

МЕТОД ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДЕ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

М. Е. ХАРБИЗАДЕ, Э. Х. ИСКЕНДЕРОВ

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

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.

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°C. 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°C.

Таким образом, температура морской воды, изменяющаяся в диапазоне 6,2–24,9°C, в течение года остаётся ниже точки росы газа. Это приводит к конденсации парообразной влаги и тяжёлых 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 счёт импульсного (однократного, 3–5 м³) впрыска ингибитора не обеспечивает желаемого эффекта, то удаление жидкой фазы из газопровода становится последним и наиболее надёжным способом предотвращения полной закупорки трубопровода [2, 6].

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 расчёты.

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, 2021г., 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.96-108.
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.