

Выбор топлива для комплекса тепловой обработки нефтеносного пласта

С.Ю. Коротин

аспирант кафедры промышленной теплоэнергетики
arro116@mail.ru

А.И. Щелоков

д.т.н., профессор, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики
pt@samgtu.ru

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Обозначены проблемы и особенности использования различных видов углеводородного топлива в установках тепловой обработки пластов высоковязкой нефти и природного битума. Разработаны предложения по топливоснабжению комплекса тепловой обработки пласта основным и резервным углеводородным топливом без переоборудования теплогенерирующих агрегатов, в частности смесительная регазификация СУГ на основе технологии Propane-air.

Материалы и методы

Обобщение опыта разработки на базе кафедры «Промышленная теплоэнергетика» ФГБОУ ВО «СамГТУ» систем резервного топливоснабжения на основе пропан-воздушных смесей — заменителей природного газа.

Ключевые слова

высоковязкая нефть, природный битум, тепловая обработка пласта, Propane-air, регазификация сжиженного углеводородного газа

Тепловые методы воздействия на продуктивный пласт при добыче высоковязких нефтей и природных битумов предполагают значительные затраты тепловой энергии на разогрев пласта. На их величину влияет множество факторов, таких как геологическое строение нефтяной залежи, темп закачки теплоносителя, коэффициент полезного действия теплогенерирующей установки и т.п. Наряду со стоимостью инфраструктуры месторождения, топливно-энергетические расходы являются важнейшими факторами целесообразности разработки месторождений высоковязких нефтей и природного битума.

Получить представление о порядке топливозатрат можно, проанализировав результаты опытно-промышленной эксплуатации российских месторождений высоковязкой нефти и природного битума. Так, на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях (Республика Татарстан) удельные затраты теплоносителя на единицу выхода продукта при закачке в пласт пара составили 1,8–4,3 т/т, при закачке пара газа — 1,4–2,0 т/т. [1] Это соответствует расходу условного топлива 0,1–0,4 т.у.т. на 1 т добытого продукта.

В настоящее время наиболее эффективным из тепловых методов, с точки зрения отсутствия непроектируемых потерь теплоты, является выработка теплоты непосредственно в нефтеносном пласте. К теплогенератору, расположенному на забое нагнетательной скважины, с поверхности подаются исходные компоненты, участвующие в горении, а также впрыскивается тонко распыленная вода, которая, испаряясь в продуктах полного сгорания, разбавляет продукты сгорания топлива, образуя газопаровую смесь. Насыщенный водяной пар находится в перегретом состоянии, что обеспечивает при перемешивании более интенсивный прогрев смешивающихся сред. Газопаровая смесь распространяется в пласте и не только прогревает вязкую нефть, но и растворяет карбонаты пород за счет вступления в реакцию с ними диоксида углерода.

При таком способе выработки теплоносителя реально снизить затраты до величины 0,07–0,1 т.у.т. на 1 т нефти. Указанный уровень энергозатрат уже достаточно приемлем, если стоимость топлива невелика. Очевидно, что среди возможных видов топлива фигурируют природные углеводороды, имеющие достаточное распространение, а именно:

- попутный газ нефтяного месторождения;
- некоторая часть добываемой на месторождении нефти;
- природный газ;
- сжиженный углеводородный газ (пропан-бутановая смесь).

Особенность применения первого из названных видов топлив в том, что в попутном нефтяном газе месторождений высоковязкой нефти, как правило, содержится значительное количество сероводорода, при сжигании которого образуется оксид серы, вступающий в реакцию с парами воды

с образованием серной кислоты. В результате скважинное оборудование подвергается сернокислотной коррозии. Кроме того, вследствие необходимости закачки компонентов под значительным давлением, имеется необходимость в обустройстве газомпрессорной станции.

Сжигание сырой высоковязкой нефти на забое скважины — наиболее простой, с точки зрения топливоснабжения, вариант. Однако использование такого топлива в исходном виде чревато засорением призабойной зоны сажистыми частицами и ухудшением проницаемости коллектора. Данный фактор проявился еще на наземных парогазогенераторах, испытанных в 1981–1982 гг. и 1987–1995 гг. на Северном куполе Мордово-Кармальского месторождения, где в качестве топлива использовались дистилляты нефти. Кроме того, если идти на потерю части полезного ископаемого, то более оправданной, возможно, окажется технология внутрискважинного горения.

Использование природного газа (далее — ПГ) и сжиженного углеводородного газа (далее — СУГ), хотя и дороже, нежели попутного газа, и, в зависимости от конъюнктуры рынка, может быть дороже использования сырой нефти, но лишено указанных технологических недостатков. Решение, какому из указанных двух видов топлива отдать предпочтение, зависит от ряда условий: текущие цены на то или иное топливо, протяженность и стоимость прокладки газопровода к месторождению, стоимость транспортировки СУГ в цистернах, распространенность в регионе данных источников топлива.

Кроме того, следует учитывать, что в практике газоснабжения крупных промышленных предприятий имеют место сезонные ограничения на поставки газа, связанные с пиками его потребления. В течение действия данных ограничений, оборудование переводится на резервное топливо.

Из всего этого следует, что скважинное теплогенерирующее оборудование должно иметь возможность работать от обоих видов топлива без изменения конструкции.

Физико-химические свойства ПГ и СУГ весьма различаются, из-за чего оборудование, предназначенное для работы на природном газе, не может быть напрямую переведено на использование пропан-бутана. Однако оптимальные свойства, практически аналогичные свойствам природного газа, пропан-бутан приобретает в смеси с воздухом. Для оценки взаимозаменяемости газовых топлив используется число Воббе. Эта величина, согласно ГОСТ 5542-87, представляет собой отношение теплоты сгорания к корню квадратному из относительной (по воздуху) плотности газа.

$$W_o = \frac{Q_H^p}{\sqrt{S}}, \quad (1)$$

где Q_H^p — низшая теплота сгорания в рабочих условиях;

$S = \rho_i/\rho_a$ — отношение плотности газа к плотности воздуха.

Анализ практических данных по взаимозаменяемости показывает, что эксплуатация газоиспользующих агрегатов без существенных нарушений в работе происходит при изменении числа Воббе в пределах 5–7% от номинального значения, характерного для природного газа [2].

Сжигание СУГ в установках, использующих ПГ, возможно при подаче его в газовые сопла горелки в составе заранее приготовленной смеси с воздухом, для которой число Воббе близко к таковому для природного газа.

Данная технология известна под названием Propane-air. Типовой состав подаваемой на сопла горелок смеси — около 57% СУГ и около 43% воздуха по объему, при использовании технического пропана. Если СУГ — смесь, состоящая из пропана на 50% и на 50% из бутана, отношение будет: 53% СУГ, 47% воздуха. Для приготовления пропано-воздушной смеси, широко применяемая технологическая схема: резервуар СУГ — насос — испаритель, дополняется смесительным устройством и источником сжатого воздуха. Наибольшее распространение получили смесительные установки с использованием труб Вентури.

Здесь необходимо отметить, что испарение СУГ, необходимое для его использования в газогорелочном устройстве, имеет разную интенсивность при различных температурах и резко падает с их понижением. А испарение бутановой фракции при температурах воздуха ниже $-0,5^{\circ}\text{C}$ становится вообще невозможным. Поэтому в климатических

условиях России для промышленных установок обязательным условием является подвод теплоты для испарения. Для этого предусматривается специальное устройство — испаритель. Теплота, затрачиваемая на регазификацию сжиженного углеводородного газа:

$$Q_{\text{рег}} = m_g (c_{\text{сж}} \cdot (t_u - t_p) + L_v),$$

где: m_g — масса газа, кг; $c_{\text{сж}}$ — массовая теплоемкость сжиженного газа, $\text{kJ}/\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C}$; t_u и t_p — температуры, соответственно, кипения жидкой фазы и расчетная температура наружного воздуха в наиболее холодный период; L_v — удельная теплота испарения, для пропана составляет $484,5 \text{ kJ}/\text{kg}$; для бутана равна $395,0 \text{ kJ}/\text{kg}$.

Для примера: при расчетной температуре наружного воздуха $t_p = -35^{\circ}\text{C}$, для регазификации пропан-бутановой смеси с соотношением компонентов 1:1, необходим подвод теплоты в количестве $q_{\text{рег}} = Q_{\text{рег}}/m_g = 519 \text{ kJ}/\text{kg}$. Многообещающим видится использование для регазификации СУГ теплоты послекомпрессорного воздуха. Теплота, вносимая 1 кг послекомпрессорного воздуха, температура которого достигает 170°C :

$$q_a = c_a (t_{\text{пкв}} - t_a) = 172 \text{ kJ}/\text{kg}.$$

Стало быть, для регазификации 1 кг пропан-бутановой смеси требуется 3 кг воздуха. Располагаемое количество данного теплового ресурса определяется расчетным количеством воздуха, необходимого для горения, которое для пропан-бутановой смеси при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,1$

составляет $30 \text{ m}^3/\text{m}^3$, или $15,6 \text{ kg}/\text{kg}$. Были рассмотрены следующие способы полезного использования данного вида тепловых ресурсов:

- смесительная регазификация горячим воздухом после компрессора с температурой $t_{\text{пкв}}$. Данный вариант — самый простой и не предполагает наличия дополнительных единиц оборудования. Однако при указанном соотношении объемов, смешиваемых СУГ и воздуха, массовое соотношение составляет 1:0,46. Очевидно, что для испарения соответствующего количества СУГ теплоты, поступающей с данным количеством воздуха, недостаточно;
- подогрев сжиженного газа в газовоздушном или водовоздушном теплообменнике. Применение промежуточного теплоносителя с высокой теплоемкостью — воды при температуре $35\text{--}40^{\circ}\text{C}$, более предпочтительно, так как обеспечивается пассивная безопасность установки при пуске по сравнению с нагревом в газовоздушном теплообменнике с соответствующими температурами.

Таким образом, использование теплоты послекомпрессорного воздуха для регазификации сжиженного углеводородного газа является вполне выполнимой задачей.

Итоги

В ходе работы над проектом системы топливоснабжения комплекса тепловой обработки пласта была создана схема дублирующего источника топлива на основе смесительного испарения СУГ с образованием топливной смеси Propane-air — заменителя природного газа.

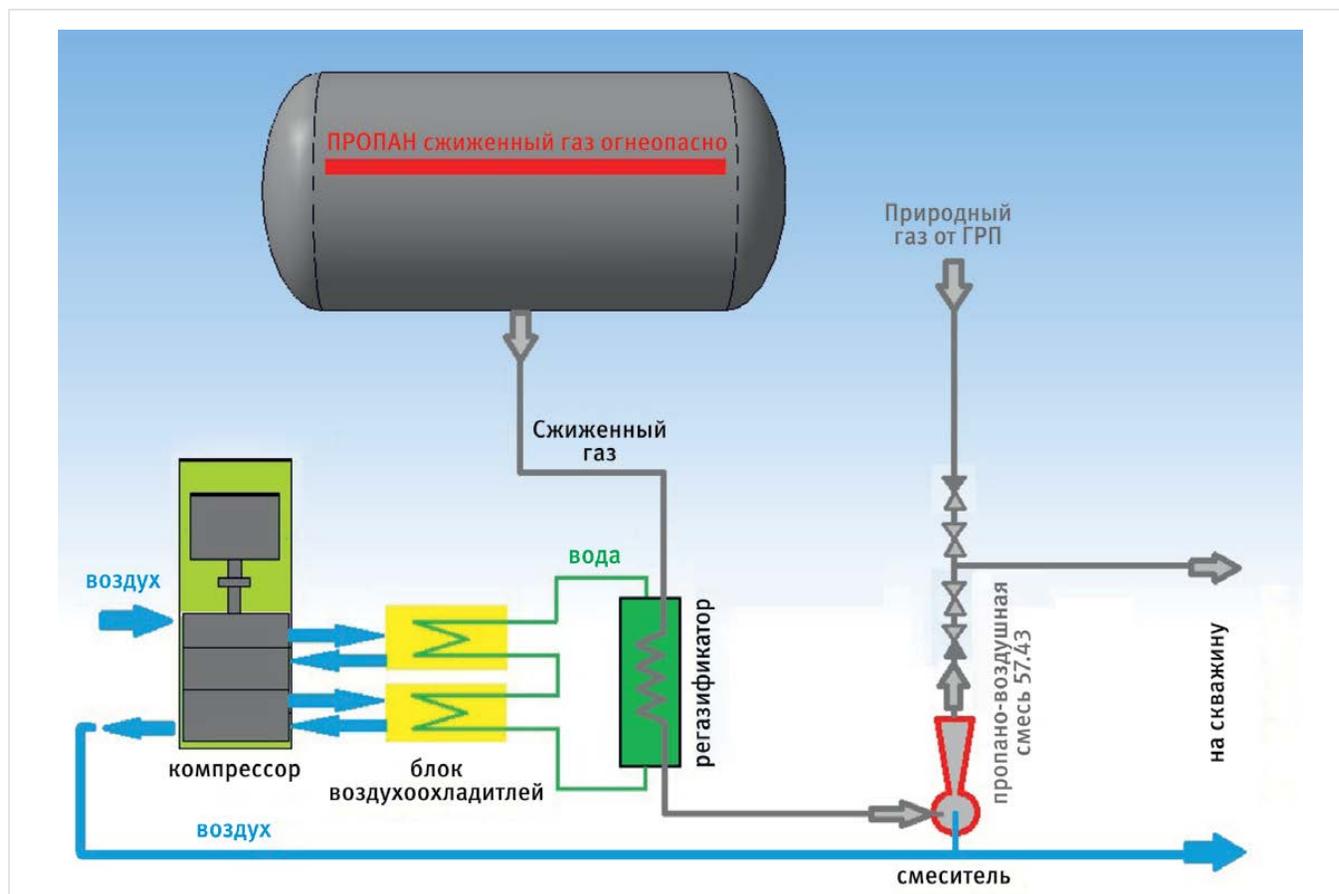


Рисунок — Схема резервного газоснабжения скважинных агрегатов с использованием пропано-воздушной топливной смеси
 Figure — Reserve gas supply of downhole units using a propane-air fuel mixture scheme

Пневмоаппаратура для нефтегазовых МБУ

Компания ООО «ТК ГЛОБЭК» является официальным представителем завода PPT PETOLETKA (Республика Сербия), на территории России и стран СНГ. Имеет права эксклюзивной дистрибуции ряда товаров производства PPT.



Выводы

Проведенные расчеты показывают возможность регазификации СУГ в любых необходимых количествах без подогревательных устройств путем подмеса горячего послекомпрессорного воздуха с образованием топливной смеси Propane-air, физико-химические свойства которой позволяют заменять ею природный газ без вмешательства в конструкцию горелочных устройств.

Список литературы

1. Ю.А. Гуроров, И.Х. Гимаев. Современные технологии добычи природных битумов и высоковязких нефтей. Уфа: Недра, 2013. 92 с.
2. Харламова Н.А. Газоснабжение. М.: Московский государственный строительный университет, 2013. 126 с.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

The fuel supply of the heat treatment complex of an oil layer

UDC 622.276

Authors:

Semyon Yu. Korotin — Ph.D. student of heat power department; arro116@mail.ru
Anatoly Y. Shchyolokov — Sc.D. in engineering, professor, head of heat power department; pt@samgtu.ru

Samara State Technical University (SSTU), Samara, Russian Federation

Abstract

The article identifies problems and characteristics of using various types of hydrocarbon fuels in installations of thermal processing of layers of heavy oil and natural bitumen. Developed fuel supply complex heat treatment of the layer of the primary and backup hydrocarbon fuel without the conversion of heat generating units, in particular the mixing regasification LPG based on the technology of Propane-air.

Materials and methods

Generalization of experience of development on the basis of the Department "Industrial power" of the SSTU backup fuel supply on the basis of a Propane-air mixtures of substitute natural gas.

Results

In the course of the project

work system fuel supply complex heat treatment of the oil layers scheme was created backup fuel source based on the mixing evaporation of LPG with the formation of a fuel mixture Propane-air — a substitute for natural gas.

Conclusions

The calculations show the possibility of regasification of LPG in any desired quantities without heating devices by postcompression mixing hot air with the formation of a fuel mixture Propane-air, physico-chemical properties which allow it to replace natural gas without interfering with the design of burners.

Keywords

heavy oil,
 natural bitumen,
 thermal processing of layers,
 Propane-air,
 regasification of LPG

References

1. Yu.A. Gutorov, I.Kh. Gimaev. *Sovremennye tekhnologii dobychi prirodnikh bitumov i vysokovyazkikh neftey* [Modern technologies of extraction of natural bitumen and heavy oil]. Ufa: Nedra, 2013, 92 p.
2. Kharlamova N.A. *Gasosnabzhenie* [The gas supply]. Moscow: MGSU, 2013, 126 p.

420108, г. Казань
 ул. Мазита Гафури, д.50, офис 24
 Тел: +7 (843) 246-30-33
 Сот: +7 987-286-89-96, +7 981-783-50-01
office@globec-ppt.ru

www.globec-ppt.ru