

УДК 622.276

ВНЕДРЕНИЕ ГАЗОПОРШНЕВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ГПЭС) НА ЮЖНО-ОХТЕУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В.

*ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Тюмень, e-mail: apasov_gaydar@inbox.ru*

Одной из самых насущных экономических и экологических проблем России является вопрос повышения эффективности использования природных ресурсов. Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья. Один из наиболее распространенных способов утилизации ПНГ – использование как топлива для электростанций. Попутный (нефтяной) газ – это ценнейшее химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо. В отличие от природных горючих газов, состоящих в основном из метана, попутный газ содержит значительное количество этана, пропана, бутана и др. предельных углеводородов. После переработки попутного газа получают осушенный (отбензиновый) газ, получают и ценное сырье, состоящее из широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), используемое в химической и нефтехимической промышленности, а также сжиженный газ. Инновационные теплоэнергетические установки на топливных элементах (ячейках), использующие попутный нефтяной газ в качестве топлива, открывают путь к радикальному и экономически выгодному решению проблем по утилизации попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, газопоршневая электростанция, утилизация газа, подготовка нефти и газа

THE INTRODUCTION OF GAS PISTON PLANTS IN THE UJNO-OHTEURSKOM OIL FIELD

Apasov T.K., Apasov G.T., Sarancha A.V.

*Federal state budget higher professional educational institution «Tyumen State Oil and Gas University»,
Tyumen, e-mail: apasov_gaydar@inbox.ru*

One of the most pressing economic and environmental problems of Russia is a question of increase of efficiency of use of natural resources. Flaring of associated petroleum gas (APG) in flares leads to a significant loss of valuable chemical raw materials. One of the most common ways of utilization of associated petroleum gas – used as fuel for power plants. Of associated (petroleum) gas is a valuable chemical raw material and high-efficient fossil fuel. Unlike natural combustible gases consisting primarily of methane, associated gas contains significant amounts of ethane, propane, butane and other saturated hydrocarbons. After the processing of associated gas get drained (stripped) gas, and get valuable raw material, consisting of a broad fraction of light hydrocarbons (NGL) used in chemical and petrochemical industries, as well as liquefied gas. Innovative power system for fuel elements (cells) that uses associated petroleum gas as fuel, pave the way for radical and cost-effective solution of problems of associated petroleum gas utilization.

Keywords: associated petroleum gas, gas-piston power plant, gas utilization, preparation of oil and gas

Газопоршневая электростанция (ГПЭС) внедрена на Южно-Охтеурском нефтяном месторождении, которое находится в Александровском районе Томской области, входит в Стрежевской нефтедобывающий район. Открыто месторождение в 1990 году, эксплуатация осуществляется с 1991 года. Промышленная нефтеносность месторождения связана с меловыми и юрскими отложениями (пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Б₇⁰, Б₇¹ и Б₇²). По технологической схеме согласно «Дополнению к технологической схеме разработки Южно-Охтеурского месторождения» (протокол № 994 от 21.12.07), подготовка нефти месторождения осуществляется на ДНС с УПСВ производительностью до 400 тыс.т/год (по жидкости) в районе куста № 1. От АГЗУ КП № 1 по короткому трубопроводу, в который также поступает

продукция с кустовых площадок № 2, 4, скважинная продукция поступает в сепаратор УБС, где происходит отбор свободного газа [3, 2]. В линию «АГЗУ – УБС» через БРХ подается деэмульгатор. Газ из УБС подается на факел высокого давления (ФВД), где полностью сжигается. Водонефтяная смесь из УБС под давлением 1,0–1,1 кгс/см² подается в колонну УСТН, где полностью дегазируется. Разгазированная нефть из УСТН сливается в резервуар РВС № 1, водонефтяная смесь поступает через лучевое распределительное устройство и, проходя через слой воды, попадает в зону отстоя. Далее, нефть из верхней части нефтяного слоя, через узел учета с датчиками НОРД-65, откачивается насосами Н-1, Н-2 в напорный нефтепровод. Характеристики основного оборудования УПС представлены в таблице.

Перечень основного оборудования УПСВ Южно-Охтеурского месторождения

Обозначение	Наименование	Кол-во	Характеристика
<i>Существующее</i>			
УБС 1500/14	Сепаратор нефти	1	$V = 10 \text{ м}^3, P_{\text{раб}} = 6 \text{ кгс/см}^2$
УСТ Н-1 м	Установка сепарационная трубная наклонная	1	$Q = 10000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ $P_{\text{раб}} = 0,1 \text{ кгс/см}^2$
ППТ-0,2Г	Подогреватель нефти с промежуточным теплоносителем	1	$Q = 440 \text{ м}^3/\text{сут}$
РВС-1000 № 1, 2	Резервуар вертикальный стальной	1	$V = 828 \text{ м}^3$
Н-1, Н-2	Насос ЦНС60-330	1	$Q = 60 \text{ м}^3/\text{ч.}$ $P = 25...30 \text{ кгс/см}^2$
ЕП-16	Емкость утечек	1	$V = 16 \text{ м}^3$
БРХ	Блок реагентного хозяйства	1	БДР «Озна-2,5»
С-1	Счетчик нефти НОРД-65	1	$Q = 150 \text{ м}^3/\text{ч}$

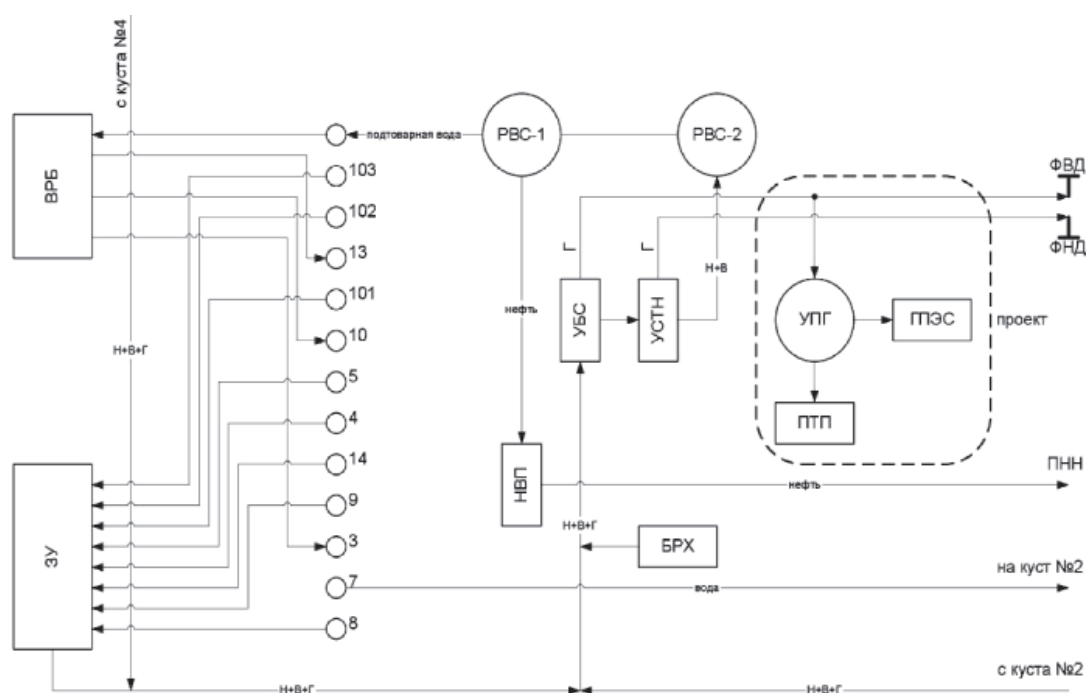


Рис. 1. Технологическая схема подготовки нефти на месторождении.

ЗУ – замерная установка; БРХ – блок реагентного хозяйства; УБС – установка блочная сепарационная; УСТН – установка сепарационная трубная наклонная; РВС – резервуар вертикальный стальной; ВРБ – блок распределения воды; НВП – насос внешней перекачки; ПНН – пункт налива нефти; УПГ – установка подготовки газа; ПТП – промысловый трубопровод; ПТЭС – газопоршневая электростанция; ФВД – факел высокого давления; ФНД – факел низкого давления

Пластовая вода, выделившаяся в резервуаре РВС № 1 после очистки за счет гидростатического напора, сбрасывается в шурф водозаборной скважины для закачки в систему ППД. Далее, подготовленная нефть транспортируется по нефтепроводу в пункт налива нефти, откуда автовывозом на ПСП в районе НПС «Александровская» в систему АК «Транснефть». При этом ПНН следует РВС емкостью 1000 м³ для обеспечения непрерывной добычи в случае кратковременных

перерывов в автовывозе продукции. При небольшом энергопотреблении снабжение месторождения осуществлялось по ВЛ 6 кВ протяженностью 11,5 км от ПС 35/6 Северная ОАО «Томскнефть» ВНК. В качестве резервного источника электроэнергии использовалась ДЭС мощностью 200 кВт [1, 5]. В настоящее время со строительством и вводом газопоршневой электростанции (ПТЭС) технологическая схема УПСВ принимает вид, представленный на рис. 1.

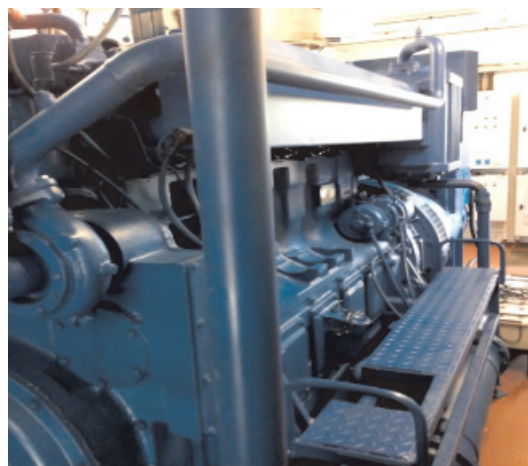


Рис. 2. Двигатель-генератор ГДГ 90

Газопоршневые электростанции вырабатывают два вида энергии: электроэнергию и теплоэнергию. Газопоршневая установка – это система генерации, работа которой обеспечивается двигателем внутреннего сгорания, способна работать автономно и совместно с другими системами электроснабжения. Газопоршневой двигатель-генератор ГДГ 90 предназначен для выработки электроэнергии, использует в качестве топлива попутный нефтяной газ с низким содержанием метана (30% и выше) и низким давлением перед двигателем (0,2 МПа) (рис. 2).

Двигатель-генератор ГДГ 90 изготовлен на базе рядного двигателя, имеющего шесть цилиндров диаметром 210 мм, ходом поршня 210 мм и 1000 об/мин вращения коленчатого вала. Низкие обороты коленчатого вала двигателя увеличивают его ресурс работы до капитального ремонта. ГДГ 90 способен вырабатывать до 500 кВт электроэнергии и 500 кВт тепловой энергии (от утилизатора выхлопных газов и первого контура охлаждения двигателя) в зависимости от состава попутного газа. В конструкции двигателя также применена оригинальная система охлаждения камеры сгорания, что позволяет снизить температуру выхлопных газов до 480 °С и тем самым повышает ресурс выхлопных клапанов. Для обеспечения повышенного ресурса выхлопных клапанов в конструкции крышки цилиндров установлен немецкий механизм их поворота. В систему охлаждения допускается заливать обычную умягченную воду. Агрегат допускает мгновенный наброс нагрузки до 30% с нуля и в дальнейшем оставшиеся 70%. Электрический шкаф управления имеет все необходимые защиты и возможность работы с электрическими сетями. Блочные электростанции – один из самых эффективных способов экономии электрической энергии.

Существующая сегодня схема использования попутного газа с вводом ГПЭС представлена в следующем виде: от установки блочной сепарационной (УБС) газ попадает под давлением 0,3 МПа в сепаратор газа (СГ), откуда часть газа идет на факел высокого давления, основная часть поступает на установку подготовки топливного газа (УПТГ) на линии потребления ГПЭС. В шкафу ГРПШ регулятором давления (РДГ-50В) поддерживается давление до 0,24 МПа и, далее, осушенный газ подается на прием четырех газопоршневых агрегатов. Агрегаты работают при давлении на приеме от 0,19 до 0,24 МПа. При давлении ниже 0,19 МПа происходит аварийное отключение. Образованный конденсат в процессе подготовки газа сбрасывается в специальные дренажные емкости. Работаящая газопоршневая установка на рис. 3.

После строительства и ввода ГПЭС в декабре 2014 года начато использование попутного газа по выработке электроэнергии для собственного потребления с помощью электростанции в объеме 60 тыс. м³, постепенно ежемесячно увеличивался объем потребления. В полную мощность ГПЭС заработала с 1 октября 2015 года.

В результате за октябрь 2015 года добыто попутного газа 535,310 тыс. м³, из них использовано на ГПЭС 479,97 тыс. м³ газа, на нужды котельной использовано 2,5 тыс. м³, сожжено на факеле 26,8 тыс. м³, на путевой подогреватель использовано 26,0 тыс. м³ газа. В целом утилизация газа составила 95%, сожжено 5% на факелах. Автоматизированная газопоршневая электростанция состоит из работающих 4 двигателей ГПЭС-1,26 МВт мощностью до 500 кВт каждый. Использование попутного нефтяного газа на газопоршневых 4 агрегатах позволило создать



Рис. 3. Действующая газопоршневая установка на месторождении

и потреблять фонду ООО «Южно-Охтеурское» до 1100 кВт электроэнергии, при объеме утилизации газа до 95 %, при сжигании газа до 5 % на факеле.

Можно считать, что постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», вступившее в силу с 1 января 2012 г., предприятием ООО «Южно-Охтеурское» выполняется в полном объеме начиная с 1 октября 2015 года.

Список литературы

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме Южно-Охтеурского месторождения, ОАО «СибНИИП», (протокол № 26-09 от 26.06.2009 г.).
2. Ардалин М.Г. Технологическая схема разработки Южно-Охтеурского месторождения. ОАО «ТомскНИПИ-нефть ВНК». – Томск, 2001.
3. Гавура А.В. Проект пробной эксплуатации Южно-Охтеурского нефтяного месторождения. Научно-производственная фирма «Декар». – Киев, 1992.
4. Грачев С.И., Стрекалов А.В. Опыт в решении задач моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 2.
5. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа пласта Б9 Южно-Охтеурского нефтяного месторождения, исполнитель ООО «GeoInformЭксперт» (протокол № 18/59-пр от 09.02.2009 г., Роснедра).
6. Саранча А.В. Определение продуктивности скважин при гидроразрыве пласта / А.В. Саранча, М.Л. Карнаухов // Известия высших учебных заведений. – 2007. – № 4. – С. 29–32.
7. Саранча А.В. Разработка и исследование методов оценки и интерпретации кривых восстановления давления в скважинах после гидроразрыва пласта: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008.
8. Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овезова С.М. Концепция выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтегазоконденсатных месторождениях и ее апробация в условиях Южно-Русского и Берегового месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1.
9. Саранча А.В., Митрофанов Д.А., Саранча И.С., Овезова С.М. Разработка баженновской свиты на Ай-Пимском месторождении // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1.
10. Саранча А.В., Саранча И.С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 3 (52). – С. 146–147.

11. Саранча А.В. Кубасов Д.А. Анализ разработки месторождений ХМАО-Югры с позиции их стадийности // Горные ведомости. – 2012. – № 2. – С. 66–69.

12. Саранча А.В., Саранча И.С. Анализ разработки месторождений ХМАО-Югры с позиции их стадийности // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – № 1. – С. 126–128.

13. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. – Тюмень: ОАО Тюменский дом печати, 2007. – 664 с.

References

1. Avtorskij nadzor za realizacijej Dopolnenija k tehnologicheskoj sheme Juzhno-Ohteurskogo mestorozhdenija, ОАО «SibNIP», (protokol no. 26-09 ot 26.06.2009 g.).
2. Ardalin M.G. Tehnologicheskaja shema razrabotki Juzhno-Ohteurskogo mestorozhdenija. ОАО «TomskNIPIneft VNK». Tomsk, 2001.
3. Gavura A.V. Proekt probnoj jekspluatcii Juzhno-Ohteurskogo nefljanogo mestorozhdenija. Nauchno-proizvodstvennaja firma «Deкар». Kiev, 1992.
4. Grachev S.I., Strekalov A.V. Opyt v reshenii zadach modelirovanija i optimizacii razrabotki mestorozhdenij nefiti i gaza // Vestnik CKR Rosnedra. 2012. no. 2.
5. Operativnyj podsчет zapasov nefiti i rastvorennogo gaza plasta B9 Juzhno-Ohteurskogo nefljanogo mestorozhdenija, ispolnitel ООО «GeoInformJekspert» (protokol no. 18/59-pr ot 09.02.2009 g., Rosnedra).
6. Sarancha A.V. Opreделение produktivnosti skvazhin pri gidrorazryve plasta / A.V. Sarancha, M.L. Karnauhov // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. 2007. no. 4. pp. 29–32.
7. Sarancha A.V. Razrabotka i issledovanie metodov ocenki i interpretacii krivyh vosstanovlenija davlenija v skvazhinah posle gidrorazryva plasta: avtoref. dis. ... kand. tehn. nauk / Tjumenskij gosudarstvennyj neftegazovyy universitet. Tjumen, 2008.
8. Sarancha A.V., Sarancha I.S., Mitrofanov D.A., Ovezova S.M. Konceptija vydelenija jekspluatacionnyh ob#ektov na mnogoplastovyh neftegazokondensatnyh mestorozhdenijah i ee aprobacija v uslovijah Juzhno-Russkogo i Beregovogo mestorozhdenij // Sovremennye problemy nauki i obrazovanija. 2015. no. 1.
9. Sarancha A.V., Mitrofanov D.A., Sarancha I.S., Ovezova S.M. Razrabotka bazhenovskoj svity na Aj-Pimskom mestorozhdenii // Sovremennye problemy nauki i obrazovanija. 2015. no. 1.
10. Sarancha A.V., Sarancha I.S. Nizkonapornyy gaz senomanskikh zalezhej JaNAO // Akademicheskij zhurnal Zapadnoj Sibiri. 2014. T. 10. no. 3 (52). pp. 146–147.
11. Sarancha A.V. Kubasov D.A. Analiz razrabotki mestorozhdenij HMAO-Jugry s pozicij ih stadijnosti // Gornye vedomosti. 2012. no. 2. pp. 66–69.
12. Sarancha A.V., Sarancha I.S. Analiz razrabotki mestorozhdenij HMAO-Jugry s pozicij ih stadijnosti // Akademicheskij zhurnal Zapadnoj Sibiri. 2014. no. 1. S.126–128.
13. Strekalov A.V. Matematicheskie modeli gidravlicheskikh sistem dlja upravlenija sistemami podderzhanija plastovogo davlenija. Tjumen: ОАО Tjumenskij dom pečhati, 2007. 664 p.