ в твердой фазе, что приводит к повышению коэффициента жирности и теплотворной способности исходного газа. Максимальными коэффициентами жирности обладают газы, гидраты которых получены в водах хлоридно-кальциевого типа. Возможность использования природных и пластовых вод в качестве гидратообразующей среды позволяет создать основы газогидратного метода утилизации попутного нефтяного газа непосредственно на месторождениях.

Изучение влияния солей на условия образования гидратов природного газа в поровом пространстве в зависимости от генетического типа модельных пластовых вод показало максимальное смещение равновесных условий в область высоких температур в водах гидрокарбонатно-

натриевого типа. Полученные термодинамические условия гидратообразования с учетом состава природного газа, минерализации пластовой воды и минералогического состава пород могут быть использованы для выявления возможности гидратообразования в продуктивных горизонтах.

Литература

1. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 506 с.
2. Ершов Э.Д., Лебедева Ю.П., Чувилин Е.М., Истомин В.А., Якушев В.С. Особенности существования газовых гидратов в криолитозоне // Докл. РАН. 1991. Т. 321, № 4. С. 788–791.
3. Якушев В.С., Перлова Е.В., Махонина Н.А., Чувилин Е.М., Козлова Е.В. Газовые гидраты в отложениях материков и островов // Российский химический журнал. 2003. № 3. С. 80–90.
4. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. М.: ВНИИГАЗ, 2009. 192 с.
5. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.
6. Klauda J.B., Sandler S.I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment // Energy and Fuels. 2005. Vol. 19. No. 2. P. 459–470.
7. Buffett B.A. Clathrate hydrates // Annu. Rev. Earth Planet Sci. 2000. Vol. 28. P. 477–507.
8. Kvenvolden K.A. Potential effects of gas hydrate on human welfare // Proc. Natl. Acad. Sci. USA. 1999. Vol. 96. P. 3420–3426.
9. Соловьев В.А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое // Российский химический журнал. 2003. Т. 47, № 3. С. 59–69.
10. Milkov A.V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there? // Earth-Sci. Rev. 2004. Vol. 66. P. 183–197.
11. Kvenvolden K.A. Gas hydrates – geological perspective and global change // Rev. Geophys. 1993. Vol. 31. P. 173–187.
12. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М.: Недра, 1976. 198 с.
13. Бондарев Э.А., Бабе Г.Д., Гройсман А.Г., Каниболотский М.А. Механика образования гидратов в газовых потоках. Новосибирск: Наука, 1976. 160 с.
14. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф., Каниболотский М.А. Неизотермическое течение газа в трубах. Новосибирск: Наука, 1978. 130 с.
15. Бондарев Э.А., Васильев В.И., Воеводин А.Ф., Павлов Н.Н., Шадрин А.П. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1988. 252 с.
16. Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф., Никифоровская В.С. Методы идентификации математических моделей гидравлики. Якутск: Издательский дом СВФУ, 2014. 188 с.
17. Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф. Решение задач трубной гидравлики в системах добычи и транспорта природного газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2017. 209 с.
18. Черский Н.В., Бондарев Э.А. О тепловом методе разработки газогидратных залежей // Докл. АН СССР. 1972. Т. 203, № 3. С. 550–552.
19. Веригин Н.Н., Хабибуллин И.Л., Халиков Г.А. Линейная задача о разложении гидратов газа в пористой среде // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1980. № 1. С. 174–177.
20. Бондарев Э.А., Максимов А.М., Цыпкин Г.Г. К математическому моделированию диссоциации газовых гидратов // Докл. АН СССР. 1989. Т. 308, № 3. С. 575–578.
21. Bondarev E.A., Kapitonova T.A., Maksimov A.M., Tzyrkin G.G. Mathematical simulation of hydrate formation and dissociation in the systems of natural gas production and transportation // AMSE Periodical. Modeling, Simulation and Control. 1990. Vol. 21, No. 1. P. 53–63.
22. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Influence of nonisothermal effects on gas production in northern regions // Numerical Analysis and Applications. 2011. Vol. 4, Iss. 1. P. 12–20. DOI: 10.1134/S1995423911010022.
23. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Simulation of gas production in the northern regions: the role of thermodynamics // Mathematical Sciences. 2012. Vol. 6, Iss. 17. 28 p. DOI: 10.1186/2251-7456-6-17.
24. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. Mathematical models of hydrate formation in gas wells // Earth's Cryosphere. 2011. Vol. 15, Iss. 2. P. 65–69.
25. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2014. Vol. 87, No. 4. P. 900–907. DOI: 10.1007/s10891-014-1087-0.
26. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Features of mathematical modeling of natural gas production and transport systems in the Russia's arctic zone // Journal of Mining Institute. 2017. Vol. 228. P. 705–716. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.705.
27. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Generalized mathematical model of hydrate formation in gas pipelines // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. 2019. Vol. 60, No. 3. P. 503–509. DOI: 10.1134/S002189441903012X.
28. Сафронов А.Ф., Сафронов Т.А. Геолого-экономические аспекты развития нефтегазового комплекса Республики Саха (Якутия). Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2008. 184 с.

29. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справочник / под ред. Л.М. Зорькина. М.: Недра, 1989. 382 с.
30. Kalacheva L.P., Rojin I.I., Fyodorova A.F. The study of the stratum water mineralization influence on the hydrate formation process of the natural gas from the East Siberian platform fields // SOCAR Proceedings. 2017. No. 2. P. 56–61. DOI: 10.5510/OGP20170200315.
31. Kalacheva L.P., Rozhin I.I., Portnyagin A.S. Study of hydrates formation in mineralized solutions and kinetic regularity of their decomposition // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 193. 012026. 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/193/1/012026.
32. Kalacheva L.P., Portnyagin A.S. The influence of electrolytes composition on the dissociation rate of natural gas hydrates obtained in model stratum waters // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Vol. 272, 2. Section one. 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022174.
33. Нестехиометрические соединения: монография / Под ред. Л. Манделькорна. М.: Химия, 1971. 608 с.
34. Пирогов С.Ю., Акулов Л.А., Ведерников М.В., Кириллов Н.Г., Наумчик И.В., Соколова И.В., Софьин А.П. Природный газ. Метан: справочник. СПб.: НПО «Профессионал», 2006. 848 с.
35. Гройсман А.Г. Теплофизические свойства газовых гидратов. Новосибирск: Наука, 1985. 94 с.
36. Филиппов Д.Д., Шишкин А.С., Малышев А.В., Большев К.Н. Модернизация установки дифференциального термического анализа, разработанной для исследования равновесных условий гидратообразования // Наука и образование. 2006. №1(41). С. 41–44.

Поступила в редакцию 12.10.2020

Принята к публикации 17.12.2020

Об авторах

РОЖИН Игорь Иванович, доктор технических наук, доцент, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, <http://orcid.org/0000-0002-9998-6425>, Researcher ID F-1008-2014, rozhin@ipng.ysn.ru, i_rozhin@mail.ru;
КАЛАЧЕВА Людмила Петровна, кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, <http://orcid.org/0000-0002-6346-0456>, Researcher ID I-8374-2018 lpko@mail.ru;
ИВАНОВА Изабелла Карловна, кандидат химических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, <http://orcid.org/0000-0002-4839-1384>, Researcher ID K-7120-2017 iva_izabella@yandex.ru.

Информация для цитирования

Рожин И.И., Калачева Л.П., Иванова И.К. Исследование гидратообразования для повышения надежности добычи и транспорта природного газа в условиях криолитозоны // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2021. Т. 26, № 1. С. 49–59. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2021-26-1-5>

DOI 10.31242/2618-9712-2020-26-1-5

Hydrate formation studies to improve the reliability of natural gas production and transport under the conditions of cryolithozone

I.I. Rozhin*, L.P. Kalacheva, I.K. Ivanova

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, Russia

*rozhin@ipng.ysn.ru

Abstract. The results of assessing the possibility of hydrate formation in the bottomhole zone of gas wells and modeling of gas flow in wells taking into account the possible hydrate formation are presented. The obtained results are especially relevant for regions where gas production is complicated by the pres-

ence of permafrost, i.e. by low reservoir temperatures. Due to inevitable gas cooling during its production, the formation of gas hydrates is possible both in bottomhole zones and in wellbores. A reliable forecast of hydrate formation in the bottomhole zone is possible only within the framework of a non-isothermal model of real gas filtration. In the mathematical model of hydrate formation in pipes, account of the dependence of convective heat transfer coefficients and hydraulic resistance on the pipe flow area varying with time leads to an increase in the duration of complete blockage with hydrates. The influence of mineralization of various genetic types of stratum waters on the formation of natural gas hydrates in the volume and in a porous medium was studied. It was established that C_2 – C_4 hydrocarbons get concentrated in the hydrate phase, which leads to an increase in the fat coefficient and the calorific value of initial gas. The thermodynamic conditions of hydrate formation in dispersed rocks are determined taking into account the salinity of stratum waters.

Key words: gas hydrate, natural gas, stratum water, fat coefficient and calorific value of gas, gas production and transportation, mathematical modeling, laboratory experiment.

Acknowledgements. The work was carried out under the State Assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. AAAA-A21-121011490056-4.

References

1. Istomin V.A., Kvon V.G. Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza. M.: OOO «IRC Gazprom», 2004. 506 p.
2. Ershov E.D., Lebedenka Yu.P., Chuvilin E.M., Istomin V.A., Yakushev V.S. Osobennosti sushchestvovaniya gazovykh gidratov v kriolitozone // Dokl. RAN. 1991. Vol. 321, No. 4. P. 788–791.
3. Yakushev V.S., Perlova E.V., Mahonina N.A., Chuvilin E.M., Kozlova E.V. Gazovye gidraty v otlozheniyakh materikov i ostrovov // Rossijskij himicheskij zhurnal. 2003. No. 3. P. 80–90.
4. Yakushev V.S. Prirodnyy gaz i gazovye gidraty v kriolitozone. M: VNIIGAZ, 2009. 192 p.
5. Makogon Yu.F. Gazovye gidraty, preduprezhdenie ih obrazovaniya i ispol'zovanie. M.: Nedra, 1985. 232 p.
6. Klauda J.B., Sandler S.I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment // Energy and Fuels. 2005. Vol. 19. No. 2. P. 459–470.
7. Buffett B.A. Clathrate hydrates // Annu. Rev. Earth Planet Sci. 2000. Vol. 28. P. 477–507.
8. Kvenvolden K.A. Potential effects of gas hydrate on human welfare // Proc. Natl. Acad. Sci. USA. 1999. Vol. 96. P. 3420–3426.
9. Solov'ev V.A. Prirodnye gazovye gidraty kak potencial'noe poleznoe iskopaemoe // Rossijskij himicheskij zhurnal. 2003. Vol. 47, No. 3. P. 59–69.
10. Milkov A.V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there? // Earth-Sci. Rev. 2004. Vol. 66. P. 183–197.
11. Kvenvolden K.A. Gas hydrates – geological perspective and global change // Rev. Geophys. 1993. Vol. 31. P. 173–187.
12. Degtyarev B.V., Buhgalter E.B. Bor'ba s gidratami pri ekspluatatsii gazovykh skvazhin v severnykh rajonakh. M.: Nedra, 1976. 198 p.
13. Bondarev E.A., Babe G.D., Grojsman A.G., Kani-bolotskij M.A. Mekhanika obrazovaniya gidratov v gazovykh potokakh. Novosibirsk: Nauka, 1976. 160 p.
14. Vasil'ev O.F., Bondarev E.A., Voevodin A.F., Kani-bolotskij M.A. Neizotermicheskoe techenie gaza v trubakh. Novosibirsk: Nauka, 1978. 130 p.
15. Bondarev E.A., Vasil'ev V.I., Voevodin A.F., Pavlov N.N., Shadrina A.P. Termogidrodinamika sistem dobychi i transporta gaza. Novosibirsk: Nauka, Sib. otd-nie, 1988. 252 p.
16. Bondarev E.A., Voevodin A.F., Nikiforovskaya V.S. Metody identifikatsii matematicheskikh modelej gidravliki. Yakutsk: Izdatel'skij dom SVFU, 2014. 188 p.
17. Bondarev E.A., Voevodin A.F. Reshenie zadach trubnoj gidravliki v sistemakh dobychi i transporta prirodnogo gaza. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2017. 209 p.
18. Cherskij N.V., Bondarev E.A. O teplovom metode razrabotki gazogidratnykh zalezhej // Doklady AN SSSR. 1972. Vol. 203, No. 3. P. 550–552.
19. Verigin N.N., Habibullin I.L., Halikov G.A. Linejnaya zadacha o razlozhenii gidratov gaza v poristoj srede // Izvestiya AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza. 1980. No. 1. P. 174–177.
20. Bondarev E.A., Maksimov A.M., Cypkin G.G. K matematicheskomu modelirovaniyu dissotsiatsii gazovykh gidratov // Doklady AN SSSR. 1989. Vol. 308, No. 3. P. 575–578.
21. Bondarev E.A., Kapitonova T.A., Maksimov A.M., Tzyppkin G.G. Mathematical simulation of hydrate formation and dissociation in the systems of natural gas production and transportation // AMSE Periodical. Modeling, Simulation and Control. 1990. Vol. 21, No. 1. P. 53–63.
22. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Influence of nonisothermal effects on gas production in northern regions // Numerical Analysis and Applications. 2011. Vol. 4, Iss. 1. P. 12–20. DOI: 10.1134/S1995423911010022.
23. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Simulation of gas production in the northern regions: the role of thermodynamics // Mathematical Sciences. 2012. Vol. 6, Iss. 17. 28 p. DOI: 10.1186/2251-7456-6-17.

24. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. Mathematical models of hydrate formation in gas wells // *Earth's Cryosphere*. 2011. Vol. 15, Iss. 2. P. 65–69.
25. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2014. Vol. 87, No. 4. P. 900–907. DOI: 10.1007/s10891-014-1087-0.
26. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Features of mathematical modeling of natural gas production and transport systems in the Russia's arctic zone // *Journal of Mining Institute*. 2017. Vol. 228. P. 705–716. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.705.
27. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Generalized mathematical model of hydrate formation in gas pipelines // *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2019. Vol. 60, No. 3. P. 503–509. DOI: 10.1134/S002189441903012X.
28. Safronov A.F., Safronov T.A. Geologo-ekonomicheskie aspekty razvitiya neftegazovogo kompleksa Respubliki Saha (Yakutiya). Yakutsk: Izd-vo YANC SO RAN, 2008. 184 p.
29. Vody neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij SSSR: spravochnik / pod red. L.M. Zor'kina. M.: Nedra, 1989. 382 p.
30. Kalacheva L.P., Rojin I.I., Fyodorova A.F. The study of the stratum water mineralization influence on the hydrate formation process of the natural gas from the East Siberian platform fields // *SOCAR Proceedings*. 2017. No. 2. P. 56–61. DOI: 10.5510/OGP20170200315.
31. Kalacheva L.P., Rozhin I.I., Portnyagin A.S. Study of hydrates formation in mineralized solutions and kinetic regularity of their decomposition // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018. Vol. 193. 012026. 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/193/1/012026.
32. Kalacheva L.P., Portnyagin A.S. The influence of electrolytes composition on the dissociation rate of natural gas hydrates obtained in model stratum waters // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019. Vol. 272, 2. Section one. 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022174.
33. *Nestekhiometricheskie soedineniya: monografiya* / Pod red. L. Mandel'korna. M.: Himiya, 1971. 608 p.
34. Pirogov S.YU., Akulov L.A., Vedernikov M.V., Kirillov N.G., Naumchik I.V., Sokolova I.V., Sof'in A.P. Prirodnyj gaz. Metan: spravochnik. SPb.: NPO «Professional», 2006. 848 p.
35. Grojsman A.G. Teplofizicheskie svoystva gazovyh gidratov. Novosibirsk: Nauka, 1985. 94 p.
36. Filippov D.D., SHishkin A.S., Malyshev A.V., Bol'shev K.N. Modernizatsiya ustanovki differentsial'nogo termicheskogo analiza, razrabotannoj dlya issledovaniya ravnovesnyh uslovij gidratoobrazovaniya // *Nauka i obrazovanie*. 2006. No. 1(41). P. 41–44.

About the authors

ROZHIN Igor Ivanovich, Dr. Sci. (Engineering), assistant professor, chief researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1 Oktyabrskaya st., Yakutsk 677980, Russia, <http://orcid.org/0000-0002-9998-6425>, Researcher ID F-1008-2014, rozhin@ipng.ysn.ru, i_rozhin@mail.ru;
 KALACHEVA Liudmila Petrovna, Cand. Sci (Chemistry), leading researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1 Oktyabrskaya st., Yakutsk 677980, Russia, <http://orcid.org/0000-0002-6346-0456>, Researcher ID I-8374-2018, lpko@mail.ru;
 IVANOVA Izabella Karlovna, Cand. Sci (Chemistry), assistant professor, leading researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1 Oktyabrskaya st., Yakutsk 677980, Russia, <http://orcid.org/0000-0002-4839-1384>, Researcher ID K-7120-2017, iva_izabella@yandex.ru.

Citation

Rozhin I.I., Kalacheva L.P., Ivanova I.K. Hydrate formation studies to improve the reliability of the natural gas production and transport under cryolitozone conditions // *Arctic and Subarctic Natural Resources*. 2021. Vol. 26, No. 1. pp. 49–59. (In Russ.) <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2021-26-1-5>