

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ОСУШКИ ГАЗА В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

И.А. Банчу, В.В. Соловьев

Научные руководители: профессор П.Н. Зятиков, доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Большая часть газовых месторождений в настоящее время находятся в периоде падающей добычи [2]. Добываемый природный газ имеет сниженное давление и повышенное влагосодержание относительно первоначальных (проектных) значений. Проблема качества транспортируемого газа из-за повышенной его влажности остается нерешенной и обостряется, становится ясно, что необходим не только контроль качества газа, но и полноценный контроль за процессами подготовки газа. Параметры процессов можно контролировать не только прямыми методами с помощью приборов, но и путем комплексного обследования, расчетов и анализов для последующей ликвидации проблемных моментов в технологии.

Цель данного исследования – оценка технологической эффективности двухступенчатой осушки газа на месторождениях в период падающей добычи.

Сущность процесса абсорбционной осушки природного газа заключается в удалении воды из добываемого флюида вследствие его контакта с абсорбентом [1]. В процессе абсорбционной осушки абсорбент насыщается водой. После чего осуществляется его регенерация в процессе десорбции воды из насыщенного абсорбента до определенной степени и циркуляционная подача обратно в процесс абсорбции. В качестве абсорбента в данном процессе используются гликоли – диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

Одним из решений для повышения эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа является проведение модернизации технологии и мониторинг свойств выходящего потока осушенного газа и выявление зависимости его свойств от работы оборудования. Но проблема заключается в том, что на свойства данного продукта влияют многие параметры (давление, температура, расход, вид абсорбента и т.п.). Поэтому в данной ситуации предлагается применить двухэтапную абсорбционную технологию осушки газа с анализом этих же и параметров. А наиболее качественно провести сравнительный анализ действующей и модернизированной технологий подготовки газа можно в результате технологического моделирования, реализованного в специальном программном комплексе UniSim Design R460.

Экспериментальные исследования

В программном комплексе UniSim Design R460 была смоделирована принципиальная технологическая схема действующей установки осушки газа месторождения М с дополненной второй ступенью колонны абсорбции с дополнительной стадией рециркуляции насыщенного абсорбента, изображенном на рисунке 1 [3]. В моделирующей схеме использованы состав, давление, температура и расход всех материальных потоков (газ, абсорбент и др.) аналогичный параметрам существующей промышленной установки осушки газа. Исходные компонентный состав для моделирования в программном комплексе UniSim Design R460 представлены в таблице 1.

Исходные данные для моделирования:

- Расход природного газа в обоих случаях 289 тыс. м³/ч (6,95 млн. м³/сутки);
- Массовая концентрация абсорбента (диэтиленгликоля) в регенерированном 98,0 % и в насыщенном растворе 51,5 % для действующей и предложенной технологии 98,0 % и 46,6 %;
- Точка росы по воде осушенного газа при действующей и предложенной технологиях минус 21°С;
- Температура контакта газ-гликоль при действующей технологии 10,8°С и при предложенной 12,2°С;
- Зимний период года, компрессорный период эксплуатации.

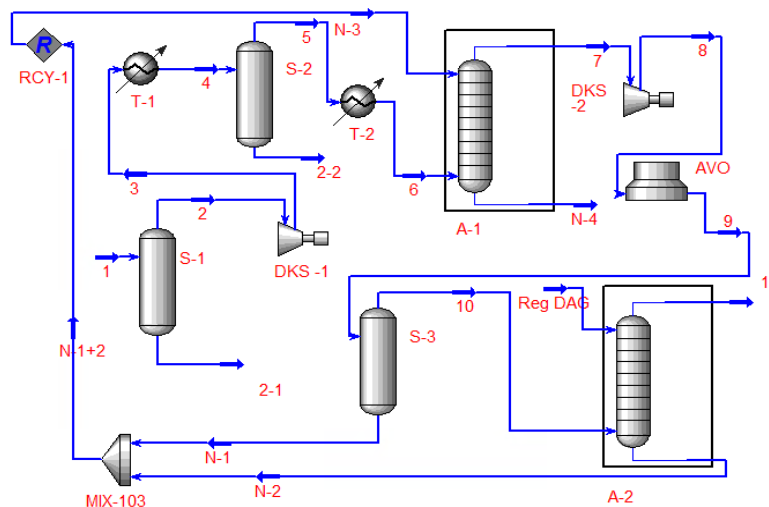


Рис. 1 Смоделированная схема двухступенчатой осушки газа (зимнее время года): S-1 – пробкоуловитель жидкостный; S-2,3 – первичные сепараторы; DKS-1,2 – дожимная компрессорная станция; T-1,2 – холодильник, A-1,2 – колонна абсорбции, AVO – аппарат воздушного охлаждения

Таблица 1

Компонентный состав пластового сеноманского газа

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₅₊	N ₂	CO ₂	H ₂ O
92,90	1,15	0,67	0,26	0,26	0,04	1,77	0,10	2,85

Исследование проводилось на основе действующей установки осушки газа. Для исследования были взяты реальные составы газов, входных параметров, вид и состав абсорбента на месторождении М. Адекватность модели оценивалась сравнением плотности товарного газа, полученного в результате моделирования, и плотности товарного газа с реальной установки осушки газа. Как следует из таблицы 2, относительная ошибка составляет 0,07 %.

Таблица 2

Сравнение плотностей реального товарного газа и рассчитанного по программе UniSim Design R460

Материальный поток	Свойство	Значение		Относительная ошибка, %
		Эксперимент	Расчет	
Сухой газ	Плотность, кг/м ³	0,696	0,697	0,07

В оценку технологической эффективности входят следующие результаты исследований:

- Влияние давления и температуры на показатели существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями, представлены на рисунке 2.

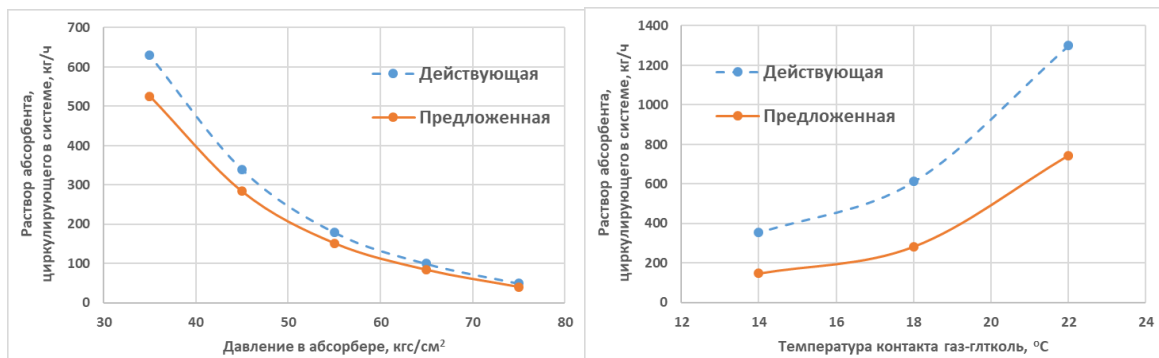


Рис. 2 Влияние давления и температуры на расход абсорбента существующей и предложенной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями

- Влияние вида абсорбента при концентрации 98 % в зависимости от температуры контакта на точку росы по воде существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа представлены на рисунке 3.

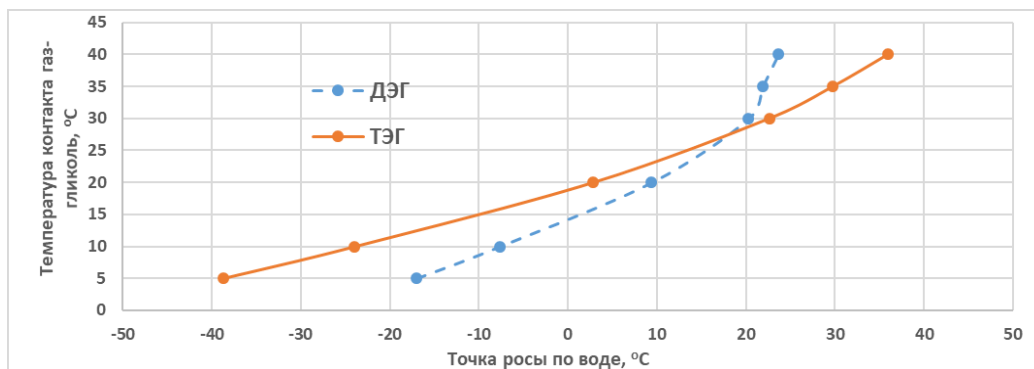


Рис. 3 Влияние вида абсорбента от температуры контакта на достижение точки росы по воде

Выводы. В ходе проведенного исследования влияние факторов на эффективность осушки природного газа показали:

- При повышении давления уменьшается расход раствора абсорбента, подаваемого в систему. При давлении 7,5 МПа для предложенной технологии потребовалось абсорбента на 9,9 кг/ч меньше, чем для действующей технологии.

- При повышении температуры контакта газ-гликоль значительно увеличивается расход раствора абсорбента, подаваемого в систему. При температуре свыше 23 °С исследование не имело смысла, так как сильно увеличивался расход абсорбента. При температуре 22 °С потребовалось абсорбента для существующей технологии 1300 кг/ч, а для предложенной технологии 774 кг/ч, что на 526 кг/ч меньше, чем для действующей технологии.

- При одинаковой массовой концентрации 98 % и температуре контакта газ-гликоль 5°С существенно легче достигается требуемая точка росы при использовании триэтиленгликоля, поскольку температура точки росы составляет минус 46,9°С, а в действующей – минус 38,7°С.

Литература

1. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981. – 472с.
2. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец, Д.Г. Антониади, Г.К. Зиберт и др. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
3. Jaubert J.-N., Mutelet F. VLE predictions with the Peng-Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – 224. – P. 285–304.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Е.М. Баркалова

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе, в нефтегазовой отрасли, обострилась проблема разработки объектов характеризующихся низкой проницаемостью коллекторов. Для решения данной проблемы наиболее целесообразно использование горизонтальных скважин с многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). В работе определена эффективность МГРП с применением технологии «Real Frac Packer» при наличии низкопроницаемых коллекторов в зависимости от числа стадий и объёма закаченного проппанта.

С помощью проведения МГРП становится возможным увеличение площадей дренирования, повышение коэффициента продуктивности разрабатываемых скважин и коэффициента извлечения нефти (КИН). Эксплуатация горизонтальных скважин с МГРП имеет ряд особенностей: 1) целевой пласт не пересекается с другими продуктивными пластами; 2) эффективная толщина пласта менее 100 м (предусматривается операцией проведения ГРП); 3) глинистые прослойные перемычки не превышают 3-4 м [2, 3].

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами сопровождается необходимостью подбора оптимальной технологии, а именно: проектирование дизайна ГРП, определение количества портов ГРП, выбор направления и расчёт длины вскрываемого горизонтального участка [1].

Если проницаемость коллектора является низкой (коэффициент проницаемости < 0,01 мкм²), то наиболее эффективными будут трещины ГРП перпендикулярные стволу скважины, поскольку формируется «стимулированный» резервуар, так как они создают большую зону охвата. Стабильность дебита скважин зависит от протяжённости полудлины трещины.

Согласно Батлеру Р.М. [1], технология «Real Frac Packer» применяется для скважин всех направлений, включая их расположение, как на суше, так и на море. Данная технология позволяет эксплуатировать скважину, в том числе стимулировать её, без использования дополнительных ресурсов [2, 4]. Существуют компоновки МГРП, оборудованные специальным инструментом (Sanjel или Monobore), с помощью которого возможно закрыть/открыть порт и извлечь посадочное седло, что в значительной степени снижает затраты при изолировании и интенсификации интервалов [5].

Для сравнения эффективности проведения ГРП и МГРП используем параметры полученных трещин после проведения операций приведенных в таблице [2, 3].

Таблица

Параметры трещин после операций ГРП и МГРП (на месторождении Западной Сибири)

	Длина трещины, м	Высота трещины, м	Количество проппанта, т
на скважине после проведения стандартного ГРП	66	53	30
на скважине после оптимизированного МГРП	132	63	45 (с 1 по 6 порты – 45 т, 7 порт – 17,6 т).

Параметры проведения МГРП [2]:

- буферная жидкость – несшитая полимерная система (линейный гель с вязкостью 20 – 30 мПа·с);
- жидкость-песконоситель – сшитая полимерная система на основе гуара;
- расход проппанта – 30, 40 и 60 тонн на стадию ГРП.

График зависимости (рис. 1), показывает прямую зависимость накопленного отбора продукции от объёма проппанта и количества стадий, наилучшие показатели характерны для скважины с 8 зонами и 60 тоннами проппанта.