

УДК 665.276-622.279.23/4

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕМБРАННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА
НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ГАЗПРОМ»**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF MEMBRANE TECHNOLOGY
FOR DRYING OF NATURAL GAS AT GAZPROM FACILITIES**

Р. Е. Шестерикова, С. Н. Овчаров, А. Ю. Калининченко, Е. А. Шестерикова
R. E. Shesterikova, S. N. Ovcharov, A. Yu. Kalinichenko, E. A. Shesterikova

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь

Ключевые слова: современные технологии; мембраны; осушка; энергозатраты; компрессор
Key words: advanced technologies; membrane; drying; energy consumption; compressor

Промысловая подготовка газа заключается в удалении из него влаги и тяжелых углеводородов до требований СТО Газпром 089–2010 [1]. Наличие в добываемом газе избыточной влаги вызывает ряд серьезных проблем при его транспортировании: при снижении температуры происходит конденсация водяных паров, что приводит к увеличению гидравлических потерь в трубопроводе, снижению его пропускной способности за счет образования гидратов и коррозии оборудования.

Выбор способа осушки газа зависит от его состава, термобарических условий разработки месторождений и давления в транспортном газопроводе. Мощность установок осушки газа зависит от расхода газа и его влагосодержания, которое, в свою очередь, зависит от давления и температуры на устье скважин.

Проблема осушки газа на малых месторождениях обусловлена высокими капитальными и эксплуатационными затратами, связанными с подготовкой газа к транспортировке абсорбционными методами.

Перспективное направление решения данной проблемы авторы [1, 2] связывают с инновационной наномембранной технологией, преимуществом которой является экологическая чистота, так как отсутствуют жидкие отходы, требующие специальной очистки.

Принцип действия мембранной технологии заключается в селективной проницаемости через мембрану компонентов газа за счет перепада давления на внешней и внутренней поверхностях мембраны. Углеводороды газа не проникают через мембрану, а остаются в области высокого давления — в полости мембраны, влага и часть углеводородов, размеры молекул которых сопоставимы с размерами молекул воды, наоборот, проникают через нее, образуя газ низкого давления — пермеат.

Для определения эффективности осушки природного газа путем мембранного разделения были выполнены теоретические исследования, результаты которых представлены в статье. Принципиальная схема мембранной установки осушки газа приведена на рисунке 1 [1, 2].

Газ предварительно очищается в сепараторе С-101 от капельной влаги и механических примесей. После предварительной очистки газ проходит тонкую очистку на блоке фильтров БФ-101 и поступает в газоразделительный мембранный блок ГРБ-101, в котором проводится осушка газа.

Осушенный газ направляется в газотранспортную сеть. Пермеат — газ низкого давления, направляется на компрессор М-102 для повышения давления газа до давления сырьевого газа.

Для охлаждения сжатого газа используется воздушный холодильник АВО-102, по мере снижения температуры газа влага конденсируется, и в сепараторе С-102 происходит разделение газа и жидкости.

После отделения сконденсировавшейся воды пермеат смешивается с сырьевым газом, который поступает на блок фильтров БФ-101.

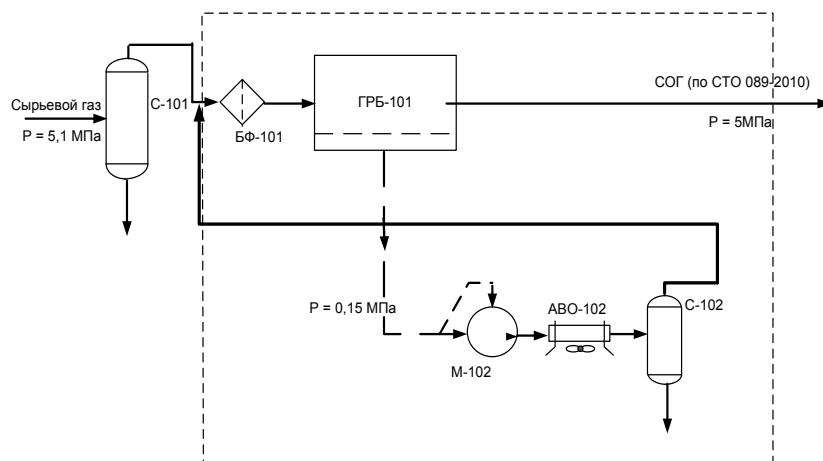


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки осушки газа

Такая схема исключает сброс пермеата на факельную установку. Часть пермеата используется в качестве топливного газа для привода компрессора М-102.

В таблице 1 приводятся технологические параметры мембранной установки для осушки газа [3, 4].

Таблица 1

Технологические параметры мембранной установки

Показатель	Обозначение	Размерность	Величина
Давление газа на входе	P_r	МПа	5,20
Температура	t_r	$^{\circ}\text{C}$	45,00
Доля пермеата	α	%	11,04
Давление пермеата	$P_{\text{перм}}$	МПа	0,15
Температура осушенного газа	$t_{\text{ог}}$	$^{\circ}\text{C}$	45
Температура пермеата	$t_{\text{п}}$	$^{\circ}\text{C}$	40
Расход осушаемого газа	Q_r	$\text{м}^3/\text{ч}$	54 330
Температура точки росы осушенного газа	$t_{\text{т.р.}}$	$^{\circ}\text{C}$	-10

Из приведенных данных (см. табл. 1) следует, что для утилизации пермеата путем компримирования и возврата в цикл осушки необходимо поднять давление от 0,15 до 5,1 МПа. Степень сжатия газа составляет $\varepsilon = 35$. При такой степени сжатия нерационально использовать центробежные компрессоры из-за низкого коэффициента полезного действия (КПД) [5]. При больших степенях сжатия КПД центробежного компрессора снижается и может достигать нескольких процентов, так как общий КПД компрессора связан со степенью сжатия следующим степенным выражением:

$$\eta = \eta_k^n,$$

где η — КПД компрессора; η_k — КПД одной ступени; n — число ступеней центробежного компрессора.

Из приведенных данных (см. табл. 1) следует, что число ступеней сжатия для компримирования пермеата составит 18, тогда при КПД одной ступени сжатия 80 % общий КПД машины составит 1,8 %.

На практике для компримирования газа объемом не более 12–15 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ используются многоступенчатые поршневые компрессоры с промежуточным охлаж-

дением сжимаемого газа между ступенями [5]. Для повышения давления от 0,15 до 5,1 МПа потребуется поршневой четырехступенчатый компрессор.

Технологическая схема осушки газа мембранным методом с полным циклом утилизации пермеата приведена на рисунке 2.

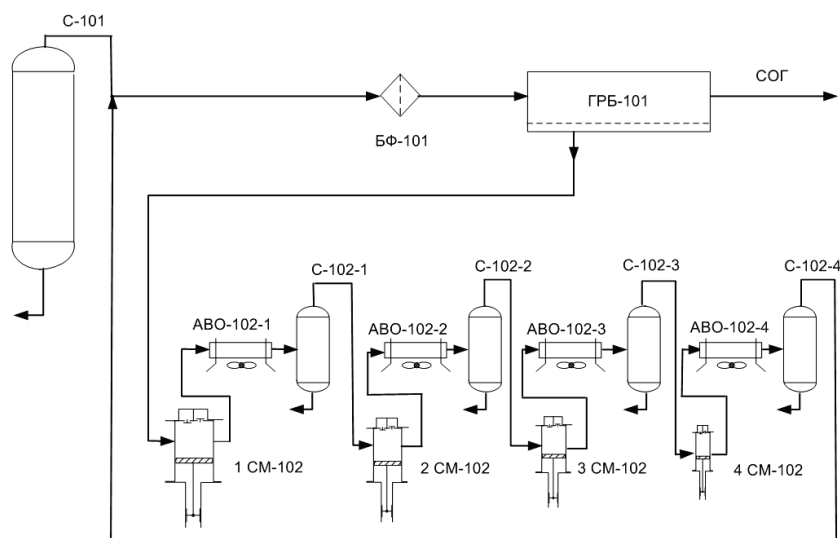


Рис. 2. Принципиальная схема осушки газа мембранным методом

Процесс осушки газа требует затрат энергии, количество которой зависит от применяемой технологии. Для оценки инженерного совершенства технологической схемы осушки газа мембранным методом выполнен энергетический анализ.

Основная статья энергозатрат мембранной технологии осушки газа — это затраты энергии на компримирование пермеата.

Вторая составляющая энергозатрат на осушку газа мембранным методом — это энергозатраты на охлаждение сжимаемого газа (пермеата). Сжатие газа сопровождается повышением температуры. Температура разогрева газа ограничивается 120 °С, для этого применяется промежуточное охлаждение газа после каждой ступени сжатия.

Результаты расчета затрат энергии на сжатие пермеата поршневым компрессором приводятся в таблице 2. Расход пермеата составляет 6 000 м³/ч.

Таблица 2

Результаты расчета энергозатрат на сжатие пермеата

Показатель	Обозначение	Размерность	1-я ступень	2-я ступень	3-я ступень	4-я ступень
Начальная температура	T_1	К	315	313	313	313
Начальное давление	P_1	МПа	0,15	0,375	0,938	2,345
Конечное давление	P_2	МПа	0,375	0,938	2,345	5,159
Конечная температура	T_2	°С	101	101	101	90,2
Теоретические энергозатраты на адиабатическое сжатие	E_t	кВт	233,43	233,43	233,43	192,42
КПД привода компрессора	η	—	0,2			
Фактические энергозатраты на сжатие	$E_{\text{общ}}$	кВт	4 462			

Из данных таблицы 2 следует, что для сжатия пермеата фактические энергозатраты составят 4 462 кВт.

Для оценки энергозатрат на промежуточное охлаждение и мощности воздушных холодильников выполнен расчет при следующих исходных данных:

объемный расход газа	6000 м ³ /ч
начальная температура газа	120 °С
конечная температура газа	30 °С
начальная температура воздуха	20 °С
конечная температура воздуха	65 °С
удельная теплоемкость газа	0,5 ккал /м ³ ·°С
удельная теплоемкость воздуха	0,311 ккал /м ³ ·°С
коэффициент теплопередачи	10,32 ккал м ² ·ч·°С
показатель адиабаты для воздуха	1,44
универсальная газовая постоянная	0,088 ккал /м ³ ·К
степень сжатия колеса вентилятора	1,21
КПД колеса вентилятора	0,85

Результаты расчета приведены в таблице 3 [5, 7].

Таблица 3

Результаты расчета АВО многоступенчатого поршневого компрессора

Показатель	Размерность	АВО 1-й ступени	АВО 2-й ступени	АВО 3-й ступени	АВО 4-й ступени
Тепловая нагрузка	ккал /ч	213 000	213 000	213 000	213 000
Расход воздуха на охлаждение	м ³ /ч	15 220	15 220	15 220	15 220
Поверхность теплообмена	м ²	793	793	793	793
Мощность вентилятора АВО	кВт	247,7	247,7	247,7	247,7
Общая мощность 990,8 кВт					

Из приведенных данных (см. табл. 3) следует, что потребляемая мощность вентиляторов четырех АВО составляет 990,8 кВт. Общая потребляемая мощность на компримирование пермеата (сжатие и охлаждение) составляет 5 452,8 кВт.

Коэффициент энергоемкости процесса утилизации (компримирования) пермеата составляет $KЭП = 5\,452,8/54,65 = 99,7$, что свидетельствует о низком инженерном совершенстве технологии.

Рассмотрим вариант применения мембранной технологии на одном из месторождений для осушки газа, имеющий следующий компонентный состав, %_{об}: метан — 96,065; этан — 1,74; пропан — 0,27; i-бутан — 0,09; n-бутан — 0,06; i-пентан — 0,03; n-пентан — 0,01; Σ гексанов_{ост.} — 0,035; азот — 1,56; диоксид углерода — 0,13; гелий — 0,01; $C_{5+высш} = 2,57$ г/м³. Относительная плотность 0,575. Осушенный газ подается в газопровод, в котором давление 1,2 МПа.

Изменение устьевых давлений скважин в процессе разработки данного месторождения приводится на рисунке 3.

Падение давления в процессе разработки месторождения будет сопровождаться увеличением количества влаги в газе, то есть по мере разработки месторождения производительность установки осушки будет увеличиваться. Это существенный фактор, который оказывает влияние на выбор технологии промышленной подготовки газа на весь период эксплуатации месторождения.

Вторым фактором при выборе технологии промышленной подготовки газа является давление в транспортном газопроводе, особенно в период завершающей стадии разработки месторождения.

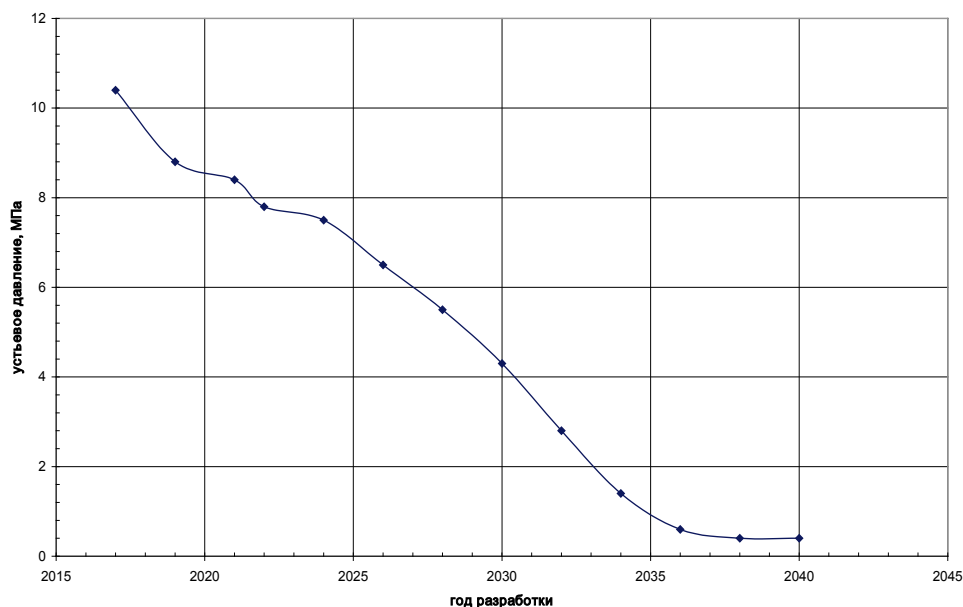


Рис. 3. Изменение устьевого давления во времени

На рисунке 4 приведены данные изменения суточных отборов газа на весь период разработки рассматриваемого месторождения.

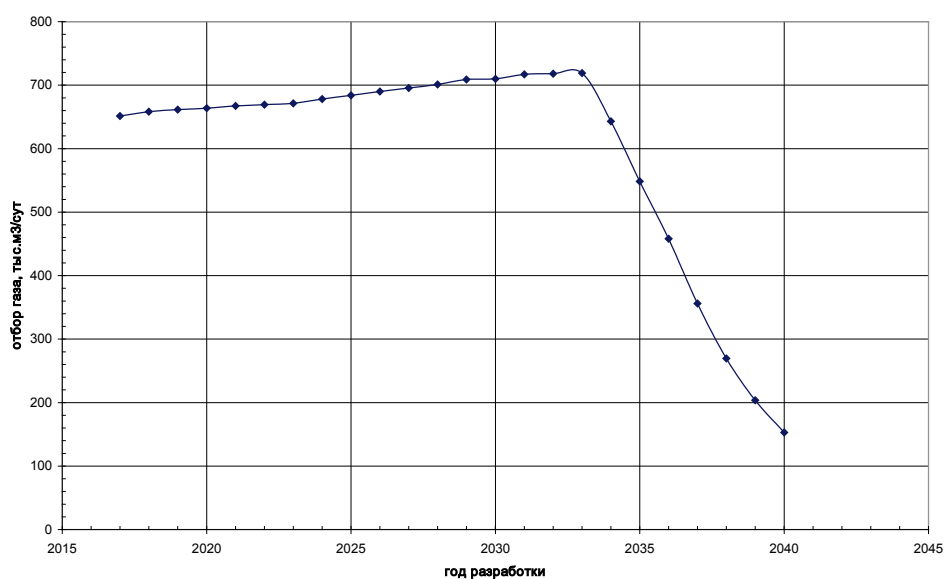


Рис. 4. Изменение суточных отборов газа

Проведем анализ работы мембранной установки для осушки газа на весь период разработки месторождения с учетом данных (см. рис. 3, 4).

Рабочее давление газа на входе мембранной установки составляет 5,2 МПа. На период 2016–2028 гг. давление газа составляет от 10,0 МПа до 5,5 МПа. Следовательно, перед подачей газа на установку мембранной осушки (УМО) необходимо осуществлять его дросселирование.

На рисунке 5 приводится блок-схема осушки газа на период 2016–2028 гг.

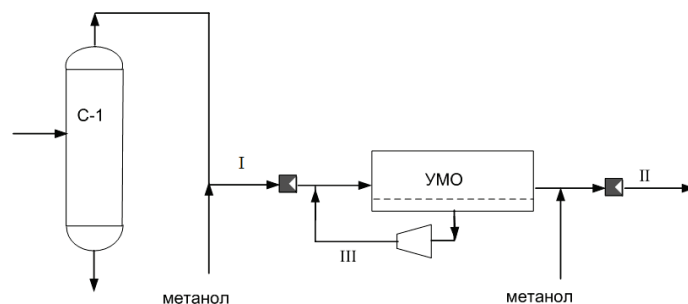


Рис. 5. Блок-схема промышленной подготовки газа 2016–2028 гг.
I — сырьевой газ, II — осушенный газ, III — пермеат

В таблице 4 приводятся результаты расчетных исследований технологии мембранной осушки газа с начала разработки до 2028 года.

Таблица 4

Результаты расчета осушки газа в начальный период разработки

Показатель	Обозначение	Размерность	Величина
Устьевое давление осушаемого газа	P_c	МПа	10,00
Давление газа до мембраны	P_r	МПа	5,20
Давление газа после мембраны	P_m	МПа	5,00
Температура	t_r	$^{\circ}\text{C}$	35,00
Доля пермеата	α	%	11,00
Давление пермеата	$P_{\text{нг}}$	МПа	0,15
Температура пермеата	$t_{\text{ог}}$	$^{\circ}\text{C}$	30
Расход осушаемого газа	Q_r	$\text{м}^3/\text{ч}$	29 900
Температура точки росы осушенного газа	$t_{\text{г.р.}}$	$^{\circ}\text{C}$	–10
Количество извлекаемой воды на мембранах	ΔW	кг/ч	27,8
Теоретический расход энергии на осушку газа	$E_{\text{теор}}$	кВт	17,45
Расход пермеата	$Q_{\text{п}}$	$\text{м}^3/\text{ч}$	3 289
Степень сжатия пермеата	$\varepsilon_{\text{гнд}}$	—	34,7
Число ступеней сжатия поршневым компрессором	$n_{\text{пк}}$	шт	4
Степень сжатия газа одной ступенью $\varepsilon_1 = (P_{\text{кон}})^{0,25}$	ε_1	—	2,69
Энергозатраты на компримирование пермеата	N_k	кВт	2 254
Энергозатраты на АВО при компримировании	$N_{\text{охла}}$	кВт	450
Общие затраты энергии на утилизацию пермеата	$N_{\text{общ}}$	кВт	2 704
Коэффициент энергоёмкости процесса осушки газа	$KЭП_{\text{м}}$	—	155
Расход топливного газа	$V_{\text{тг}}$	$\text{м}^3/\text{ч}$	349
Потери энергии на дросселе Др-2	$E_{\text{др-2}}$	кВт	203,4
Понижение температуры на дросселе Др-2	ΔT_2	$^{\circ}\text{C}$	11,7
Потери энергии на дросселе Др-1	$E_{\text{др-1}}$	кВт	250,3
Понижение температуры на дросселе Др-1	ΔT_2	$^{\circ}\text{C}$	14,4
Доля энергозатрат на утилизацию пермеата	Δ	%	83,2

Несовершенство схемы заключается в том, пластовая энергия газа безвозвратно утрачивается, энергоэффективность снижается. При расширении газ охлаждается. Образующийся холод (энергию дросселирования) можно использовать для осушки газа. Расчеты показывают, что необходимое количество холода для осушки газа до температуры точки росы -10°C составляет 146 223 ккал/ч.

Расчет количества холода, получаемого при работе по схеме, приведенной на рисунке 5, приводится в таблице 5.

Результаты расчета количества холода при дросселировании газа

Показатель	Обозначение	Размерность	Величина	
			Др-1	Др-2
Расход газа	Q_r	$\text{м}^3/\text{ч}$	27083	27 083
Давление газа перед дросселем	P_o	$\text{кгс}/\text{см}^2$	100	50
Давление газа после дросселя	P_e	$\text{кгс}/\text{см}^2$	50	12
Температура газа перед дросселем	T_1	$^{\circ}\text{C}$	35	11
Температура газа после дроселя	T_2	$^{\circ}\text{C}$	21,5	-0,7
Количество холода	$Q_{\text{хол}}$	$\text{ккал}/\text{ч}$	182 810	158 436
Понижение температуры	ΔT	$^{\circ}\text{C}$	13,5	11,7

Примечание. Дебит газа в соответствии с данными рис. 4.

Из данных таблицы 5 следует, что при дросселировании газа как до мембранной установки (182 810 ккал/ч), так и после нее (158 436 ккал/ч) количество выделяющейся энергии (холода) достаточно для осушки газа до температуры точки росы -10°C . Таким образом, при такой схеме нет необходимости в мембранном блоке.

Результаты выполненных расчетных исследований изменения отношения удельного запаса пластовой энергии газа к удельным теоретическим затратам энергии на осушку газа (рис. 6) свидетельствуют о том, что запас пластовой энергии, которую можно использовать для осушки газа, полностью иссякнет на рассматриваемом месторождении к 2033 году.

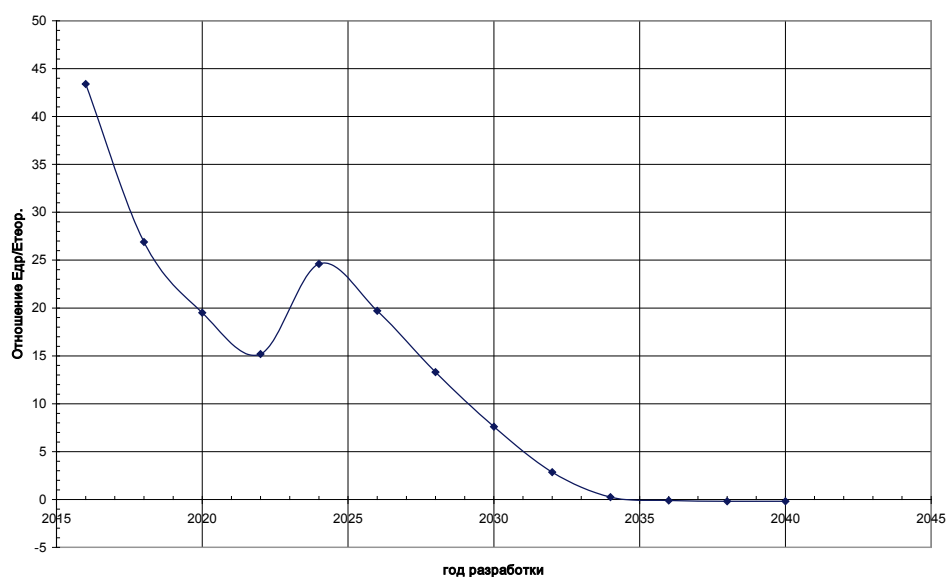


Рис. 6. Изменение запаса пластовой энергии газа при разработке месторождения

Период после 2028 года характеризуется снижением устьевое давления от 5,0 до 0,4 МПа. Для обеспечения работы мембранной установки осушки на весь период эксплуатации месторождения необходимо с 2029 года вводить в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию (ДКС).

Блок-схема подготовки газа в период завершающей стадии разработки месторождения (2028–2040 гг.) приведена на рисунке 7.

Насыщенный влагой низконапорный газ, выходящий с установки осушки, возвращается вновь на стадию осушки, то есть газ в количестве 11 % от добываемого количества приходится дважды осушать от воды, производя неоправданные энергозатраты.

Ниже приведен энергетический анализ мембранной осушки газа на весь период разработки месторождения (табл. 7).

Таблица 7

Энергетический анализ мембранной осушки газа на весь период разработки месторождения

Показатель	Год разработки	
	2016–2028 гг.	2040–2029 гг.
Коэффициент энергоёмкости	212	1 080–162
Доля энергозатрат на компримирование пермеата	83,2	79,8–12,0

Таким образом, технология осушки газа мембранным методом не позволяет обеспечить осушку газа на весь период разработки месторождения, является высоко энергозатратной, дорогостоящей (30 \$ США за 1 м² мембраны), ресурс работы мембранных модулей составляет 2,5 года [4, 6].

Для осушки газа рассматриваемого месторождения целесообразно использовать технологию НТС, которая позволит обеспечить осушку газа при минимальных материальных затратах до 2033 года, после чего можно рассмотреть вариант ввода ДКС.

Список литературы

1. Подготовка газа для транспортировки по газотранспортной системе ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.grasys.ru>.
2. Подготовка ПНГ для сдачи в газотранспортную систему ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.grasys.ru>.
3. Применение мембранной технологии разделения газов для подготовки газа в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» / Ф. А. Бочков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 56–58.
4. Передовые технологии для подготовки попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.grasys.ru>.
5. Гельперин Н. И. Основные процессы и аппараты химической технологии: в 2 т. Т. 1. – М.: Химия, 1981. – 812 с.
6. ЗАО «Грасис». Подготовка топливного газа для газопоршневых приводов с применением мембранных газоразделительных установок «Грасис» // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 8–9.
7. Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. – Л.: Химия, 1981. – 559 с.
8. Шестерикова Р. Е., Шестерикова Е. А. Перспективное направление использования мембранных технологий при утилизации подтоварных вод // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 3–7.

Сведения об авторах

Шестерикова Раиса Егоровна, д. т. н., доцент, профессор кафедры технологии переработки нефти и промышленной экологии института нефти и газа, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, тел. 8(8652)940297, e-mail: Shesterikova_26@mail.ru

Овчаров Сергей Николаевич, д. т. н., профессор кафедры технологии переработки нефти и промышленной экологии, Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, тел. 8(8652)355000

Калиниченко Андрей Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры технологии переработки нефти и промышленной экологии, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, тел. 89188760026, e-mail: Andrey026rus@yandex.ru

Шестерикова Елена Александровна, соискатель, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, тел. 8(8652)358984, e-mail: Shesterikova_26@mail.ru

Information about the authors

Shesterikova R. E., Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Refining Technology and Industrial Ecology, Oil and Gas Institute, North-Caucasus Federal University, Stavropol, phone: 8(8652)940297, e-mail: Shesterikova_26@mail.ru

Ovcharov S. N., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil Refining Technology and Industrial Ecology, North-Caucasus Federal University, Stavropol, phone: 8(8652) 355000

Kalinichenko A. Yu., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Refining Technology and Industrial Ecology, North-Caucasus Federal University, Stavropol, phone: 89188760026, e-mail: Andrey026rus@yandex.ru

Shesterikova E. A., Postgraduate, North-Caucasus Federal University, Stavropol, phone: 8(8652)358984, e-mail: Shesterikova_26@mail.ru