

УДК 551.2.05  
DOI10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art53

## **ТЕХНОГЕННЫЕ ВЫБРОСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ВСКРЫТИИ МЕРЗЛЫХ И ГАЗОГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ**

Васильева З.А., Родичкин А.В.  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
E-mail: zoyavac@gmail.com

**Аннотация.** Дан анализ термобарических условий месторождений Восточной Сибири. Показана взаимосвязь фазовых переходов гетерогенной системы газ-вода-лед-гидрат и осложнений в процессе бурения, необходимость учета термобарических условий вскрытия гидратосодержащих горизонтов, которые могут являться причиной внезапных выбросов газа и сложностью освоения скважин.

**Ключевые слова:** газогидрат, газовыделения, осложнения при бурении, криолитозона, равновесные условия гидратообразования.

## **TECHNOGENIC HYDROCARBON EMISSIONS DURING THE EXPOSING OF HYDRATE BEARING FORMATIONS**

Vasilieva Z.A., Rodichkin A.V.  
Gubkin Russian State University of Oil and Gas  
E-mail: zoyavac@gmail.com

**Abstract.** The thermobaric conditions analysis of fields in Eastern Siberia is given. The interrelation of the phase transitions of the heterogeneous gas-water-ice-hydrate system and complications in the drilling process, the need to take into account the thermobaric conditions of exposing of hydrate-containing horizons, which may cause sudden gas emissions and the complexity of well development, are shown.

**Keywords:** gas hydrate, gas emissions, drilling complexities, cryolithozone, equilibrium conditions of gas hydrate formation.

Результаты многочисленных исследований в нефтегазоносных районах Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы [1], европейского Северо-Востока России, на севере Канады [2], [3] свидетельствуют о высокой газонасыщенности верхней части осадочного чехла, в том числе и в криолитозоне. Проблема взаимодействия криолитозоны и газовых залежей, находящихся на небольших глубинах, возникла в связи с развитием

представлений о единой причине образования криолитозоны и зоны стабильности газовых гидратов. При мощности криолитозоны 250 - 300 м и более верхняя граница зоны стабильности газовых гидратов метана находится в ее пределах, а нижняя – ниже геоизотермы 0°C [4].

Интенсивное недропользование при добыче нефти и газа на севере Сибири сопровождается частыми и внезапными выделениями горючих газов вокруг устьев добывающих скважин. Все чаще эти газовыделения связываются с наличием гидратосодержащих прослоев на глубинах от первых метров до 200-250 м в толще многолетнемерзлых пород, залегающих над месторождениями. Газовые гидраты там находятся в законсервированном метастабильном состоянии и называются реликтовыми. По составу газ в этих гидратах представлен в основном, метаном [5]. Реликтовые гидраты находятся в законсервированном состоянии только до тех пор, пока вокруг них существует лед. Оттаивание льда вызывает разложение газогидратов и соответствующее выделение газа.

Газовые и нефтяные месторождения Восточной Сибири в отличие от месторождений сеноманского комплекса Западной Сибири представляют собой сложно построенные объекты с аномальными термодинамическими характеристиками и сложным компонентным составом пластовых флюидов. Отличительной особенностью многих месторождений Восточной Сибири является наличие аномальных пластовых давлений и низкой температуры.

Мощность криолитозоны Северо-Сибирской приморской низменности не превышает 600 м. Усредненные мощности криолитозоны по перспективным на нефть и газ площадям составляют: Балахнинской – 560 м, Средне-Пясинской – 500м, Рассохинской – 460 м, Джангутской – 510 м, Озерной – 600 м, Суходудинской – 470 м.

В центральной Якутии наблюдается самое глубокое охлаждение разреза криолитозоны. Максимальные мощности криолитозоны – 800-1500 м зафиксированы в Анабарской области.

Для месторождений западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского регионального прогиба в пределах Красноярского края наряду с аномальными термобарическими условиями присуще наличие в больших концентрациях сероводорода и углекислого газа в пластовых флюидах, увеличивающих температуру гидратообразования углеводородных газов.

Основные перспективы нефтегазоносности в пределах западной части Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область, Вилуйская нефтегазоносная область) связаны с отложениями рифея, венда и нижнего кембрия. На территории выделены пять нефтегазоносных областей, для которых характерна низкая пластовая температура – от плюс 13 до плюс 43°C; низкая величина геотермального градиента – от 0,93 (венд-рифей) до 1,48 при значительных колебаниях пластовых давлений [45].

Территориальное положение основных месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и степень их подготовленности таковы, что позволяют на данный момент выделить два перспективных центра нефтедобычи: Талаканско-Верхнечонский и Юрубчено-Куюмбинский и два перспективных центра газодобычи: Ковыктинский и Чаяндинский, которые выступают в роли первоочередных объектов для освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири.

Наиболее опасными с точки зрения возможности образования гидратов в пласте являются месторождения Вилуйской НГО и Непско-Ботуобинской НГО в Якутии.

Продуктивные пласты Верхневилучанского, Тас-Юряхского, Талаканского и Чаяндинского месторождений имеют низкие пластовые температуры и достаточно высокие пластовые давления, чтобы оказаться в области гидратообразования.

На рисунке 1 пластовые условия верхних горизонтов указанных месторождений показаны в сравнении с равновесной кривой гидратообразования природного газа плотностью 0,6 по воздуху. Равновесная кривая гидратообразования углеводородного газа с плотностью 0,6 взята с термодинамическим «запасом», исходя из имеющихся данных по плотности газа пластовых смесей в этих месторождениях (0,63 – 0,68) [6]. В реальности указанные пласты могут находиться еще «глубже» в области гидратообразования.

В практике ведения буровых работ в областях распространения многолетнемерзлых пород известны многочисленные случаи внезапных выбросов флюида и инструмента с небольших глубин, которые приводят к образованию грифонов, иногда к пожарам. Выбросы газа иногда отличаются высокой интенсивностью и большими дебитами. Часть газовых скоплений, возможно достаточно крупного размера, находятся в газогидратном состоянии и принимаются при стандартном геофизическом исследовании скважин за мерзлые породы в силу сходства свойств льдо- и гидратосодержащих пород. В пользу возможной газогидратной формы нахождения части газовых скоплений

свидетельствует большая газонасыщенность мерзлой толщи, значительные дебиты газа при высокой степени заполнения пор льдом и незамерзшей водой [1].

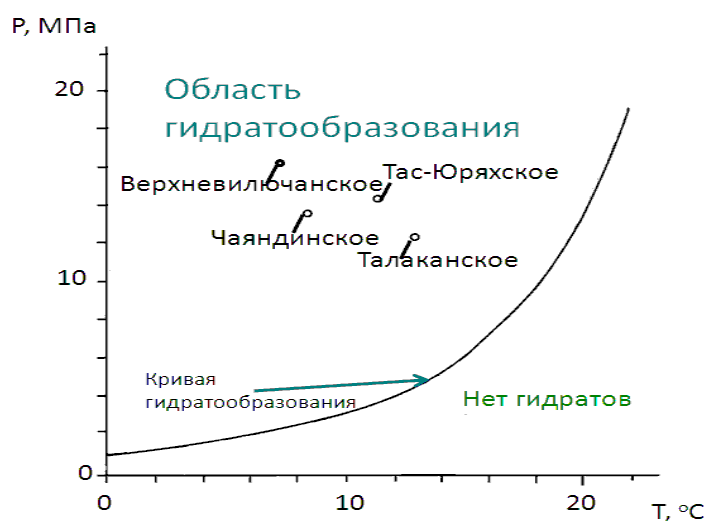


Рис. 1. Пластовые условия восточно-сибирских месторождений в сравнении с равновесными условиями гидратообразования газовой смеси плотностью 0,6

Известно, что разложение газогидратов происходит при понижении давления ниже равновесного или при повышении температуры выше равновесной, которое сопровождается поглощением значительного количества энергии.

Применение промывочных жидкостей с положительной температурой приводит к целому ряду осложнений, связанных с реакцией мерзлых, гидратосодержащих пород на изменение температурного режима. Так при протаивание льда создает дефицит давления, а разрушение гидратов – избыток давления. Пески и рыхлые обломочные отложения легко разрушаются под воздействием градиента давления и частицы выносятся на поверхность потоком промывочной жидкости. С этим связано интенсивное кавернообразование, размыв устья скважины, потеря устойчивости и обрушение отдельных интервалов ствола скважины.

Выделившиеся при разложении гидрата газ приводит к разгазированию бурового раствора, снижению его плотности и, соответственно, снижению давления, что способствует интенсификации разложения гидрата. Развитие процесса разгазирования может привести к аварийному выбросу, дальнейшему снижению давления и к резкой интенсификации процесса разложения газовых гидратов.

Известны случаи, когда после интенсивного фонтанирования приток газа резко падает. Это объясняется тем, что разложение гидрата сопровождается значительным поглощением тепла, кроме того, увеличение объема газа приводит к снижению

температуры за счет дроссельного эффекта, что способствует дополнительному льдообразованию, консервирующему оставшуюся часть гидрата. Эти явления возможно являются причинами отсутствия притока газа из мерзлых и подмерзлотных пластов Западной и Восточной Сибири, в которых отмечались газопроявления в процессе бурения разведочных скважин, а затем они были квалифицированы как непродуктивные.

Взаимосвязь фазовых переходов гетерогенной системы газ-вода-лед-гидрат и осложнений в процессе бурения изображена на рисунке 2.

Для определения условий возникновения внезапных выбросов газа, их самопроизвольного прекращения и обоснования термобарических параметров безопасного бурения построена математическая модель тепломассопереноса в бурящийся скважине с учетом фазовых превращений газогидратов в выбуренной породе, теплообмена между бурильной колонной и кольцевым каналом, теплообменом между кольцевым каналом и окружающими горными породами [6].

Классификация режимов бурения в пространстве управляющих параметров

В работе [6] определены три режима работы скважины при проходке гидратосодержащих горизонтов, характеризующихся фазовым состоянием газогидратов в призабойной зоне. Наиболее вероятным для выброса газа является момент, когда бурильная колонна достигает ЗСГГ. Безопасным считается режим, при котором разложение гидрата в выбуренной породе происходит выше призабойной зоны, а давление на забое выше равновесного давления гидратообразования. Аварийным считается режим, когда на забое существуют термодинамические условия для разложения гидрата (давление ниже равновесного). Критическим считается режим, когда давление на забое равно равновесному давлению гидратообразования. (вода, газ и гидрат находятся в состоянии локального термодинамического равновесия).

Режим работы скважины зависит от параметров, которые можно разбить на две группы:

а) управляющие параметры (которые можно выбирать для управления термодинамическим состоянием в скважине): давление на устье; механическая скорость проходки; скорость закачки бурового раствора; начальная температура, плотность, теплоемкость, теплопроводность и пластическая вязкость бурового раствора;

б) параметры пласта: гидратонасыщенность породы, глубина залегания газогидратного пласта, пластовое давление, пластовая температура и т.д.

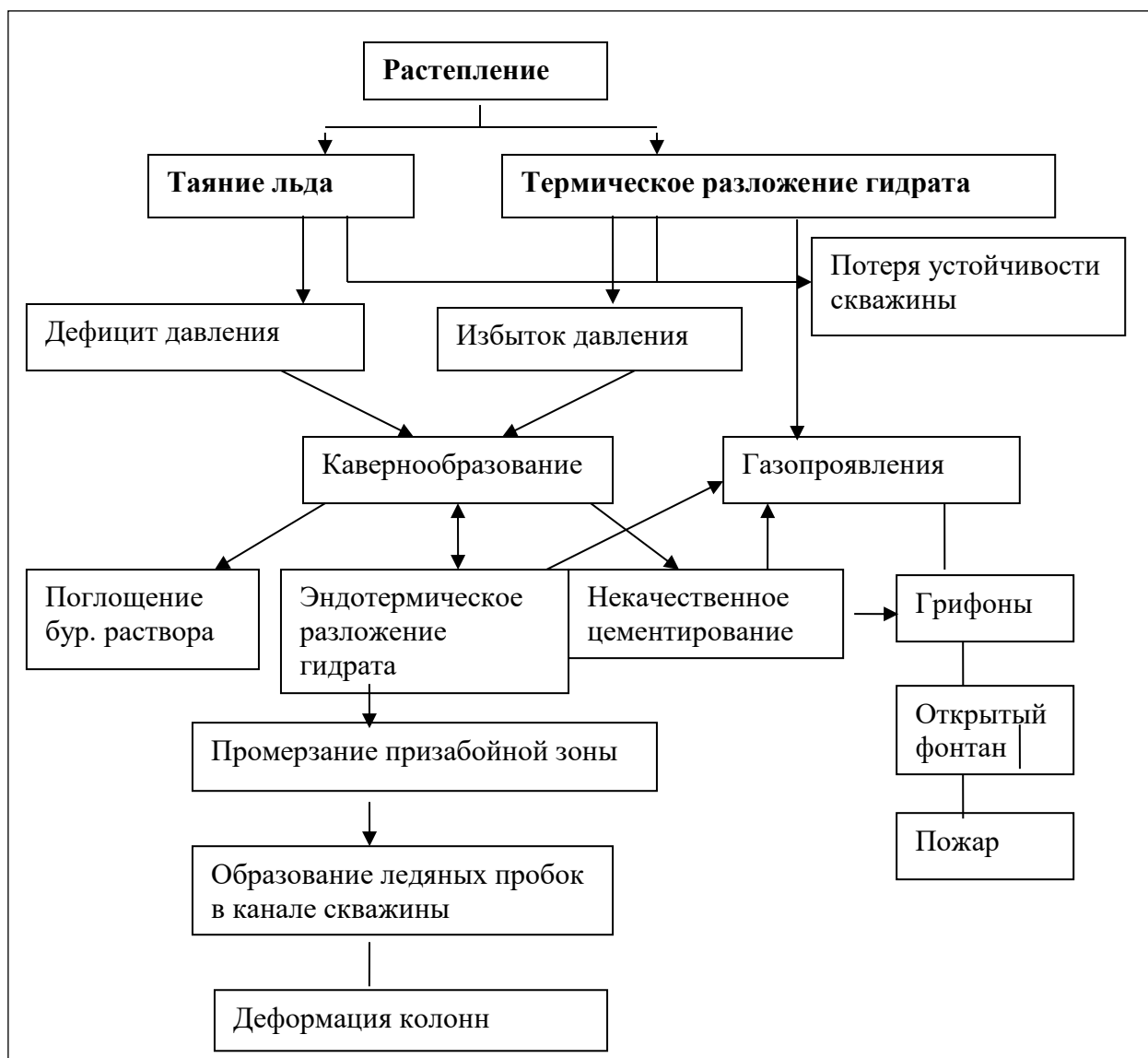


Рис. 2. Взаимосвязь фазовых переходов гетерогенной системы газ-вода-лед-гидрат и осложнений в процессе бурения

В пространстве управляющих параметров области значений, при которых осуществляется каждый из трех режимов работы скважины.

Множество управляющих параметров разбивается на две области. Если управляющие параметры принимают значения выше кривой, но ограниченные давлением гидроразрыва (область А, рисунок 3), разложение гидрата в шламе происходит выше призабойной зоны, что не приведет к аварийной ситуации, если ниже кривой (область Б рисунок 3) – на забое существуют термобарические условия для разложения гидрата.

Решая систему относительно объемной скорости закачки бурового раствора  $Q_2$  и его начальной температуры  $T_n$  при прочих заданных параметрах, получим зависимость критических значений  $Q_2(T_n)$  (рисунок 4).

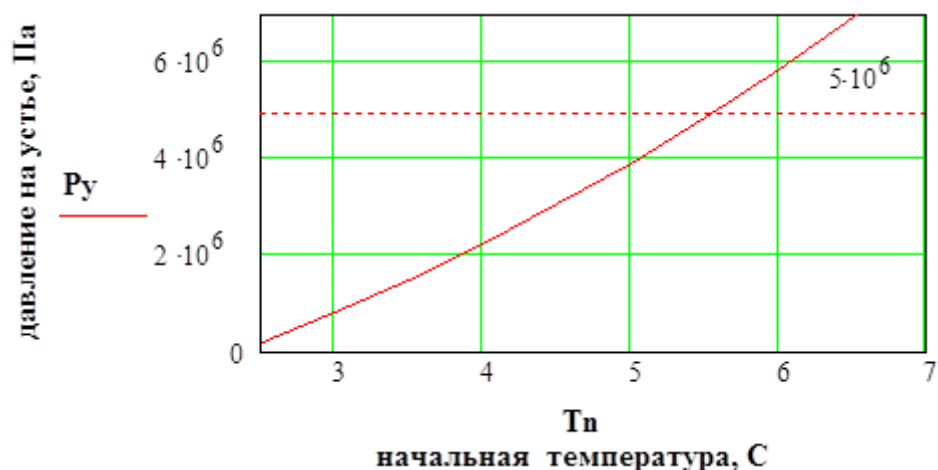


Рис. 3.- Разделение режимов бурящийся скважины в области управляющих параметров, зависимость критического давления на устье  $P_y$  от: начальной температуры бурового раствора  $T_n$ ,  $5 \times 10^6$  – давление гидроразрыва, Область А – рабочий режим, Б – аварийный режим.

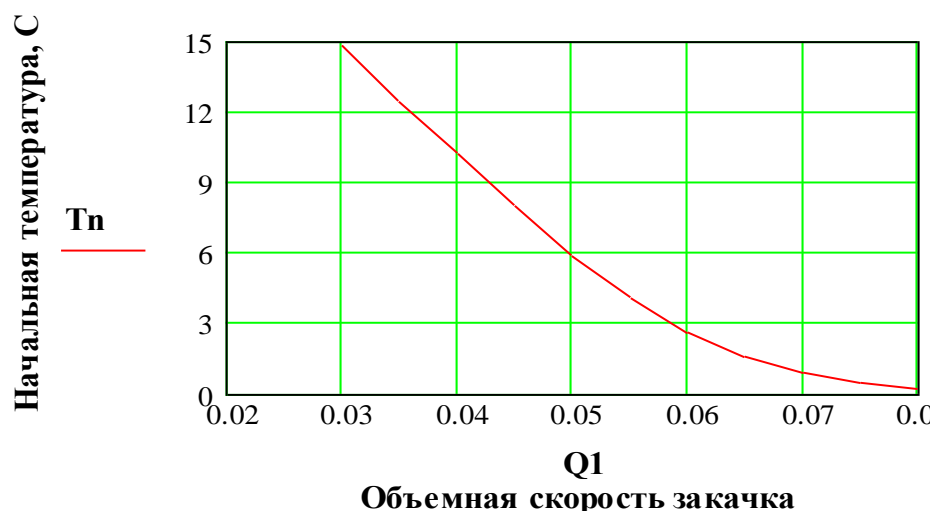


Рис. 4. Разделение режимов работы бурящийся скважины в области управляющих параметров, зависимость критической начальной температуры бурового раствора  $T_n$  от объемной скорости закачки бурового раствора  $Q_1$ , Область А – рабочий режим, Б – аварийный режим.

### Выводы.

По существующей технологии разведочного и эксплуатационного бурения разрез многолетнемерзлых пород проходится с максимальной скоростью, и любые газопроявления рассматриваются как осложнения при бурении, а не как признаки газогидратных залежей. Отсутствие учета термобарических условий вскрытия гидратосодержащих горизонтов в толще криолитозоны и ниже ее могут являться причиной внезапных выбросов газа и сложностью освоения скважин.

Данные исследования позволяют определить основные технологические параметры безопасного вскрытия ЗСГГ.

Предлагается для установления благоприятных термобарических условий в скважине: поддерживать давление на устье выше критического с помощью превенторов, начальную температуру бурового раствора ниже критической (рисунок 1.2), контролировать скорость проходки (рисунок 1.3) или скорость циркуляции бурового раствора (рисунок 1.4).

Для предупреждения осложнений необходимо контролировать термобарический режим бурящейся скважины [6]. Недостаточная геологическая изученность на наличие природных газогидратов в криолитозоне, неуправляемость термодинамическим режимом в скважине и в окружающих породах, несовершенство способов цементирования в мерзлых породах являются причинами экстремальных техногенных явлений в процессе бурения скважин.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Чувиллин Е.М., Перлова Е.В., Дубиняк Д.В. Экспериментальное моделирование условий существования газовых гидратов в морских отложениях п-ва Ямал.// Материалы II конф. Геокриологов России - М: МГУ, т.1, 2001, С.169 –173.
2. Курфюст П.Дж. Современные исследования газогидратов, проводимые геологической службой Канады.// Криосфера Земли. 1997, т.1, №3, С. 85-87.
3. Dallimore S.R. and Collett T.S. Intrapermafrost gas hydrate from a deep core hole in the Mackenzia delta, Northwest territories. Canada Geology, 23,1995, P. 527-530
4. Мельников В.П., Романовский Н.Н., Тиненко Г.С., Барковская Е.Н. Закономерности взаимодействия криолитозоны и газовой (газогидратной) залежи //Докл. АН СССР, 1995, т. 342, №2, С.213-216.
5. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. – М.:ВНИИГАЗ, 2009. – 192 с.
6. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии (под ред. Р.И.Вяхирева). М., Изд-во Академии горных наук, 1998. -576 с.
7. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение геологической модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения// Вести газовой науки, № 1 (6) / 2011, С. 132-145.
8. Buslayev V.F., Vasilyeva Z.A., Sharovar I.I. Modeling of heat mass transfer in the well while drilling in frozen and gas hydrate layers to prevent emergency of gas blowouts // Earth's Cryosphere. 2004. V. VIII. № 4. P. 72-77.