

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Т.Ф.Акрамов*, Н.Р.Яркеева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Rational Usage of Associated Petroleum Gas

T.F.Akramov, N.R.Yarkeeva

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

In article is considered the problem of associated petroleum gas (APG) combustion in the oil companies based in Russia. At the moment, the utilization percent of the gas extracted together with petroleum, does not reach necessary indicators normalized by the legislation. According to official data no more than 80% of produced APG are rationally utilized (a rated value – 95%). Due to combustion of APG is followed by an oxygen consumption and an excessive heat generation it negatively affects on the environment and as a result leads to enhanced greenhouse effect. In article is set a task to reveal main directions of associated petroleum gas utilization and to determine possible efficiency of applied technologies on the example fields of the oil and gas production department Yamashneft. During the research most common methods of APG usage within industrial base were studied.

Keywords:

Associated petroleum gas;
Torch;
Thermal furnaces PPNT-1,6;
Gas-piston installations AGP-200;
Gas turbine installations
CAPSTONE C-class;
Water-gas mixture.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Общие показатели утилизации ПНГ по России

В настоящее время проблема рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) существует во всем мире. Первоначально ПНГ рассматривался не как необходимый ценный ресурс, а как побочный продукт добычи нефти, который обычно сжигали на факелах в пределах нефтепромыслов. В наше время технологии успешно могут позволить решить задачи по его сбору и утилизации, что делает возможным отказ от факельного сжигания [1, 2]. По официальным данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (МПР) по 2016 году, из 83.3 млрд м³ ежегодно добываемого в России ПНГ лишь 12.4 млрд м³, что составляет 15% от всего объема попутного газа, сжигается в факелах (рис.1).

В сравнении с предыдущими годами, показатель сохранения природного ресурса как такового на 2016 год увеличился на 2% (рис.2). По данным МПР и экологии Российской Федерации, из-за факельного сжигания ПНГ Россия ежегодно теряет более 150 млрд. рублей [3].



Рис.1. Использование ПНГ на промыслах России

■ - сжигание на факелах; ■ - переработка;
■ - нужды промыслов

Попутный нефтяной газ

Состав газа, выделяемого при подготовке и добыче нефти, может меняться в зависимости от того, каковы конкретные характеристики нефти, условия её формирования и залегания, а также факторы, которые могут способствовать дегазации сырья [4, 5]. Например, вместе с лёгкой неф-

*E-mail: Akramov.timur@yandex.ru
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20190100382>



Рис.2. Динамика объемов ПНГ, сжигаемого на факелах

тью на поверхность извлекаются жирные газы (содержание $\text{CH}_4=60-85\%$, $\text{C}_2\text{H}_6=20-35\%$), а с тяжелой - сухие (содержание $\text{CH}_4=85\%$, $\text{C}_2\text{H}_6=10-15\%$).

Попутные нефтяные газы преимущественно состоят из:

- метана;
- легких углеводородов (УВ) (этан ($\approx 10-15\%$), пропан ($\approx 10\%$), Н-бутан ($\approx 5\%$));
- тяжелых УВ (изобутан ($\approx 3\%$), пентан ($\approx 2\%$), гексан ($\approx 1\%$)) [6].

Вследствие сжигания ПНГ происходят выбросы углекислого газа, оксидов азота, сернистого газа и сажи в атмосферу, что приводит к усилению нежелательных процессов, пагубно влияющих на Землю и всех его жителей [7].

Факельная утилизация ПНГ негативно сказывается на экологической обстановке на Земле, способствует усилению парникового эффекта и наносит ущерб здоровью населения. Во многих факельных хозяйствах до сих пор отсутствуют факельные оголовки или используются устаревшие модели факельных горелок. По экспертным оценкам, выбросы, образующиеся вследствие сжигания ПНГ, составляют величину до 10% суммарных промышленных выбросов в атмосферу планеты [8, 9].

Постановлением Правительства РФ от 08/11/2012 № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» указывается объем ПНГ, который допускается для сжигания на факелах. В соответствии с ним, процент рационального использования ПНГ должен быть не менее 95%. Иначе налагаются штрафы на предприятия за сверхдопустимые выбросы продуктов сгорания ПНГ [10].

Основные направления утилизации ПНГ

В настоящее время существуют три наиболее распространенных способа использования ПНГ:

- 1) закачка в нефтеносные пласты для повышения нефтеотдачи или для возможного сохранения его как ресурса на будущее;
- 2) использование в качестве топлива для производства электроэнергии и нужд предприятия

на местах добычи нефти, а также для переработки и передачи ее в общую электросеть;

3) использование в качестве сырья для газонефтехимии (получение ценных продуктов таких, как полиэтилен, полипропилен и др.) [11 -13].

Характеристика объекта исследований

Рассмотрим методы утилизации ПНГ на практике. В промышленной разработке нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «Ямашнефть» находится 9 месторождений: Архангельское, Шегурчинское, Ямашинское, Ерсубайкинское, Березовское, Сиреневское, Красногорское, Тюгеевское, Екатериновское. Все месторождения являются многопластовыми. НГДУ «Ямашнефть» является структурной единицей акционерного общества «Татнефть».

Для всех месторождений характерно сложное геологическое строение, связанное с большим количеством залежей (более 400) и объектов разработки, а также неоднородностью пластов. Производственная деятельность НГДУ «Ямашнефть» ориентирована на добычу высоковязких нефтей.

В настоящее время ОАО «Татнефть» является одной из ведущих нефтяных компаний России по степени утилизации нефтяного газа. В 2017 году благодаря запланированным мероприятиям по утилизации газа - строительство газопроводов, печей, электростанций и закачка обратно в пласт, объем утилизированного газа будет составлять более 96.4%. В настоящее время из общего объема, добываемого на месторождениях ОАО «Татнефть» нефтяного газа, на факелах сжигается около 32.9 млн. м^3 в год, что составляет менее 5% от всего объема добычи.

При проведении сравнительной оценки технологий утилизации газа необходимо учитывать множество различных факторов, среди которых преобладающими являются две группы: технологические ограничения и экономическая эффективность. Месторождения НГДУ «Ямашнефть» характеризуются средней плотностью и вязкостью нефти, объемная доля сероводорода в газе составляет от 1.2 до 5.8% - довольно высокие показатели. Наличие в попутном газе даже относительно

небольшого содержания сероводорода (<1% об.) приводит к интенсивной коррозии оборудования, арматуры и трубопроводов [14]. Это затрудняет использование ПНГ как для технологических нужд, так и в качестве бытового топливного газа. В результате возникает необходимость его очистки или применения специального оборудования.

В настоящее время на объектах НГДУ «Ямашнефть» применяются следующие методы утилизации ПНГ:

- сжигание с получением тепловой энергии;
- сжигание с получением электрической энергии;
- утилизация путем закачки водогазовой смеси в пласт с целью увеличения нефтеотдачи.

Тепловая печь

Для сжигания ПНГ с целью выработки тепловой энергии применяются печи ППНТ-1,6 или подогреватели нефти с промежуточным теплоносителем

(рис.3) с основными техническими характеристиками, представленными в таблице 1 [15, 16].

Применение печи ППНТ-1,6 на скважине №1 Архангельского месторождения позволило:

- улучшить гидродинамический отстой нефти в резервуарах;
- существенно повысить качество предварительной подготовки и транспортировать нефть с ДНС с обводненностью менее 100%;
- улучшить качество подготовки воды, закачиваемой в пласт;
- снизить энергетические затраты на перекачку предварительно подготовленной нефти.

Газопоршневая установка

Для сжигания ПНГ с целью выработки электроэнергии применяются газопоршневые электростанции АПП-200 мощностью 200 кВт российского производства (рис.4). Она предназначена для работы на попутном газе без предварительной его очистки от сероводорода, что значительно



Рис.3. Тепловые печи ППНТ-1,6

Таблица 1 Основные технические характеристики тепловой печи ППНТ-1,6	
Полезная тепловая мощность, ккал	1.6
Производительность по нагреваемому продукту, не более т/сут.	1700
Температура, °С:	
- на входе в подогреватель, не менее	5
- на выходе с подогревателя, не более	70
- нагрева теплоносителя, не более:	
1) при использовании воды	100
2) при использовании антифриза 40	105
3) при использовании антифриза 65	110
Топливо (природный или сбросной ПНГ): расход газа, м ³ /ч, не более	200
Коэффициент полезного действия, %	44
Потребляемая электрическая мощность, кВт, не более	6



Рис.4. Газопоршневые установки АГП-200

но упрощает работу, и имеет ряд преимуществ:

1. стоимость установок ниже импортных в 2-2.5 раза;
2. установки могут работать на ПНГ без глубокой очистки от H_2S ;
3. простота в эксплуатации (по сравнению с газотурбинным оборудованием).

В результате эксплуатации данной установки на Архангельском месторождении происходили незапланированные отключения:

- неисправность силового генератора, низкое выходное напряжение (34% от всего количества отключений);
- перегрев двигателя внутреннего сгорания (25%);
- неисправность силового генератора, высокое выходное напряжение (22%);
- низкое давление газа (12%);
- пропуск масла через сальник коленчатого вала (8%).

Из-за простоя установок в общей сложности было потеряно более 4 млн. кВт·ч электроэнергии.

С помощью ГПУ мощностью 200 кВт·ч и 350 кВт·ч было утилизировано более 1.5 млн. m^3 ПНГ и выработано более 5 млн. кВт·ч электроэнергии.

Газотурбинная установка

Аналогично газопоршневым установкам АГП-200 для выработки электроэнергии путем сжигания попутного газа применяются газотурбинные установки CAPSTONE (рис.5).

Проведен анализ таких установок на скважинах №2, №3 Шегурчинского месторождения по эффективности, количеству и времени простоя.

В ходе исследований выяснилось, что во время работы происходили аварийные остановки по следующим причинам:

- посадка напряжения (1 отключение, 5 часов простоя);
- неисправность частотно-регулируемого электропривода (1 отключение, 1 час);
- сбой в системе управления (2 отключения, 102 часа);
- неисправность свечи (5 отключений, 51 час);



Рис.5. Газотурбинная установка CAPSTONE C-класса

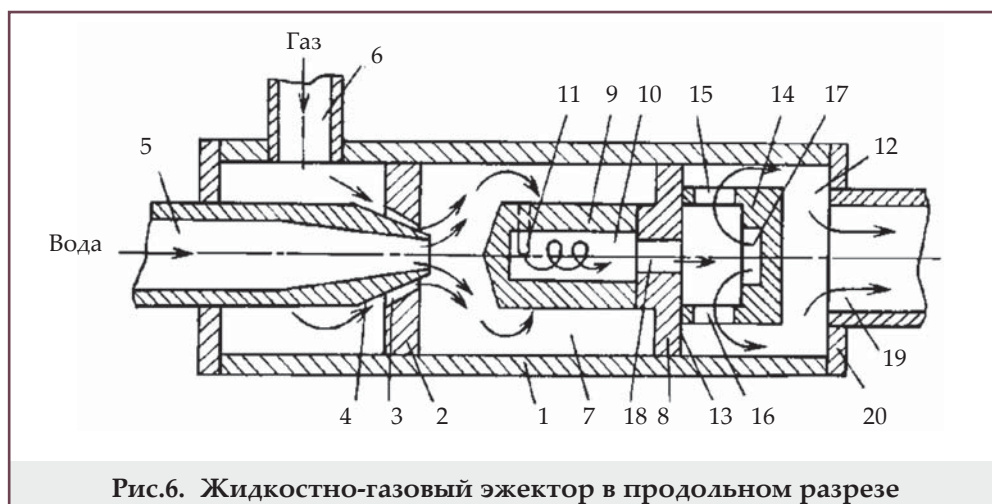


Рис.6. Жидкостно-газовый эжектор в продольном разрезе

- сбой в технологии (1 отключение, 18 часов);
- сбой компрессора (5 отключений, 54 часа);
- неисправность форсунок (3 отключения, 12 часов);
- смещение камеры сгорания (2 отключения, 198 часов);
- заклинивание генератора (1 отключение, 1296 часов).

В результате работы ГТУ несмотря на аварийные отключения было утилизировано более 5 млн. м³ ПНГ и выработано более 16 млн. кВт·ч электроэнергии - довольно хорошие показатели в сравнении с ГПУ.

Использование ПНГ в системе поддержания пластового давления (ППД)

Альтернативным путем утилизации ПНГ является закачка водогазовой смеси (ВГС) обратно в пласт. ВГС представляет собой смесь воды и газа с определенным значением содержания последнего, которое зависит от:

- зависимости коэффициента вытеснения нефти от газосодержания при пластовых условиях;
- зависимости изменения приемистости скважины от газосодержания;
- рабочего соотношения расходов воды и

газа на входе в смеситель;

- зависимости газосодержания от давления (определение положения фронта вытеснения и соответствующее ему значение пластового давления).

Для осуществления разработки нефтяной залежи таким способом используются жидкостно-газовые эжекторные устройства (рис.6), основными элементами которых являются [17]:

- струйный насос с коническим соплом (элемент 4) на центральной патрубке подвода воды (элемент 5);
- боковой патрубком подвода газа (элемент 6) и центральный отвод водогазовой смеси (элемент 18);
- гидродинамический кавитационный узел (гомогенизирование ВГС, элемент 7) и струйный диспергатор (диспергирование ВГС, элемент 12), расположенные последовательно за струйным насосом в едином с ним корпусе (элемент 1).

Гомогенизирование и диспергирование ВГС необходимо для получения более однородной мелкодисперсной водогазовой смеси с диаметром пузырьков газа 1-100 мкм в зависимости от проницаемости пород-коллекторов (минимальные размеры для малопроницаемых коллекторов



Рис.7. Устройство откачки газа (УОГ) -1

Основные технические характеристики УОГ-1		
№	Наименование характеристики	Значение
1	Рабочее давление, МПа (не более)	25
2	Рабочая среда	Нефть, газ, пластовая вода
3	Температура рабочей среды, °С	От -50 до +120
4	Диаметр проходного отверстия, мм	Сопло (3.7/4.5/5.6/6.0)
		Камера смешения (5.0/6.4/6.8/7.4/8.0)
5	Наружный диаметр, мм	88.9
6	Длина, мм	269
7	Присоединительная резьба, по ГОСТ 633-80	НКТ 89
8	Масса, кг	8

и максимальные размеры для высокопроницаемых коллекторов).

Помимо этого для данной системы разработана на скважине применяется устройство откачки газа (УОГ) (рис.7) с основными техническими характеристиками (табл.2):

УОГ-1 предназначено для снижения давления в затрубном пространстве нефтяной добывающей скважины, оборудованной станком-качалкой, путём перемещения ПНГ из затрубного пространства в выкидную линию скважины для транспортировки совместно с добываемой жидкостью [18].

Использование данного устройства обеспечивает:

- увеличение дебита скважины по нефти за счет повышения коэффициента наполнения насоса и роста депрессии на пласты;
- предотвращение прямых потерь ПНГ;
- исключение выбросов вредных веществ в атмосферу.

В большинстве случаев утилизацию ПНГ, путем закачки водогазовой смеси в пласт, приме-

няют в отдаленных скважинах, месторождениях, где проводить обычные методы интенсификации призабойной зоны пласта (ПЗП) и ППД будет невыгодно с финансовой точки зрения.

С целью изучения эффективности использования данного метода на скважине №4 Архангельского месторождения были проведены исследования. Показатели вытеснения нефти водой и водогазовой смесью приведены в таблице 3.

Исходя из таблицы можно сделать вывод, что коэффициент вытеснения нефти после закачки воды и водогазовой смеси превышает почти на 10% коэффициент вытеснения нефти только водой.

Утилизация ПНГ путем закачки водогазовой смеси в пласт во время исследований проходила по определенной схеме, представленной на рисунке 8.

Предложенная схема использования ПНГ состоит из 3 этапов. На первом этапе газожидкостная смесь из скважины первоначально поступает в сепаратор нефти и газа, где проходит пер-

Показатели вытеснения нефти водой и водогазовой смесью				
Наименование параметра	Величина параметра			
	Номера опытов			
	1	2	3	4
Проницаемость модели по воде, мкм ²	0.25	0.23	0.22	0.19
Коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.	0.43	0.44	0.43	0.43
Максимальный градиент давления при вытеснении нефти водой, МПа/м	0.04	0.04	0.05	0.04
Степень газосодержания, м ³ /м ³	5	3	1	0.25
Максимальный градиент давления при вытеснении нефти водогазовой смесью, МПа/м	0.06	0.03	0.06	0.04
Коэффициент вытеснения нефти после закачки воды и водогазовой смеси, д.ед.	0.5	0.53	0.53	0.52
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0.07	0.09	0.10	0.09

вичная сепарация. Отсюда полученный ПНГ и пластовая вода циклично закачиваются обратно в пласт через нагнетательные или добывающие скважины либо в виде воды, либо в виде водогазовой смеси. Далее смесь проходит через групповую замерную насосную установку (ГЗНУ)-50А, где происходит измерение дебита по жидкости и газу, ГЗНУ-4525, в котором установлен мультифазный насос (МФН), используемый для дальнейшей перекачки флюидов по трубопроводам.

На втором этапе газожидкостная смесь поступает на ГЗНУ-4304, где происходит отделение пластовой воды через установку первичного сброса воды (УПСВ) и ее транспортировка на кустовую насосную станцию (КНС), а также ПНГ, в дальнейшем применяемый для водогазового воздействия (ВГВ) в системе ППД.

Далее смесь проходит через ГЗНУ-770(МФН) и насосную станцию (НС), после чего на третьем этапе она транспортируется на дожимную насосную станцию (ДНС)-8, где происходит конечная сепарация. Полученная нефть транспортируется по трубопроводам в резервуары хранения нефти, пластовая вода отправляется на КНС, часть ПНГ

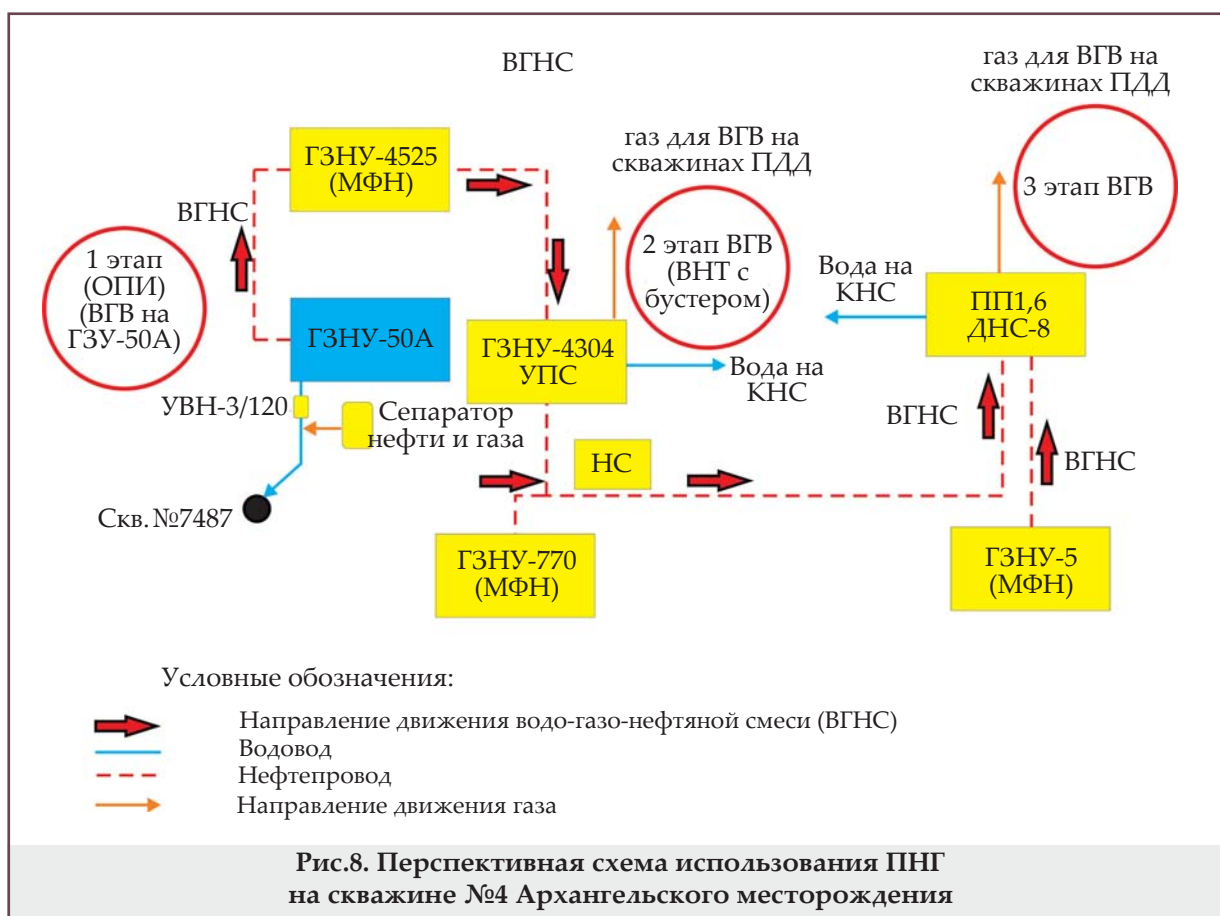
сжигается в тепловой печи ПП-1,6 для получения электроэнергии, а оставшаяся часть используется в системе ППД [19].

После проведения исследований были выявлены следующие изменения:

- увеличение коэффициента вытеснения нефти на 10-15% по сравнению с заводнением;
- увеличение коэффициента охвата пласта заводнением;
- снижение межфазного натяжения;
- снижение вязкости нефти.

В целом, технология использования попутного газа из затрубного пространства нефтедобывающей скважины путём закачки в скважину для ППД с использованием эжекторных устройств, имеет свои преимущества:

1. увеличение продуктивности скважины за счёт увеличения депрессии на пласт и роста динамического уровня;
2. увеличение надежности работы глубинно-насосного оборудования и межремонтного периода (МРП) работы скважин;
3. исключение затрат на сжигание ПНГ.



Выводы

Использование различного рода тепловых печей, газопоршневых и газотурбинных установок является наиболее приемлемым способом эффективной утилизации как с экологической, так и коммерческой точки зрения.

Применение ПНГ в системе ППД обеспечивает наиболее полное вытеснение нефти из пласта и облегчает его подъем на поверхность.

Литература

1. Книжников, А. Ю., Тетельмин, В. В., Бунина, Ю. П. (2015). Аналитический доклад по проблеме рационального использования попутного нефтяного газа. *Москва: WWF России.*
2. Зейгман, Ю. В., Шамаев, Г. А. (2005). Справочник нефтяника. Сбор и подготовка продукции скважин. *Уфа: ТАУ.*
3. Кирюшин, П. А. (2013). Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!». Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. *Москва: Всемирный фонд дикой природы (WWF).*
4. Гайле, А. А., Богомолов, А. И., Громова, В. В. (2005). Химия нефти и газа. Учебное пособие для вузов. *Москва: Химия.*
5. Амиан, В. А., Васильева, Н. П. (1974). Добыча газа. *Москва: Недра.*
6. Bahadori, A. (2014). Liquefied petroleum gas (LPG) recovery. *The Journal of Natural Gas Processing*, 600, 547-590.
7. Соловьянов, А. А. (2012). Сжигание попутного нефтяного газа и окружающая среда. *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*, 6, 21- 27.
8. Jafarinejad, Sh. (2017). Introduction to the Petroleum Industry. *The Journal of Petroleum Waste Treatment and Pollution Control*, 42, 1-17.
9. Vuk Rajović, S. O., Kiss, F., Maravić, N., & Bera, O. (2016). Environmental flows and life cycle assessment of associated petroleum gas utilization via combined heat and power plants and heat boilers at oil fields. *The Journal of Energy Conversion and Management*, 118, 96-104.
10. Постановление Правительства РФ от 08/11/2012 N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
11. Байков, И. Р., Смородова, О. В. (2009). Перспективы энергосбережения при эксплуатации промысловых объектов добычи нефти и газа. *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*, 6, 10-12.

References

1. Knižnikov, A. Ū., Tetel'min, V. V., Bunina, Ū. P. (2015). Analitičeskij doklad po probleme racional'nogo ispol'zovaniâ poputnogo neftânogo gaza. *Moskva: WWF Rossii.*
2. Zejgman, Ū. V., Šamaev, G. A. (2005). Spravočnik neftânika //Sbor i podgotovka produkcii skvažin. *Ufa: TAU.*
3. Kirûšin, P. A. (2013). Poputnyj neftânoj gaz v Rossii: «Sžigat' nel'zâ, pererabatyvat'!». Analitičeskij doklad ob èkonomičeskikh i èkologičeskikh izderžkah sžiganiâ poputnogo neftânogo gaza v Rossii. *Moskva: Vsemirnyj fond dikoj prirody (WWF).*
4. Gajle, A. A., Bogomolov, A. I., Gromova, V. V. (2005). Himiâ nefti i gaza. Učebnoe posobie dlâ vuzov. *Moskva: Himiâ.*
5. Amiân, V. A., Vasil'eva, N. P. (1974). Dobyča gaza. *Moskva: Nedra.*
6. Bahadori, A. (2014). Liquefied petroleum gas (LPG) recovery. *The Journal of Natural Gas Processing*, 600, 547-590.
7. Solovyanov, A. A. (2012). Associated petroleum gas flaring and environment. *Environment Protection in Oil and Gas Complex*, 6, 21- 27.
8. Jafarinejad, Sh. (2017). Introduction to the Petroleum Industry. *The Journal of Petroleum Waste Treatment and Pollution Control*, 42, 1-17.
9. Vuk Rajović, S. O., Kiss, F., Maravić, N., & Bera, O. (2016). Environmental flows and life cycle assessment of associated petroleum gas utilization via combined heat and power plants and heat boilers at oil fields. *The Journal of Energy Conversion and Management*, 118, 96-104.
10. Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 08/11/2012 N 1148 «Ob osobennostâh isčisleniâ platy za negativnoe vozdejstvie na okružaûšiu sredu pri vybrosah v atmosferyj vozduh zagrâznâûših vešestv, obrazuûšihâ pri sžiganiî na fakel'nyh ustanovkah i (ili) rasseivanii poputnogo neftânogo gaza».
11. Baikov, I. R., Smorodova, O. V. (2009). The perspectives of energy saving at production fields objects usage. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 6, 10-12.

12. Китаев, С. В., Колоколова, Е. А., Смородова, О. В. (2008). Утилизация попутного нефтяного газа на установках сжигания промстоков. *Материалы IV Международной учебной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт»*. Уфа.
13. Hassani, S. O. H., Silva, E. S., Al Kaabi, A. M. (2017). The role of innovation and technology in sustaining the petroleum and petrochemical industry. *The Journal of Technological Forecasting and Social Change*, 119, 1-17.
14. Гильмутдинов, Р. С., Антипин, Ю. В., Яркеева, Н. Р. (2003). Процессы, приводящие к выделению сероводорода и образованию отложений сульфида железа в скважинах на поздней стадии разработки. *Материалы IV конгресса нефтегазопромышленников России*. Уфа.
15. Terhan, S. O. M. & Comakli, K. (2017). Energy and exergy analyses of natural gas-fired boilers in a district heating system. *The Journal of Applied Thermal Engineering*, 121, 380-387.
16. Zhu, X., Sui, X., Zhao, Y., et al. (2016). Experimental study of the flow and heat transfer of a gas-water mixture through a packed channel. *The Journal of Science Bulletin*, 61, 406-415.
17. Валеев, М. Д., Ахметзянов, Р. М., Шаменин, Д. В., Багаутдинов, М. А. (2017). Насосная установка для откачки газа из затрубного пространства нефтяной скважины. *Патент РФ 2630490*.
18. Крючков, В. И., Пешков, В. Е., Щемелинин, Ю. А. (1991). Способ вытеснения нефти из пласта. *Патент РФ 1810505*.
19. Raslavičius, L., Keršys, A., Mockus, S., et al. (2014). Liquefied petroleum gas (LPG) as a medium-term option in the transition to sustainable fuels and transport. *The Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 513-525.
12. Kitaev, S. V., Kolokolova, E. A., Smorodova, O. V. (2008). Utilizaciâ poputnogo neftânogo gaza na ustanovkah sžiganiâ promstokov. *Materialy IV Meždunarodnoj učebnoj naučno-praktičeskoj konferencii «Truboprovodnyj transport»*. Ufa.
13. Hassani, S. O. H., Silva, E. S., Al Kaabi, A. M. (2017). The role of innovation and technology in sustaining the petroleum and petrochemical industry. *The Journal of Technological Forecasting and Social Change*, 119, 1-17.
14. Gil'mutdinov, R. S., Antipin, Ū. V., Ârkeeva, N. R. (2003). Processy, privodâšie k vydeleniû serovodoroda i obrazovaniû otloženiġ sul'fida železa v skvažinah na pozdnej stadii razrabotki. *Materialy IV kongressa neftegazopromyšlennikov Rossii*. Ufa.
15. Terhan, S. O. M. & Comakli, K. (2017). Energy and exergy analyses of natural gas-fired boilers in a district heating system. *The Journal of Applied Thermal Engineering*, 121, 380-387.
16. Zhu, X., Sui, X., Zhao, Y., et al. (2016). Experimental study of the flow and heat transfer of a gas-water mixture through a packed channel. *The Journal of Science Bulletin*, 61, 406-415.
17. Valeev, M. D., Akhmetzyanov, R. M., Shamenin, D. V., Bagautdinov, M. A. (2017). Pumping plant for gas withdrawal from annular space in oil well. *RU Patent 2630490*.
18. Krûčkov, V. I., Peškov, V. E., Šemelġnin, Ū. A. (1991). Sposob vytesneniâ nefti iz plasta. *RU Patent 1810505*.
19. Raslavičius, L., Keršys, A., Mockus, S., et al. (2014). Liquefied petroleum gas (LPG) as a medium-term option in the transition to sustainable fuels and transport. *The Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 513-525.

Рациональное использование попутного нефтяного газа

Т.Ф.Акрамов, Н.Р.Яркеева

Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В статье рассматривается проблема сжигания ПНГ в нефтяных компаниях, базирующихся на территории России. На данный момент процент утилизации попутно добываемого вместе с нефтью газа, не достигает нормированных по законодательству необходимых показателей. По официальным данным рационально утилизируется не более 80% добываемого ПНГ (нормированное значение – 95%). В виду того, что сжигание ПНГ сопровождается расходом кислорода и выделением избыточного тепла, это негативно сказывается на окружающей среде и в результате приводит к увеличению парникового эффекта. В статье ставится задача выявить основные направления утилизации ПНГ и определить возможную эффективность применяемых технологий на примере месторождений нефтегазодобывающего управления «Ямашнефть». В процессе исследования были изучены наиболее распространенные методы использования ПНГ в пределах промышленной базы.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ; факел; тепловые печи ППНТ-1,6; газопоршневые установки АПП-200; газотурбинные установки CAPSTONE C-класса; водогазовая смесь.

Səmt qazının səmərəli istifadəsi

T.F.Akramov, N.R.Yarkeyeva

Ufa Dölet Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə Rusiya ərazisində yerləşən neft şirkətlərində səmt qazının yandırılması probleminə baxılır. Hal-hazırda neft ilə birgə hasil edilən səmt qazın istifadəsi faiz etibarlı ilə qanunvericiliklə nizamlanan göstəricilərdən aşağıdır. Rəsmi məlumatlara əsasən hasil olunan səmt qazın 80%-dən çox olmayan hissəsi (normalaşdırılmış qiymət 95%) səmərəli istifadə edilir. Səmt qazın yandırılması prosesi oksigenin sərfi və artıq istiliyin buraxılması ilə müşayiət olunur, bu da ətraf mühitə neqativ təsir edir və nəticədə istilik effektinin artmasına gətirib çıxarır. Məqalədə səmt qazın istifadə edilməsinin əsas istiqamətlərini aşkar etmək və "Yamaşneft" Neft və Qazçıxarma İdarəsinin yataqları timsalında tətbiq edilən texnologiyaların gözlənilən səmərəliliyini müəyyən etmək məsələsinə baxılır. Tədqiqat nəticəsində sənaye bazası daxilində səmt qazının istifadəsinin geniş yayılmış üsulları öyrənilmişdi.

Açar sözlər: səmt qazı; məşəl; ППНТ-1,6 istilik sobaları; АПП-200 qaz-porşen qurğuları; C-sinifindən CAPSTONE qaz-turbin qurğuları; su-qaz qarışığı.