

УДК 622.691.12; 622.279.8



## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ НА МОРСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ф.С.Исмаилов<sup>1</sup>, Ф.А.Абдулгасанов<sup>1</sup>, Р.Ж.Исаев<sup>2</sup>  
(<sup>1</sup>НИПИ «Нефтегаз», <sup>2</sup>АО «КазНИПИМунайГаз»)

С изменением термодинамических параметров газа при его подготовке к транспорту происходят образования парафиногидратных пробок и другие технологические осложнения в системе добычи и промышленной подготовки газа к транспорту. Эти осложнения нарушают рабочий режим скважин, установок подготовки газа и магистральных газопроводов. С целью повышения эффективности и качества подготовки газа на морских газоконденсатных месторождениях были исследованы термодинамические и технологические параметры газоконденсатной скважины месторождения «Умид». В статье приведены результаты расчета оптимальной нормы расхода метанола, используемого в системе, и предложена технология предотвращения образования парафиногидратных пробок.

**Ключевые слова:** установка, сепаратор, месторождение, метанол, поверхностно-активные вещества (ПАВ), ингибитор, газоконденсат, асфальто-смолистые парафинистые отложения, гидрат, штуцер.

**E-mail:** abbas.abdulhasanov@socar.az

**DOI:** 10.5510/OGP20140200200

Добыча, сбор, подготовка и транспортировка газа и газового конденсата на морских месторождениях осуществляются в осложненных условиях. Трубопроводы высоконапорного газа проходят по дну моря через очень сложные участки: длина между платформами составляет 1.5–3.0 км, диаметр - 300 мм и пролегают на глубине от 30 до 100 метров.

Результаты промышленных исследований показали, что в связи с изменением рельефа морского дна меняются и термодинамические параметры газа. Трубопроводы высоконапорного газа (6.0–10.0 МПа) имеют температуру 20–25 °С, а за счет морских вод температура их снижается до 5 °С, что приводит к отделению жидкой фазы (вода+конденсат+смесь парафинистых продуктов) от газовой. Выделенная из газа жидкость постепенно закупоривает внутреннее сечение газопровода, снижает его производительность и осложняет нормальную транспортировку газа к потребителям. Кроме того, наблюдается образование парафиногидратных отложений в технологических системах.

В настоящее время на месторождении «Умид» эксплуатируются две газоконденсатные скважины, суточная добыча которых составляет 450–800 тыс.м<sup>3</sup> газа и 200–250 т конденсата.

Смесь газоконденсата направляется на сепарационные установки, расположенные на месторождении «Булла-море», и далее на нефтегазосборный пункт (участок «Дашгиль»), находящийся на суше.

При транспортировке на берег газоконденсата с месторождения «Умид» температура газа за счет морской воды резко падает, наблюдается выпадение смеси (различных отложений) и образование парафиногидратных пробок. Эти технологические осложнения снижают производительность газопроводов и приводят к аварийным ситуациям газопромышленного оборудования.

С другой стороны, отложение этих смесей уменьшает сечения транспортной сети и нарушает технологический режим системы. Следует отметить, что выпавшие отложения осложняют проход газового потока и самыми опасными местами образования и сбора жидкой фазы являются верхние участки газопроводов на дне моря. В данном случае высота подъема газопроводов составляет 31–35 м, что создает благоприятные условия для отделения жидкой фазы и уменьшения сечения трубопроводов, а также снижения эффективности технологической системы.

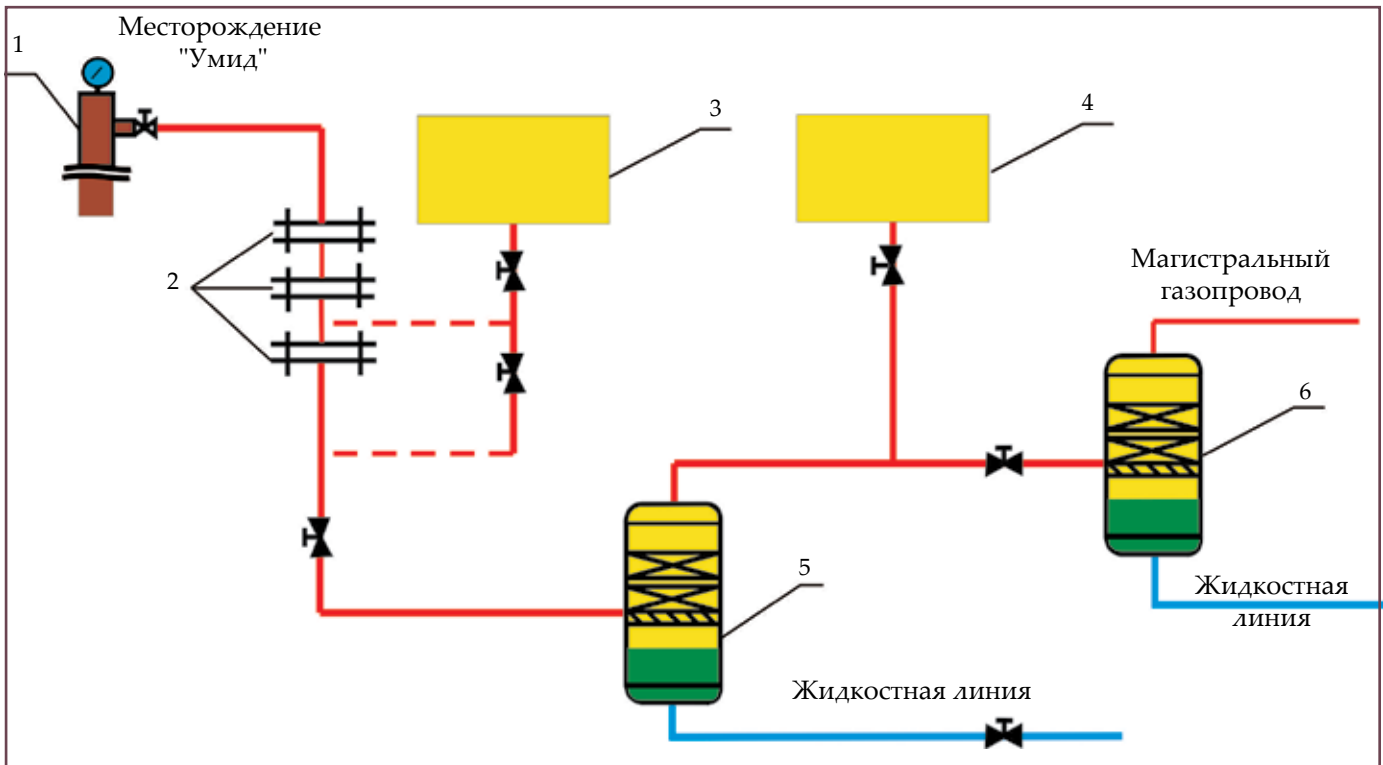
Технологическая схема подготовки и транспортировки газа и газового конденсата на месторождении «Умид» приведена на рисунке 1.

На устье скважины давление газа составляет 45–51 МПа, а температура - 60–70 °С. Согласно технологии подготовки смесь газоконденсата с такими параметрами проходит через трехступенчатый штуцер, где происходит дросселирование газа. Давление газа изменяется:

- на 1-ом штуцере – 45–51 МПа;
- на 2-ом штуцере – 18–20 МПа;
- на 3-ем штуцере – 5.3–5.8 МПа за счет снижения давления и температуры газа.

Таким образом, с месторождения «Умид» газоконденсат под давлением 5.3–5.8 МПа и при температуре 20–25 °С поступает на сепарационные установки месторождения «Булла-море». Газопровод проходит по дну моря, где окружающая среда способствует понижению температуры газа (до 6–7 °С) и давления (2.8–3.0 МПа). Для обеспечения безгидратного режима, транспортируемого до береговой установки газа, в газовый поток подается ингибитор-метанол.

Для своевременного предупреждения возникающих проблем при подготовке и транспортировке газа, а также повышения эффективности действу-



**Рис.1. Принципиальная технологическая схема установки подготовки газа на месторождении «Умид»**  
 1. Газоконденсатная скважина; 2. Штуцеры; 3, 4. Метанольные емкости; 5, 6. Сепараторы

ющей технологии на месторождении «Умид», требуется разработка и внедрение новых комплексных научно-технических решений.

Экспериментальным путем установлено, что в составе добываемого газа и газового конденсата содержится до 16-18% парафино-асфальто-смолистых отложений (АСПО), которые создают технологические осложнения при добыче и промышленной подготовке газа к транспорту.

АСПО отлагаются в шлейфах, сепараторах, выкидных линиях, газопроводах и др., что сильно затрудняет как работу скважины, так и установок подготовки газа и транспортной системы. На процесс парафиноотложения также большую роль оказывают характеристики самих парафинов. В ходе исследования транспортной системы месторождения "Умид" установлено, что изменения термодинамических условий при транспортировке газового конденсата от устья скважины до береговой установки подготовки газа к транспорту приводит к массовой кристаллизации растворенного парафина и выпадению отложений в отдельных узлах газопромышленного оборудования.

Определены влияния смеси метанола и поверхностно активных веществ (ПАВ) при их различных концентрациях на предупреждение отложений парафина в системе. Результаты экспериментов приведены в таблице 1.

Из таблицы видно, что добавка ПАВ в состав метанола 0.1-0.5% мас. предотвращает АСПО до 50%, что значительно улучшает транспортную систему газа и газового конденсата. Также уменьшает норму расхода метанола, используемого в качестве ингибитора для предупреждения гидратообразования в системе промышленной подготовки газа к транспорту.

Установлено, что метанол в отдельности способ-

ствует предупреждению АСПО на 20-25%. Однако, для достижения более глубокого предотвращения АСПО в системе промышленной подготовки газа и газового конденсата на месторождении «Умид» продолжается разработка более эффективного состава ингибитора.

В настоящее время на месторождении в системе промышленной подготовки газа к транспортировке для предотвращения гидратообразования на входе штуцеров и сепараторов в газовый поток подается ингибитор-метанол. До проведенных исследований норма расхода метанола на 1000 м³ газа не определялась, что в свою очередь приводило к излишнему расходу метанола.

Как известно, при подготовке природного газа к транспорту происходит изменение давления, температуры и объема добываемого газа. Это в свою очередь значительно влияет на расход метанола, используемого в качестве ингибитора гидратообразования в технологии подготовки газа.

Учитывая вышеизложенное, необходимо произвести уточненные расчеты по определению норм расхода метанола, что является весьма актуальным.

Расчет норм расхода метанола значительно зависит от давления, температуры газа, влагосодержания, компонентного состава и количества

Зависимость АСПО от концентрации ПАВ в метаноле						
	АСПО без добавки ПАВ	Концентрация ПАВ в метаноле, % мас.				
Содержание АСПО 16–18%		0.05	0.08	0.1	0.3	0.5
АСПО	90	82	75	54	48	40

углеводородного конденсата.

Результаты многолетних опытов показали, что часть используемого метанола растворяется в газовой и жидкой фазе, а другая часть в пластовой воде, углеводородном конденсате и асфальто-смолистых парафиновых соединениях.

Как было указано выше, добываемый газоконденсат в своем составе содержит около 16–18% парафинистых веществ.

Отложения этих веществ в транспортной системе наблюдаются постоянно, что сильно влияет на увеличение норм расхода метанола. Для проведения расчета по уточнению норм расхода метанола необходимо учесть растворимость метанола в парафинистых соединениях. При расчете были использованы самые современные методики, отвечающие всем требованиям отраслевого стандарта [1–4].

В начале находим расход метанола для поглощения водяных паров в газовой фазе, что в основном зависит от количества влаги и от концентрации свежего и отработанного метанола, подаваемого в газовый поток.

Расчет ведется по нижеприведенной формуле:

$$D_q = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0.001 \cdot C_2 \cdot \alpha \quad (1)$$

где  $W_1, W_2$  – количество водяного пара в газовой фазе до и после впрыскивания метанола, кг/м<sup>3</sup>;

$C_1, C_2$  – концентрация отработанного и свежего метанола, подаваемого в газовый поток, %мас.

$\alpha$  – отношение содержания метанола в газе, обеспечивающего насыщение газа, к весовой концентрации в воде.

Следует отметить, что для нахождения количества воды при определенных давлениях и температурах на каждый м<sup>3</sup> добываемого газа используется номограмма [2]. Согласно этой номограмме, зная плотность, давление и температуру газа, можно определить равновесное влагосодержание газа.

Плотность газа и концентрация используемого технического метанола при подготовке газа на месторождении «Умид», соответственно составляют 0.720–0.740 кг/м<sup>3</sup> и 99.9% мас.

В технологическом процессе понижение температуры гидратообразования ( $D_i$ ) зависит от концентрации используемого метанола.

Зная значения давления и температуры газа можно определить понижение температуры гидратообразования в зависимости от концентрации насыщенного раствора метанола по нижеприведенной формуле:

$$C_2 = \frac{M \times \Delta t}{K + M \times \Delta t} \cdot 100 \quad (2)$$

где  $C_2$  – концентрация отработанного метанола в растворе, % мас.

$M$  – молекулярный вес метанола, у.е.;

$K$  – коэффициент константа для метанола,  $K = 1220$ ;

$D_i$  – понижение равновесной температуры гидратообразования, °С.

Расчеты по уточнению норм расхода метанола для обеспечения безгидратного режима при транспортировке газа от платформы «Умид-1» до береговой установки выполнены поэтапно.

Установлено, что вышеуказанные термодинамические параметры газа ( $P, T$ ) соответствуют условиям гидратообразования [3].

Тогда, понижение температуры гидратообразования газа определяется с помощью формулы:

$$D_{\text{гид}} = T_{\text{гид}} - T_{\text{рас}} \quad (3)$$

где:  $D_{\text{гид}}$  – понижение температуры гидратообразования, °С;

$T_{\text{гид}}$  – температура начала гидратообразования газа в начальной точке, °С;

$T_{\text{рас}}$  – температура газа в расчетных точках, °С;

Следует отметить, что расчеты по определению норм расхода метанола для подготовки газа на месторождении «Умид» произведены в двух вариантах.

#### Первый вариант:

После дросселирования газа на трехступенчатых штуцерах, газ под давлением 5.3–5.8 МПа и при температуре 20–25 °С направляется на сепарационную установку, которая эксплуатируется на глубоководной стационарной платформе месторождения «Булла-море». За время прохождения газа на глубине моря 31–35 метров и на расстояние 18 км температура газа снижается до 6–7 °С.

Для обеспечения понижения температуры гидратообразования в технологической системе в формулу (3) подставляются вышеуказанные значения и производится расчет:

$$\Delta t_{\text{гидр.}} = 22.5 - 6.5 = 16 \text{ °С}$$

Понижение температуры гидратообразования газа составит 16 °С.

Однако, многолетний опыт показывает, что подготовка газа к транспорту на морских месторождениях проходит в очень сложных условиях, поэтому понижение температуры гидратообразования газа должно быть на 2–3 °С ниже от температуры, определенной расчетным путем.

Для обеспечения понижения температуры гидратообразования газа в системе до 18–19 °С необходимо определить концентрацию метанола в отработанном растворе по формуле (2):

$$C_2 = \frac{32 \times 18}{32 \times 18 + 1220} \times 100 = 32.0 \text{ \% мас.}$$

Значит при первом варианте для понижения температуры гидратообразования до требуемого значения концентрация метанола в отработанном растворе должна составить 32.0%мас.

Для проведения расчета по двум вариантам в таблице 2 приведены показатели процесса.

При первом варианте, используя фактические промышленные данные, расчет норм расхода метанола производится в нижеследующей последовательности:

1-й этап: определяют количество метанола для насыщения жидкой фазы по уравнению (1):

$$D_{\text{влага}} = \frac{(0.5 - 0.24) \times 32.0}{99.9 - 32.0} = 0.1225 \times 3 \text{ кг/тыс.м}^3$$

Следовательно, количество метанола для поглощения водной фазы составит 0.12253 кг/тыс.м<sup>3</sup>.

2-й этап: распределение метанола в газовой фазе определяется по формуле:

$$Dq = 0.1 \cdot \alpha \cdot C_2 \quad (4)$$

где  $C_2$  – концентрация метанола в отработанном растворе, % масс;

$\alpha$  – отношение содержания метанола в газе, обеспечивающего насыщение газа, к весовой концентрации в воде, которое в зависимости от давления и температуры находят из графика [3].

При давлении 5.3–5.8 МПа и температуре 20–25 °С значение  $\alpha = 43$ .

Тогда:

$$D_{\text{газ}} = 0.1 \cdot 43 \cdot 0.32 = 1.376 \text{ кг/тыс.м}^3$$

Следовательно, при подготовке газа к транспортировке с платформы «Умид-1» до месторождения «Булла-море» норма расхода метанола в жидкой и газовой фазе составит:

$$S_1 = D_{\text{ж}} + D_{\text{г}} = 0.12253 + 1.376 = 1.49853 \text{ кг/тыс.м}^3$$

Третий этап: определена растворимость метанола в углеводородном конденсате, потери метанола следует учесть при уточнении его норм расхода. Опытным путем установлено, что растворимость метанола в углеводородном конденсате и парафинистых соединениях составляет 20–21%.

Рассчитываются потери метанола в вышеуказанных средах:

$$S_1 = 1.49853 \cdot 0.20 = 0.29997 \text{ кг/тыс.м}^3$$

$$S_1 = 1.49853 + 0.29997 = 1.798236 \text{ кг/тыс.м}^3$$

Расчетным путем установлено, что для предупреждения отложения парафинистых веществ и обеспечения безгидратного режима при транспортировке газа и газового конденсата от месторождения «Умид» до месторождения «Булла-море» норма расхода метанола составляет 1.8 кг на 1000 м<sup>3</sup> газа.

Второй вариант расчета для обеспечения нормального транспорта газа от месторождения «Булла-море» до берегового терминала на участке «Дашгиль» произведен на основе фактических данных, указанных в таблице 2. Расчет по второму варианту произведен аналогично первому. По всем позициям норма расхода метанола составляет 0.650 кг/тыс.м<sup>3</sup> газа в сутки.

$$S = S_1 + S_2 = 1.8 + 0.650 = 2.45 \text{ кг/1000 м}^3$$

Общая норма расхода метанола для подготовки газа на месторождении «Умид» составила 2.45 кг на 1000 м<sup>3</sup> газа.

Наряду с этим, для беспрепятственной транспортировки газа и парафинистого газового конденсата от месторождений до берега для предотвращения образования АСПО и других отложений предложена технология повышения эффективности вытеснения жидкой и твердой фазы, вместо высоконапорного газа в газовый поток рекомендуется совместно с метанолом подавать химические реагенты, которые способны образовывать пенную систему. Для этого предполагается использовать различные ПАВ. Также рекомендуется использовать гелеобразные поршни. Использование предложенного комплексного мероприятия даст возможность повысить интенсивность вытеснения выпавших отложений в системе транспортировки газоконденсатных смесей на месторождении «Умид» между глубоководными морскими основаниями и береговой установкой подготовки газа к транспорту.

Применение этого способа исключает выпадение твердых отложений в трубопроводе, предотвращает потери газа в системе и уменьшает норму расхода метанола. Предложенный способ очень прост и его внедрение потребует некоторых изменений в технологии существующего газопромышленного оборудования.

Таблица 2

Последовательность расчета количества метанола для предотвращения гидратообразования природного газа

№№	Параметры подготавливаемого газа	показатели	
		в начале	в конце
<b>Первый вариант</b>			
1	Давление, МПа	5.3–5.8	2.8
2	Температура, °С	20–25	6–7
3	Количество равновесного влагосодержания газа, кг / 1000 м <sup>3</sup>	0.5	0.25
4	Температура начала гидратообразования, °С	15–16	6–7
5	Понижение температуры гидратообразования, °С ( $D_i$ )	18–19	18–19
6	Потери метанола при растворении в газоконденсате и парафинистых веществах ( норма расхода метанола на 1000 м <sup>3</sup> газа, %)	10–12	10–12
<b>Второй вариант</b>			
1	Температура газа на входе сепаратора, °С	6–7	3–5
2	Температура газа на выходе сепаратора, °С	6–7	3–5
3	Количество равновесного влагосодержания в газе, кг / 1000 м <sup>3</sup>	0,2	0,1
4	Температура гидратообразования, °С	12	12
5	Понижение температуры начала гидратообразования, °С ( $D_t$ )	12	12
6	Потери метанола при растворении в газоконденсате и парафинистых веществах ( норма расхода метанола на 1000 м <sup>3</sup> газа, %)	3–4	3–4

### Выводы

На основании результатов проведенных исследований разработаны нижеследующие научно-технические решения:

1. Расчетным путём установлена норма расхода метанола для подготовки газа и газового конденсата к транспорту;
2. Предложено модернизировать внутренние конструкции существующих сепараторов;
3. Для вытеснения жидкой фазы, выпавшей в высоконапорном трубопроводе, предложено использовать телеобразные и механические шары;
4. Для предотвращения образования твердых отложений предложено создавать различные составы на основе химических реагентов местного производства;
5. На основании результатов исследования для предупреждения АСПО в трубопроводах высоконапорного газа предложено использовать комплексные реагенты на основе различных химических реагентов местного производства;
6. Предложен способ для вытеснения выпавшей жидкой фазы из трубопровода высоконапорного газа с применением высоковязких упругих составов.

### Литература

1. Методика расчета норм расхода метанола для борьбы с гидратообразованиями. М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2006.

[Metodika rascheta norm rashoda metanola dlya borby s gidratoobrazovaniyami. M.: ООО "Gazprom VNIIGAZ", 2006]

2. Т.М.Бекиров, А.Т.Шаталов. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра, 1986.

[T.M.Bekirov, A.T.Shatalov. Sbor i podgotovka k transportu prirodnih gazov. M.: Nedra, 1986]

3. Г.Г.Гумбатов, А.З.Абдулгасанов, В.И.Алиев. Ингибитор гидратообразования для подготовки газа в системе газлифта и внутрипромыслового транспорта морских нефтегазовых месторождений //Азербайджанское нефтяное хозяйство. -1996. -№6. -С.53-55.

[G.G.Gumbatov, A.Z.Abdulgasanov, V.I.Aliyev. Ingibitor gidratoobrazovaniya dlya podgotovki gaza v sisteme gazlifta i vnutripromyslovogo transporta morskikh neftegazovykh mestorozhdeniy //Azerbaydjanskoe neftyanoye hozyaystvo. -1996. -№6. -S.53-55]

4. А.В.Грунвальд. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. //Нефтегазовое дело, 2007.

[A.V. Grunvald. Usage methanol in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation and forecast of its consumption in the period until 2030 //Oil and Gas Business, 2007]

### Gas treatment efficiency upgrading at off-shore gas condensate field

F.S.Ismayilov<sup>1</sup>, F.A.Abdulhasanov<sup>1</sup>, R.J.Isayev<sup>2</sup>

(<sup>1</sup>«OilGasScientificResearchProject» Institute, <sup>2</sup>JSC «KazNIPIMunayGas»)

#### Abstract

Changes of thermodynamic parameters in gas treatment result in paraffin blockage and other technical complications in production system. These complications cause problems in well operating mode, gas treatment facilities and gas pipelines. Thermodynamic and technological parameters of gas-condensate wells in the field "Umid" were investigated in order to improve the efficiency and gas treatment quality at offshore gas condensate fields. The results of estimation of optimal methanol consumption rate used in the system are given and paraffin-hydrate bridging control technology is proposed in the article.

### Dəniz qazkondensat yataqlarında nəqlə hazırlanan qazın effektivliyinin artırılması

F.S.İsmayılov<sup>1</sup>, F.A.Əbdülhəsənov<sup>1</sup>, R.J.İsayev<sup>2</sup>

(<sup>1</sup>«Neftqazelmiteddqiqatlayihə» İnstitutu, <sup>2</sup>SC «QazNIPIMunayQaz»)

#### Xülasə

Qazın nəqlə hazırlanması zaman onun termodinamiki parametrlərinin dəyişməsi ilə parafin-hidrat tıxaclarının əmələ gəlməsi və qazın hasilatı və nəqli üçün mədən hazırlığı sistemində digər texnoloji mürəkkəbləşmələr baş verir . Bu mürəkkəbləşmələr quyuların, qazın nəqlə hazırlanması qurğularının, magistral qaz kəmərlərinin iş rejimini pozur. Dəniz qaz-kondensat yataqlarında qazın hazırlanması keyfiyyətinin və effektivliyinin yüksəldilməsi məqsədi ilə «Umid» yatağının qaz-kondenst quyularının termodinamiki və texnoloji parametrləri tədqiq edilib. Məqalədə metanol sərfinin optimal normasının hesablanması nəticələri göstərilmişdir və parafin-hidrat tıxaclarının əmələ gəlməsinin qarşısını ala biləcək texnologiya təklif edilmişdir.