

3. Оценка и классификация невовлекаемых запасов по критерию сложности разработки (на примере Салымской группы месторождений) / М. В. Наугольников, С. И. Габитова, Р. И. Муртазин [и др.] // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1(15). – С. 42-46. – DOI 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46.
4. Расчет уровней добычи при региональном интегрированном проектировании / Р. Н. Галимов, И. С. Солодов, В. П. Шакшин [и др.] // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2012. – № 4(29). – С. 8 – 11.
5. Алгоритм определения оптимальных характеристик вытеснения / М. Н. Харисов, А. А. Карпов, С. В. Петров, С. Д. Дарий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 56 – 59. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-5-56-59.
6. Наугольников, М. В. Малогабаритные системы подготовки воды для нужд ППД и ППН / М. В. Наугольников, О. Ю. Савельев // Инженерная практика. – 2015. – № 06-07.
7. Полякова, Н. И. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов / Н. И. Полякова, Ю. А. Максимова, П. Н. Зятиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 91 – 98. – DOI 10.18799/24131830/2020/10/2853.
8. Гришкевич, А. Б. Оценка эффективности заводнения в НГДУ "Мамонтовнефть" / А. Б. Гришкевич // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2001. – №6.

ВЛИЯНИЕ ВВОДА ОТПАРНОЙ КОЛОННЫ В СИСТЕМУ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ НА КАЧЕСТВО АБСОРБЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Осушка газа является одним из немаловажных этапов процесса его подготовки. На большинстве месторождений северной части России для этой цели применяется абсорбционная технология. Наиболее распространенным абсорбентом считается диэтиленгликоль (ДЭГ), но также применяется и триэтиленгликоль (ТЭГ). В результате процесса абсорбции получается не только подготовленный газ, но и насыщенный водой и компонентами газа раствор гликоля, который поступает на регенерацию для возможности повторного его использования.

В процессе эксплуатации любого месторождения возникает ситуация, когда давление сырьевого потока, зависящее напрямую от пластового давления, начинает снижаться. В результате, значительная часть времени эксплуатации газовой залежи происходит при постоянном снижении пластового давления. Снижение давления добываемого природного газа влечет повышение его равновесной влагоемкости, а также больший вынос механических примесей. Объемы потребления природного газа неуклонно растут, в связи с этим актуален вопрос повышения эффективности и качества технологических процессов на всех этапах: от скважины до места потребления.

Целью данной работы является оценка эффективности ввода отпарной колонны в систему подготовки природного газа для повышения степени регенерации гликоля. Предполагается, что данная технология позволит повысить концентрацию раствора, регенерированного ДЭГ (РДЭГ), в результате чего возможно достижение более низкой температуры точки росы (ТТР) подготовленного газа. Оценка возможностей модернизации будет производиться моделированием технологического процесса в программном комплексе «Honeywell Unisim Design Suite».

По наиболее распространенному среди отечественных и зарубежных авторов варианту [1-5], отпарная колонна представляет собой абсорбционную колонну, работающую при температуре, близкой к температуре регенерации ДЭГ (160–164 °С) и давлению, близкому к атмосферному. В системе подготовки [6] данная колонна расположена после колонны вакуумной регенерации гликоля (рисунок 1).

С установки регенерации гликоль при температуре 162–164 °С поступает в теплообменник последней ступени (Е-102-2, рисунок 1), где отдает часть тепла насыщенному гликолю, направляющемуся в колонну регенерации ДЭГ. При давлении в 300 кПа и температуре 120–130 °С (поток РДЭГ_5-2, рисунок 1) он подается в верхнюю часть отпарной колонны, где поддерживается давление 150 кПа. В нижнюю ее часть подается осушенный на установке подготовки природный газ. В результате массообменных процессов, происходящих на насадках абсорбционной колонны, влага и метан из гликоля переходят в газовую фазу.

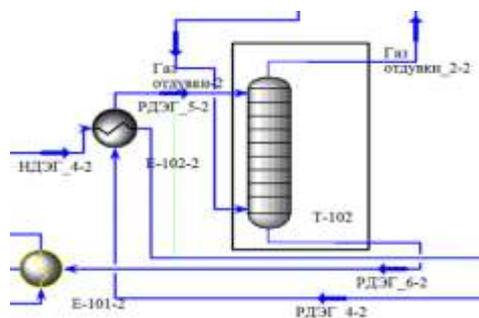


Рис. 1. Отпарная колонна регенерации ДЭГ

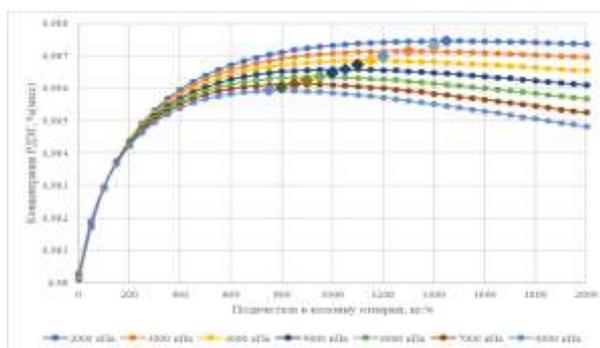


Рис. 2. Зависимость концентрации РДЭГ от количества подаваемого газа в отпарную колонну и давления в системе (♦ – максимальное значение параметра при одинаковом давлении)

Для оценки эффективности модернизации рассмотрено изменение следующих параметров: концентрация регенерированного гликоля, подающегося в систему осушки; содержание влаги в осушенном газе; потери гликоля при осушке и регенерации. Определяющими параметрами являются: давление сырьевого потока газа и расход осушенного газа, подающегося в отпарную колонну. Значение давления изменяется в диапазоне 2000–8000 кПа, а расход газа от 0 до 2000 кг/ч.

Без подачи осушенного газа в отпарную колонну концентрация регенерированного раствора гликоля находится в диапазоне 98,01–98,03 % (масс). При этом она возрастает с повышением давления в системе (рисунок 2). При подаче газа в пределах исследуемого диапазона концентрация раствора РДЭГ имеет зависимость, характеризующуюся локальным максимумом. Причем с повышением давления снижается количество газа, необходимое для достижения максимума, и значение этого максимума. При расходе газа выше 150 кг/ч с повышением давления концентрация РДЭГ снижается. Значение максимума концентрации изменяется от 98,75 % (масс) при давлении 2 МПа до 98,59 % (масс) при давлении 8 МПа.

Подача газа снижает содержание влаги в осушенном газе. Работа отпарной колонны оказывает меньшее влияние на этот параметр, чем давление в системе, но снижает количество воды на 15–20 % (рисунок 3). При повышении давления снижается количество газа, которое необходимо подавать в отпарную колонну для достижения минимального значения содержания влаги в осушенном газе.

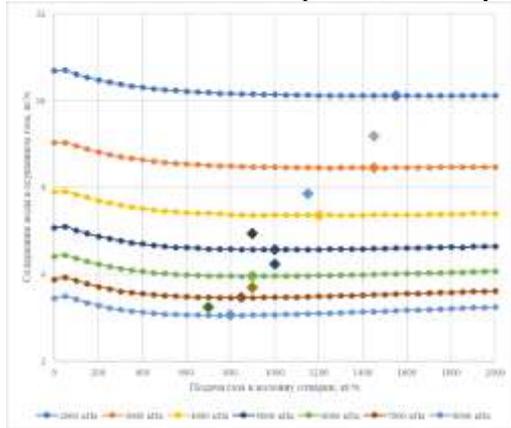


Рис. 3. Зависимость содержания влаги в осушенном газе от количества подаваемого газа в отпарную колонну и давления в системе (♦ – минимальное значение параметра при одинаковом давлении)

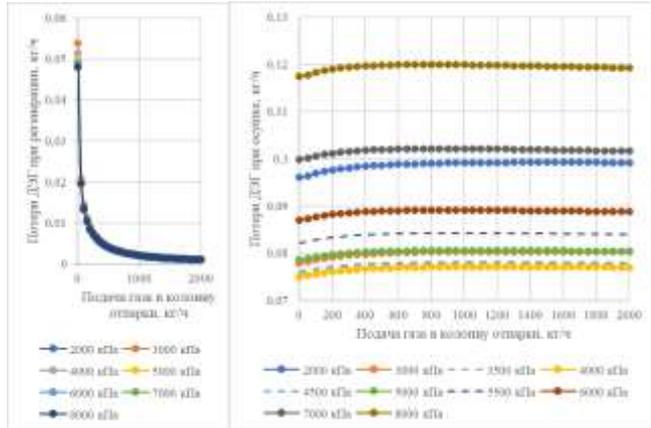


Рис. 4. Зависимость потерь ДЭГ при регенерации (а) и осушке (б) от количества подаваемого газа в отпарную колонну и давления в системе

При низких объемах подачи газа в отпарную колонну потери ДЭГ в процессе абсорбции повышаются, максимум на 10 – 15 % (рисунок 4). В результате, повышение потерь в процессе абсорбции компенсируется снижением потерь в процессе регенерации. Минимальные потери ДЭГ наблюдаются при давлении в системе осушки 4000 кПа.

Таблица 1

Потери ДЭГ при регенерации при подаче 1000 кг/ч газа в отпарную колонну, г/ч

Давление сырьевого потока, кПа	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Потери ДЭГ	1,96	2,13	2,13	2,13	2,08	2,08	2,09

В результате, можно обозначить оптимальный объем подачи осушенного газа в отпарную колонну: 700–1000 кг/ч при давлении в системе выше 5000 кПа, и 1000–1300 кг/ч при давлении ниже 5000 кПа.

Таблица 2

Результат модернизации технологии подготовки газа

Параметр	Действующая технология	С отпарной колонной	Изменение параметра, %
ТТР осушенного газа (при 3,92 МПа), °С	– 14,04	– 14,16	0
Давление сырьевого потока, кПа	4150	3800	-8,4
Унос газа с гликолем, кг/ч	9,96	8,84	-11,2
Общие потери ДЭГ, кг/ч	0,127	0,078	-38,6
Потребляемая мощность при компримировании, кДж/ч	$6,19 \cdot 10^7$	$5,93 \cdot 10^7$	-4,2
Потребляемая мощность при регенерации, кДж/ч	$4,06 \cdot 10^5$	$7,60 \cdot 10^5$	87,2
Потребляемая мощность при прокачке гликоля в цикле, кДж/ч	$23,6 \cdot 10^3$	$20,9 \cdot 10^3$	-11,4

При добавлении в систему регенерации отпарной колонны происходит снижение потерь газа на 11 %, а гликоля – на 39 %. Энергетические затраты также изменяются: на компримирование – снизятся на 4,2 %; на регенерацию гликоля – возрастут в 2 раза; на прокачку в системе осушки – снизятся на 11,4 %. Эти усовершенствования

произведены при условии сохранения расхода регенерированного гликоля, условий процесса абсорбции и регенерации. Следовательно, кардинальных изменений технологический процесс не потребует.

Литература

1. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с. – Текст: непосредственный.
2. Ланчаков, Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 279 с. – Текст: непосредственный.
3. Haque, Md. E. Ethylene glycol regeneration plan: a systematic approach to troubleshoot the common problems / Md. E. Haque // Journal of Chemical Engineering. – 2012. – Vol. 27. – P. 21 – 26.
4. Arubi, I. M. T. Optimizing glycol dehydration system for maximum efficiency: a case study of a gas plant in Nigeria. / I. M. T. Arubi, C. Afrogus, U.I. Duru. – 2008.
5. Kong, Z.Y. A parametric study of different recycling configurations for the natural gas dehydration process via absorption using triethylene glycol / Z.Y. Kong // Process Integration and Optimization for Sustainability. – 2018. – Vol. 2, №. 4. – P. 447 – 460.
6. Кулаков, М. В. Оценка эффективности внедрения двухступенчатой абсорбционной осушки в систему подготовки природного газа / М. В. Кулаков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2021. – Т. 1. – С. 276 – 281.

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Курилович Р.О., Федюшкин К.Г., Карапузов И.А.

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке многопластовых месторождений Восточной Сибири возникает ряд ограничений на применение традиционных технологий интенсификации добычи нефти в виду геологического строения залежи, фильтрационно-емкостных

Запасы высоковязких нефтей (ВВН) относятся к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ). При этом разработка месторождений с ТРИЗ связана с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами. Тагальское месторождение (пласт Дл-3 ВВН) не является исключением. Помимо сложностей, связанных с выбором метода воздействия на пласт с целью эффективного извлечения нефти (применение МУН), значительно сложным является выбор и способа заканчивания скважин ввиду несцементированности и неоднородности коллектора.

В данной работе предпринята попытка выбрать и обосновать технологию заканчивания скважин для реализации экономически эффективной разработки пластов с высоковязкой нефтью на примере вышеупомянутого пласта (Дл-3, Тагульское месторождение).

Выбор и обоснование технологию заканчивания скважин для реализации экономически эффективной разработки пластов с высоковязкой нефтью в данной работе построено в первую очередь на сборе информации о существующих способах заканчивания скважин. Так существует различное количество методов, позволяющих бороться с пескопроявлением, среди них механические, физико-химические, химические, технологические. В данной работе рассматриваются механические методы и на их основе проводится классификация существующих способов заканчивания скважин.

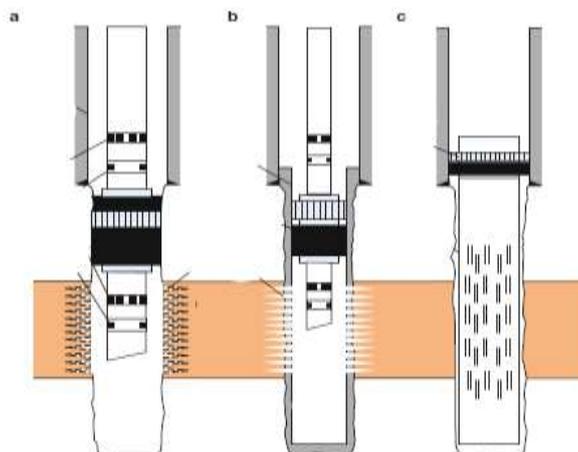


Рис. 1. Основные виды конструкции заканчивания скважин
а) открытый ствол с перфорацией; б) закрытый ствол в) хвостовик

На сегодняшний день существует большое количество методик выбора МУН. При этом используется лишь три основных подхода при их построении [1,2]:

- «Булева» логика;