

**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 давление 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 техническо-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. İskandarov 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. İskandarov, 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.