

УТИЛИЗАЦИЯ НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО ГАЗА – РЕШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

М.К. Тупысев
Институт проблем нефти и газа РАН
e-mail: m.tupysev@mail.ru

При освоении нефтегазовых месторождений весьма актуальной проблемой является утилизация низконапорного газа (под газом в данном случае мы понимаем углеводородные газы). К такому газу в первую очередь относятся газы, появляющиеся в результате разделения продукции нефтегазовых скважин на сборных пунктах, подготовки ее для дальнейшей транспортировки и использования. Это:

- попутный нефтяной газ (ПНГ);
- легкие углеводородные газы, выделяемые при стабилизации газового конденсата;
- растворенный газ, добываемый с пластовой водой.

На завершающей стадии разработки газовых (газоконденсатных) месторождений пластовый газ также становится низконапорным, из-за низкого давления его компримирование и подача в газопроводы для дальнего транспорта становятся также не рентабельными.

Встает вопрос о рациональном использовании такого газа. При наличии местного потребителя газ может использоваться для выработки электроэнергии и тепловой энергии (для отопления жилых и производственных помещений, в тепличных хозяйствах и пр.).

В промышленных условиях большое распространение получило эжектирование низконапорного газа газом более высокого давления [1–3]. Такой способ утилизации низконапорного газа имеет ограничения по причине потребности определенных объемов высоконапорного газа. Многие годы, особенно на ранней стадии развития нефтегазовой промышленности, низконапорные газы, получаемые на технологических установках по подготовке продукции нефтегазовых скважин (так называемые «хвостовые газы»), просто сжигались на факелах.

Постановлением Правительства РФ № 7 от 8 января 2009 г. был установлен целевой показатель допустимого сжигания ПНГ на факелах не более 5%. В результате принятия этого постановления интерес к рациональному недропользованию повысился. При этом нефтедобывающими компаниями успешно решаются как экологические, так и финансовые задачи [4–5]. При решении проблемы утилизации ПНГ значительная его часть идет как топливный газ на стационарные электростанции для выработки собственной электроэнергии. Отечественными и зарубежными компаниями предлагается

широкий ряд газопоршневых и газотурбинных электростанций для этих нужд [6–7]. Однако не следует забывать того, что при такой утилизации ПНГ сжигаются кроме метана и более тяжелые его гомологи, представляющие большой интерес для химии.

В последние годы, особенно в процессе освоения нефтегазовых ресурсов арктической зоны и субарктических регионов страны, стали обнаруживать небольшие залежи свободного газа и газовых гидратов в верхней части разреза (на глубине до 600 – 800 м) [8–9], не представляющие интереса для промышленной газодобычи из-за малых запасов и неэффективности создания производственных структур по подготовке газа для его дальнейшей транспортировки.

Такие скопления газа могут приводить к определенным технологическим осложнениям при бурении скважин на основные продуктивные залежи на больших глубинах. Поэтому был предложен «Способ подготовки месторождения углеводородов к освоению» [10]. При реализации указанного способа в процессе обработки данных сейсморазведки выявляют возможные залежи природного газа (газовые карманы) в верхней части разреза. Перед заложением первоочередных разведочных скважин, особенно на малоизученных площадях и при высокой стоимости разведочного бурения, для уточнения строения исследуемого разреза проектируют и бурят пилотный ствол. Это, как правило, скважина небольшого диаметра, которую бурят с отбором кернового материала и проведением комплексных исследований околоскважинного пространства. Если по каким-либо причинам пилотным стволом, проектируемым для доразведки площади, не удастся вскрыть газовый карман, то для этого используется специальная скважина, которая может быть пробурена также с минимальным диаметром. При бурении такой скважины принимаются все необходимые меры для предотвращения возможных осложнений при вскрытии газонасыщенных зон с аномально высокими пластовыми давлениями. После вскрытия газовой залежи скважина оборудуется таким образом, чтобы стать фактически эксплуатационной для отбора природного газа. Добываемый газ предполагается использовать для выработки электроэнергии на месте добычи (как уже указывалось выше), транспортировки по трубопроводам малого диаметра и давления на небольшие расстояния или для заправки баллонов после сепарационной очистки с последующим использованием такого газа для собственных нужд добывающего предприятия или в социальной сфере.

Добыча газа из газового кармана осуществляется до значения пластового давления, близкого к гидростатическому. Это делается для того, чтобы при последующем вскрытии интервалов газовых карманов в процессе разведочного и эксплуатационного бурения не было осложнений (выброса или поглощения бурового раствора). После такой разработки

газовых залежей в газовых карманах разведочную площадь можно считать подготовленной для безопасного разбуривания поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами. Сама пилотная скважина, выполнившая задачи добычи газа из газового кармана, в дальнейшем может быть использована для бурения (углубления) пилотного ствола или в качестве наблюдательной для контроля за возможными перетоками газа из нижних горизонтов в процессе освоения месторождения.

При решении вопросов утилизации низконапорного (и не только) газа большую помощь могут оказать разработанные и выпускаемые, в том числе отечественными компаниями, газовые баллоны из композитных материалов, имеющие сравнительно малый вес и рассчитанные на значительное давление (до 24,5 МПа). Так, Ижевской научно-производственной фирмой "Реал-Шторм" разработаны металлокомпозитные баллоны "Реал-Арктик" для сжатого природного газа с диапазоном рабочих температур от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$. Баллоны вместимостью от 47 до 185 л рассчитаны на рабочее давление 20 МПа. Они предназначены для транспортировки, хранения (а газ – для применения в качестве моторного топлива по ГОСТ 27577), используются на легковых и грузовых автомобилях, автобусах, сельскохозяйственной технике и другом спецтранспорте (в том числе в условиях экстремально низких температур до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$). Кроме того, фирмой разработаны баллоны для стационарных и передвижных модулей (ТУ 4591-010-13055988-2006). Это металлокомпозитные баллоны вместимостью от 80 до 185 л, рассчитанные на рабочее давление 24,5 МПа. Они устанавливаются на блоки аккумуляторов газа (БАГ), малогабаритные мобильные газозаправщики (ММГ), передвижные автомобильные газовые заправщики (ПАГЗ), автомобильные газовые наполнительные компрессорные станции (АГНКС), предназначенные для транспортировки, распределения и хранения сжатого природного газа.

Заполнение таких баллонов низконапорным газом требует наличия компрессорных установок, развивающих соответствующие давления. Выпускаемые компрессоры поршневого типа могут обладать большой степенью сжатия, но имеют значительный вес, а компрессоры центробежного типа при высокой производительности имеют малую степень сжатия. Для устранения указанных недостатков была разработана специальная газодожимная установка (ГДУ) [12], предназначенная для освоения нефтегазовых скважин, позволяющая обеспечивать подачу природного газа в скважину с большими

расходами и давлением за счет использования принципа жидкостного поршня и известных насосных установок (например, ЦА–400).

На рис. 1 приведена принципиальная схема этой установки (показан только один трубный блок ГДУ).

Газодожимная установка может состоять из нескольких трубных блоков, соединенных параллельно в нижних и верхних частях коллекторами.

Освоение скважины с использованием описываемой установки проводится следующим образом.

К нижнему вертикальному участку трубы (5), соединенному с нижним коллектором ГДУ (3), подключают через нагнетательную линию (11) насос (8) поршневого или плунжерного типа, а также приемную емкость насоса (9) через сливную линию (12). К верхнему вертикальному участку трубы (4), соединенному с верхним коллектором (2), подключают источник газа (14) и через газовую нагнетательную линию (13) – скважину (26). Линию от источника газа (10), газовую нагнетательную линию (13) и нагнетательную линию от насоса (11) оборудуют обратными клапанами (18–20) и манометрами (25), а линии (10, 12 и 13) – кранами высокого давления (15, 17 и 23).

Затем закрывают кран высокого давления (15) на сливной линии (12), открывают кран (16) на линии (13), включают насос (8) и поршневой жидкостью из приемной емкости (9) вытесняют воздух из всей конструкции ГДУ. Далее выключают насос (8), закрывают кран (16), открывают краны (15, 17, 23) и, вытесняя поршневую жидкость в приемную емкость (9), заполняют трубные блоки ГДУ (1) газом от его источника (14) до нижнего датчика уровня жидкости (7) и закрывают кран (15). При этом газ частично вытесняет скважинную жидкость (28) из колонны лифтовых труб (27) скважины (26) в ее затрубное пространство при открытом кране (24) и создает давление в системе «ГДУ – газовая нагнетательная линия – колонна лифтовых труб (ее устьевая часть)», равное давлению в источнике газа (14). После этого включают насос (8) и поршневой жидкостью из приемной емкости (9) компримируют и вытесняют газ из трубных блоков ГДУ в скважину. В процессе вытеснения газа обратный клапан (18) закрывается, а обратные клапаны (20 и 21) находятся в открытом состоянии. После срабатывания верхнего датчика уровня жидкости (6) насос (8) выключают и открывают кран (15) на сливной линии. При снижении давления газа обратные клапаны (20 и 21) закрываются, открывается обратный клапан (18) и поршневая жидкость под действием давления от источника газа (14)

вытесняется в приемную емкость (9), а ГДУ заполняется новой порцией газа. При срабатывании нижнего датчика уровня жидкости (7) кран (15) на сливной линии закрывают, включают насос (8) и продавливают вторую порцию газа в скважину по описанной выше технологии, повышая давление в колонне лифтовых труб после каждого цикла.

Газодожимные установки такого типа позволяют утилизировать низконапорные газы с использованием любых вариантов, например, путем

- подачи утилизируемого газа в действующие продуктопроводы (с любым давлением) на перерабатывающие комплексы или на собственные установки для сепарации и разделения утилизируемой смеси газов;

- заполнения баллонов (описанных выше) с последующим использованием их потребителем и пр.

То есть, в качестве приемного устройства (потребителя) утилизируемого газа может быть не только скважина при ее освоении, но и перечисленные элементы обустройства промыслов и другое оборудование.

Утилизация низконапорного газа на нефтегазовых объектах является важной составляющей всей системы рационального природопользования, охраны недр и окружающей среды. Большой пробел в решении этой проблемы – это сжигаемый природный газ при исследовании скважин, не подключенных к сборным пунктам. К таким скважинам относятся как эксплуатационные, так и практически все разведочные скважины, исследование которых необходимо для оценки перспектив продуктивности нефтегазовых залежей, площадей и т.д.

Исследование газовых скважин, не подключенных к газосборному пункту, включает предварительное оборудование устья скважины сепаратором, устройством для измерения расхода газа (дебита скважины), а также выкидной линией для факела. В процессе исследования скважины как на стационарных, так и нестационарных режимах, производится замер давления и температуры газа на измерителе расхода газа, по результатам такого замера определяется дебит скважины. При этом продукция скважины в случае наличия в ней жидкости и твердых примесей предварительно очищается от них в сепараторе, устанавливаемом перед устройством для измерения расхода газа, а газ после этого устройства поступает в факельную линию и сжигается. Таким образом, исследование газовых скважин сопровождается полным сжиганием добываемого газа. А

исследование скважин, к тому же совмещенное с пробной отработкой продуктивной залежи, может продолжаться несколько дней и даже недель, поэтому в процессе таких работ сжигаются значительные объемы природного газа.

В работах [12–13] предлагается устье скважины дополнительно оборудовать электростанцией, на которой газ используется для выработки электроэнергии, а дебит скважин рассчитывается с учетом объема продуктов сжигания газа на газовой турбине электростанции. Вырабатываемая электроэнергия транспортируется на местные нужды или (и) используется для зарядки аккумуляторов, которые могут применяться в любых устройствах. В этой связи весьма актуально создание новых специальных аккумулирующих устройств высокой емкости. В развитие данного предложения может быть рассмотрена заправка добываемым газом баллонов с последующей их транспортировкой потребителю или использованием на собственные нужды.

Например, баллон фирмы "Реал-Шторм" объемом 185 л при рабочем давлении 24,5 МПа может содержать 45 м³ природного газа при нормальном давлении.

Рассмотренные в работе способы и устройства для утилизации природного газа на объектах освоения нефтегазовых месторождений позволяют для каждого конкретного случая, исходя из технологических параметров, проектировать необходимое оборудование и схемы данного процесса, решать вопросы как рационального природопользования, так и повышения экономических показателей работы предприятия за счет реализации утилизируемого газа и исключения различных штрафных санкций государства.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С.* Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 473 с.
2. *Царев И.Н., Харитонов В.Т., Кульков А.Н., Грицишин Д.Н.* Анализ состояния и перспективы использования эжекторной техники на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Западной Сибири. М.: ИРЦ Газпрома, 1994. С. 99–115.
3. *Кульков А.Н., Салихов Ю.Б., Колушев Н.Р., Царев И.Н., Харитонов В.Т.* Перспективы использования эжекторной технологии в газовой промышленности // Проблемы эффективности производства на северных нефтегазодобывающих предприятиях. М.: ИРЦ Газпрома, 1995. Т. 1. С. 127–143.

4. *Книжников А.Ю., Пусенкова Н.П.* Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // *Экология и Энергетика. Международный контекст: Рабочие материалы ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России.* М.: WWF России, 2009. Вып. 1. 24 с.

5. *Книжников А.Ю., Кутепова Е.А.* Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // *Экология и Энергетика. Международный контекст: Рабочие материалы ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России.* М.: WWF России, 2010. Вып. 2. 40 с.

6. БПЦ Инжиниринг – электростанции на базе микротурбин Capstont [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании БПЦ Инжиниринг. 2014. Aug. – Режим доступа: http://www.bpcenergy.ru/solutions/util_png. (Дата обращения 18.07.2017).

7. Газопоршневые электростанции [Электронный ресурс] // Официальный сайт Производственной компании Рыбинсккомплекс. – Режим доступа: http://www.r-kompleks.ru/products/gazoporshnevy_elektrostantsii/ (Дата обращения 18.07.2017).

8. *Богоявленский В.И., Тупысев М.К., Титовский А.Л., Пушкарев В.А.* Рациональное природопользование в районах распространения газовых залежей в верхней части разреза // *Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.* М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. № 2. С.160–164.

9. *Тупысев М.К.* Решение вопросов повышения экологической безопасности освоения газовых месторождений Арктики // *Проблемы прогнозирования чрезвычайных ситуаций: Материалы XV Всерос. науч.-практ. конф. 13–14 октября 2016 г.* М.: ФКУ Центр «Антистихия» МЧС России, 2016. С. 85–87.

10. *Богоявленский В.И., Максимов В.М., Тупысев М.К.* Пат. RU 2579089 С1. Способ подготовки месторождения углеводородов к освоению. № 2014151131/03; Заявл. 17.12.2014; Оpubл. 27.03.2016 // *Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 9.* – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

11. *Беккер А.Я., Вяхирев В.И., Гереш П.А.* и др. Пат. на полез. модель RU 13398 U1. Газодожимная установка. № 99119456/20; Заявл. 07.09.1999; Оpubл. 10.04.2000 // *Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 10.* – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

12. *Никонов А.И., Тупысев А.М., Тупысев М.К.* Пат. RU 2484245 С1. Способ исследования газовой скважины. № 2012101345/03, Заявл. 17.01.2012; Оpubл. 10.06.2013 // *Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 16.* – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

13. *Никонов А.И., Тупысев М.К., Тупысев А.М.* Энергосберегающие технологии при исследовании газовых скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 4. С.34–36.

ПРИЛОЖЕНИЕ

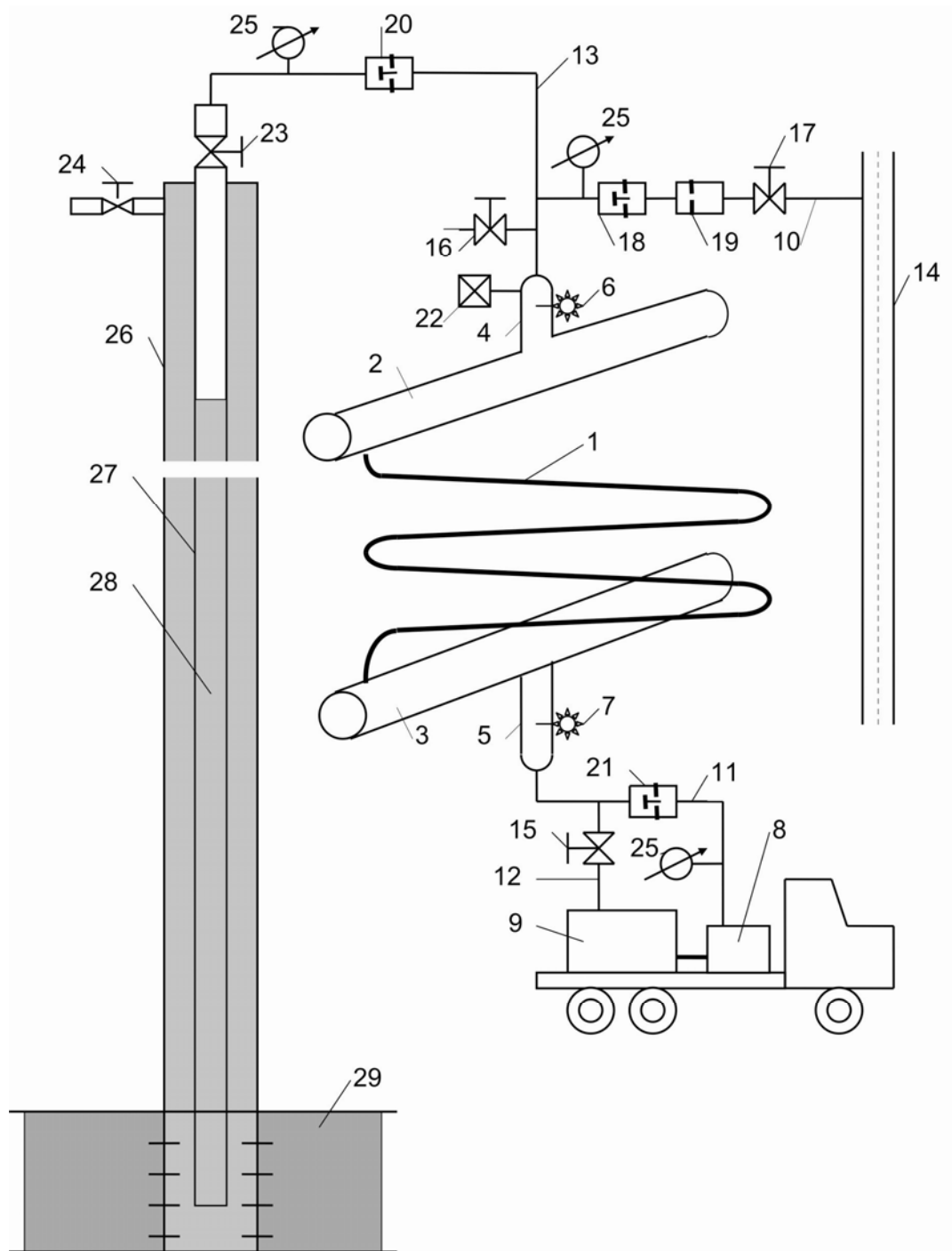


Рис. 1. Схема компоновки газодожимной установки при освоении скважины:

1 – трубный блок ГДУ; 2 – верхний коллектор ГДУ; 3 – нижний коллектор ГДУ; 4–5 – верхний и нижний вертикальные участки труб; 6–7 – верхний и нижний датчики уровня жидкости; 8 – насос; 9 – приемная емкость насоса; 10 – линия от источника газа; 11 – нагнетательная линия от насоса; 12 – сливная линия; 13 – газовая нагнетательная линия; 14 – источник газа (газопровод); 15–17 и 23–24 – краны высокого давления; 18 и 20–21 – обратные клапаны; 19 – сужающее устройство; 22 – предохранительный клапан; 25 – манометры; 26 – скважина; 27 – колонна лифтовых труб; 28 – скважинная (задавочная) жидкость; 29 – продуктивный пласт