

МЕТОД ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДЕ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

М. Е. ХАРБИЗАДЕ, Э. Х. ИСКЕНДЕРОВ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Аннотация. При разработке газоконденсатных месторождений нарушение фазового равновесия, а также изменение давления, температуры и влажности газа приводит к образованию газовых гидратов в трубопроводах. Так как трасса подводных газопроводов проходит через участки с различным рельефом дна, параметры транспортируемого газа изменяются в более широком диапазоне. Поэтому разработка мероприятий по предотвращению возможных осложнений имеет важное значение.

В статье рассмотрены вопросы предотвращения образования гидратов в подводном газопроводе месторождения «Умид». Для предотвращения гидратообразования в газопроводе предложен новый метод удаления жидкой фазы и проведены соответствующие расчеты. Эффективность данного метода подтверждена результатами различных испытаний. Предложенный подход может обеспечить непрерывную и безопасную эксплуатацию газопровода.

Ключевые слова: стационарная морская платформа, газ и конденсат, гидратообразование, риск, байпас.

Цель работы. Из-за низкой температуры морской воды вероятность образования гидратов в газопроводе достаточно высока, что может вызвать сложности в процессе транспортировки. На месторождении «Умид», расположенном в азербайджанском секторе Каспийского моря, продукция скважин после первичной сепарации по трубопроводам направляется на береговые установки подготовки [1, 2].

На стационарной морской платформе «Умид-1» (СМП) газ и конденсат, добываемые из эксплуатационных скважин, проходят ежедневную первичную сепарацию в сепараторах, после чего в виде отдельных фаз подаются в трубопроводы. По транспортным линиям конденсат и газ доставляются на расположенные на берегу объекты – терминал «Дашгил-1» и участок «Дашгил байпас». Здесь они вновь проходят через сепараторы для подготовки к продаже. В первые годы разработки месторождения, до завершения строительства терминала «Дашгил-2», участок «Дашгил байпас» временно использовался для отделения остаточной жидкости и механических примесей от газа.

При транспортировке конденсата на берег трубопровод проходит по траектории Булла-82 – Блок-1 – ГСБ-1 (Газосборный пункт) и поступает в принадлежащий ГНКАР терминал «Дашгил-1». Газ же по трассе транспортировки, не проходя через промежуточные объекты, направляется напрямую на берег – на участок «Дашгил байпас».

С сентября 2022 года, в рамках проекта «Ускорение добычи», были введены в эксплуатацию два новых транспортных трубопровода. После завершения строительства транспортных линий ответственность за транспортировку газа была разделена следующим образом: подводный участок – по 20" морскому трубопроводу, а наземный участок – по 40" трубопроводу. Последний предназначен для доставки газовой смеси с терминала «Дашгил байпас» на территорию Сангочальских основных сооружений (СОС). Здесь осуществляется повторная сепарация газа от остаточной жидкости и механических примесей перед его подачей на продажу.

Как видно из приведенного ниже графика (рис.), глубина залегания подводного газопровода, соединяющего платформу «Умид-1» с участком «Дашгил байпас», постепенно увеличивается по мере удаления от платформы.



Рисунок. – Глубина залегания подводного газопровода диаметром 20", соединяющего стационарную морскую платформу «Умид-1» и участок «Дашгил байпас»

В таблице приведены данные об изменении температуры морской воды в акватории расположения стационарной морской платформы «Умид-1» в зависимости от глубины.

Таблица. – Изменение температуры морской воды в акватории СМП «Умид-1» в зависимости от глубины

Глубина воды (м)	Максимальная температура (°С)	Минимальная температура (°С)
Поверхность воды	24.9	6.2
10	24.1	6.4
20	24.0	6.6
30	24.0	6.7
50	9.3	6.7
70	7.9	6.8

Примечания:

1. Для глубин 50 м и 60 м максимальная температура $T_{\text{макс}}$ принимается соответственно равной 10 °С и 9 °С.
2. Для определения значений температуры T на промежуточных глубинах между приведенными точками следует использовать линейную интерполяцию.

Постановка задачи и ее решение. Согласно технологическим показателям за январь 2024 года, давление газа, поступающего со стационарной морской платформы «Умид-1» в подводный газопровод диаметром 20", составляет 5,8 МПа, а температура – 32 °С. Так как на платформе третья ступень сепарации продукции скважин осуществляется при указанной температуре, и установка осушки газа не предусмотрена, температура точки росы газа также равна 32 °С.

Таким образом, температура морской воды, изменяющаяся в диапазоне 6,2–24,9 °С, в течение года остается ниже точки росы газа. Это приводит к конденсации парообразной влаги и тяжелых углеводородных фракций, содержащихся в газе. Наиболее интенсивное выпадение жидкости наблюдается зимой по всей длине трубопровода, а летом – преимущественно на первых 10 км от платформы.

Для удаления накопившейся жидкости в газопроводе используется технологический процесс пропуска очистных поршней. Однако этот метод имеет существенный недостаток: запущенные в трубопровод поршни должны быть оперативно собраны и возвращены к исходной точке. Ввиду специфических климатических условий Каспийского моря, доставка поршней в срок часто осложняется, что может привести к нарушению рабочего режима газопровода, образованию гидратов и даже полной закупорке линии. В таких условиях крайне важно иметь альтернативные технологические решения [3–5].

Если применение дозированной подачи ингибитора в нормальном режиме, а также подавление осложнений за счет импульсного (однократного, 3–5 м³) впрыска ингибитора не обеспечивает желаемого эффекта, то удаление жидкой фазы из газопровода становится последним и наиболее надежным способом предотвращения полной закупорки трубопровода [2, 6].

Рассмотрим механизм действия данного метода применительно к исследуемому газопроводу, по которому транспортируется 5,0–5,5 млн м³/сутки газа, при давлении в конце линии около 4,8 МПа.

Сущность метода удаления жидкой фазы из газопровода заключается в использовании сжимаемости газа: на конце трубопровода запорный кран временно перекрывается, в результате чего создается повышение давления и возмущения потока. После кратковременной выдержки кран резко открывается, что вызывает усиление волновых процессов и рост динамики нестационарного режима, способствующих выносу накопившейся жидкости из системы [2, 3].

Для расчета процесса примем, что давление на конце трубопровода увеличивается с 4,8 МПа до 5,2 МПа.

Чтобы определить время нахождения запорного крана в закрытом состоянии, необходимо вычислить разницу объемов газа в трубопроводе до и после операции.

Объем газа в трубопроводе определяется по следующей формуле:

$$V_p = V \cdot \frac{P_{cp}}{P_0} \cdot \frac{T}{T_{cp}} \cdot \frac{1}{Z_{cp}} \quad (1)$$

$V = \frac{\pi D^2}{4} L$ – геометрический объем трубопровода.

Среднее давление в газопроводе определяется по следующей формуле:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_{нач} + \frac{P_{кон}^2}{P_{нач} + P_{кон}} \right) \quad (2)$$

Здесь: $P_{нач}$ и $P_{кон}$ – давления на начале и конце трубопровода соответственно, МПа.

Используя приведенные выражения, можно определить разницу объемов газа в трубопроводе до и после операции:

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{\pi D^2}{6} L \cdot \frac{1}{P_0} \cdot \frac{T}{T_{cp}} \cdot \frac{1}{Z_{cp}} \left(P'_{нач} \cdot P_{нач} + \frac{P_{кон}'^2}{P'_{нач} + P'_{кон}} - \frac{P_{кон}^2}{P_{нач} + P_{кон}} \right) \quad (3)$$

Здесь:

– $P'_{нач}$ и $P'_{кон}$ – давления на начале и конце трубопровода в момент открытия линейного крана, МПа;

– $P_{нач}$ и $P_{кон}$ – давления на начале и конце трубопровода в момент закрытия линейного крана, МПа.

Найдем разницу объема газа при абсолютных давлениях на начале и конце трубопровода, образовавшихся в результате закрытия линейного крана: $P'_{нач} = 5,8$ МПа, $P'_{кон} = 5,2$ МПа (Примем значения остальных параметров $P_0 = 0,1$ МПа, $T_{cp} = T = 273$ К, $T = 280$ К, или 70С, $Z_{cp} = 0,9$):

$$\Delta V = \frac{\pi \cdot 0,5^2}{6} \cdot 55542 \cdot \frac{1}{0,1} \cdot \frac{280}{273} \cdot \frac{1}{0,9} \left(5,9 \cdot 5,8 + \frac{5,2^2}{5,9+5,2} - \frac{4,8^2}{5,8+4,8} \right) =$$

$$= \frac{3,14 \cdot 0,25 \cdot 55542}{6 \cdot 0,1 \cdot 0,9} \cdot \left(0,1 + \frac{27,04}{11,1} - \frac{23,04}{10,6}\right) = 82126 \cdot (0,1 + 2,44 - 2,17) = 82126 \cdot 0,37 = 30387 \text{ м}^3.$$

Учитывая, что газ поступает в трубопровод с расходом 5,2 млн м³/сутки, рассчитаем минутный расход:

$$q = \frac{5,2 \cdot 10^6}{24 \cdot 60} = 3611 \text{ м}^3/\text{мин} \quad (4)$$

Таким образом, время нахождения крана в закрытом положении составляет:

$$t = \frac{\Delta V}{q} = \frac{30387}{3611} = 8 \text{ мин}$$

Следует отметить, что для повышения гидрогазодинамического эффекта целесообразно проводить операцию две-три раза с интервалом в один час. Физический смысл данной операции заключается в том, что при закрытии крана в трубопроводе создается высокое давление, а при его открытии возникающая высокая скорость потока газа формирует по всей длине трубопровода волны с увеличенной амплитудой и зоны разрежения.

В условиях изменяющейся динамики и инерции происходит перемещение накопившейся жидкости в пониженных участках трубопровода, что обеспечивает разрушение и смещение образовавшихся гидратных соединений. В результате происходит расширение суженных гидратами участков трубопровода, что предотвращает его полную закупорку.

Приведенный выше отчет носит примерный характер. Для конкретного случая подводного газопровода диаметром 20" от платформы «Умид-1» до участка «Дашгил байпас» оптимальные параметры применения метода удаления накопившейся жидкости следует определять посредством проведения различных комбинированных испытаний в реальных производственных условиях. При проведении тестов необходимо учитывать следующие факторы:

1. Повышение давления на конце трубопровода – от 0,1 МПа до 1,0 МПа с шагом 0,1 МПа;
2. Продолжительность повышения давления на конце трубопровода – рассчитанное время и близкие к нему интервалы;
3. Различное количество конденсата, транспортируемого вместе с газом в трубопроводе;
4. Сезонные изменения температуры морской воды;
5. Проведение операции один, два или три раза.

По результатам проводимых тестов инженерно-технический персонал сможет определить оптимальный режим применения метода удаления накопившейся жидкости из газопровода.

Результаты. На основе анализа технико-технологических параметров подводного газопровода диаметром 20" от платформы «Умид-1» до участка «Дашгил байпас» и температуры морской воды на глубинах трассы показано, что вероятность образования гидратов в трубопроводе высокая.

Для защиты газопровода от возможной гидратной закупорки рекомендовано применение метода удаления накопившейся жидкости, проведены примерные расчеты.

Для определения оптимального режима применения метода удаления жидкости в реальных условиях указаны соответствующие факторы тестирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Magerramov N.Kh., Mirzadzhanzade A.Kh. Filtration of gas-condensate mixtures in a porous medium. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 1960, 24(6), pp. 1656–1664. DOI: 10.1016/0021-8928(60)90017-4.
2. Iskandarov E.Kh. Improving the efficiency of the functioning of gas pipelines, taking into account the structural features of gas flows // <Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук > № 3 (447) май-июнь, 2021 г., с. 33–38.

3. Iskandarov E. Kh., Baghirov Sh.A. / Analytical and wave-depression methods of elimination of the onset of hydration in subsea gas pipelines. // NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan/ Series of geology and technical sciences . 2022, Volume 4, Number 454, p. 96–08.
4. E.Kh. Iskandarov, A.N. Baghirov, L.M. Shikhiyeva. Method for assessing the hydrate formation from a mixture of natural gas flows of varying degrees of moisture content. "Nafta-Gaz", Krakow, Poland, 2024, no. 1, pp. 39–44.
5. Zhou S, Chen X, He C, Wang S, Zhao S, Lv X. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts (2018) *Energies*, 11 (10), art. no. 2610. <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/10/2610/pdf>. DOI: 10.3390/en11102610.
6. Balakin, B.V, Hoffmann A.C, Kosinski P, Høiland S. Turbulent flow of hydrates in a pipeline of complex configuration (2010) *Chemical Engineering Science*, 65 (17), pp. 5007-5017. DOI: 10.1016/j.ces.2010.06.005.