

ANALYSIS OF THE AVAILABILITY AND TECHNICAL CONDITION OF THE COMPRESSOR FACILITY OF AZERBAIJAN**Najafgulyeva R.**

*Lecturer at the Department of Industrial Machines
Azerbaijan State University
Oil and Industry
Baku, Azerbaijan*

АНАЛИЗ НАЛИЧИЯ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОМПРЕССОРНОГО ХОЗЯЙСТВА АЗЕРБАЙДЖАНА**Наджафгулиева Р.С.**

*Преподаватель кафедры «Промышленные машины»
Азербайджанского Государственного Университета
Нефти и Промышленности
Баку, Азербайджан*
<https://doi.org/10.5281/zenodo.12746272>

Abstract

The main link in the arrangement of the oil and gas or gas condensate field is the creation of a system of "extraction, collection, preparation and transportation" of the extracted products and the rational placement of oil and gas equipment. The technological process of oil and gas production using the gas-lift compressor method consists mainly of the operation and maintenance of wells, technological equipment and installations, compressor units installed at gas-lift or booster compressor stations (GCS or BCS) belonging to oil and gas production. Normal production activities of the entire complex of technological processes in the field of oil and gas production using the compressor gas-lift method can only be carried out on the basis of equipping oil and gas fields with highly efficient equipment.

Аннотация

Главным звеном в обустройстве нефтегазового или газоконденсатного месторождения является создание системы «добычи, сбор, подготовки и транспортировки» добываемой продукции и рационального размещения нефтегазопромыслового оборудования. Технологический процесс добычи нефти и газа компрессорным газлифтным способом заключается в основном в эксплуатации и обслуживании скважин, технологического оборудования и установок, компрессорных агрегатов, установленных на газлифтных или дожимных компрессорных станциях (ГКС или ДКС), принадлежащих нефтегазопромысловому производству. Нормальная производственная деятельность всего комплекса технологических процессов в области добычи нефти и газа компрессорным газлифтным способом может осуществляться только на основе обустройства нефтегазовых месторождений высокоэффективным оборудованием.

Keywords: gas lift, airlift, deposits, compressor, oil, gas, well, unit, deep well pump

Ключевые слова: газлифт, эрлифт, месторождения, компрессор, нефть, газ, скважина, агрегат, глубинный насос

В настоящее время в нефтегазовом секторе Азербайджана применяются различные методы и способы добычи нефти, включая фонтанный, штанговый насосный, газлифтный с применением электропогружных и винтовых насосов и др.

Добыча осуществляется на 27 нефтегазовых месторождениях, 13 из них находятся в море, а 14 – на суше.

Главной задачей, стоящей перед нефтяной отраслью страны как минимум является сохранение уровня стабильной добычи, а также строительство новых платформ для наращивания добычи и проведение буровых работ.

На сегодняшний день основной объём добычи осуществляется на морских месторождениях, где газлифтный способ добычи принимает доминантный характер.

Увеличение добычи нефти и газа, а также их транспортировка непрерывно связана с модернизацией данной отрасли. Широкое внедрение газлифтного способа невозможно осуществить без интенсификации добычи, эффективности подготовки и утилизации попутного нефтяного газа морских месторождений.

В системе нефтегазодобычи ГНКАР ежегодно из морских месторождений, находящихся в настоящее время на разработке, добывается в месте с нефтью попутный нефтяной газ в объёме более 2,0 млрд.м³ [1].

Установлено, что на наиболее технически оснащенных месторождениях добываемый попутный нефтяной газ в количестве около 30% от общего объёма используется в качестве рабочего агента в системе газлифта и для других технических нужд, а остальные 70% транспортируются на

береговые сооружения и оттуда на переработку в ГПЗ, после которой сухой газ направляется в энергетический коридор [2].

Главным звеном в обустройстве нефтегазового или газоконденсатного месторождения является создание системы «добычи, сбор, подготовки и транспортировки» добываемой продукции и рационального размещения нефтегазопромыслового оборудования.

Поэтому система «добычи, сбор, подготовки и транспортировки газа» называется совокупностью физических подбъектов для осуществления конкретного технологического процесса, заключенного в конечной области «нефтегазовый пласт – бурение – эксплуатация нефтегазовых скважин – устья скважин – поставка продукции к потребителю» с определенными границами.

При этом система характеризуется не только своими промысловыми границами, но и технологическими параметрическими свойствами добываемой продукции и внутренней энергией.

Технологический процесс добычи нефти и газа компрессорным газлифтным способом заключается в основном в эксплуатации и обслуживании скважин, технологического оборудования и установок, компрессорных агрегатов, установленных на газлифтных или дожимных компрессорных станциях (ГКС или ДКС), принадлежащих нефтегазопромысловому производству.

Совершенно ясно, что нормальная производственная деятельность всего комплекса технологических процессов в области добычи нефти и газа компрессорным газлифтным способом может осуществляться только на основе обустройства нефтегазовых месторождений высокоэффективным оборудованием.

В этой связи усовершенствования существующей системы «компрессорной газлифтной добычи, сбора, подготовки и транспортировки продукции» нефтегазовых скважин и качественный сбор информации о технологических параметрах работы всей системы в т.ч. компрессорных агрегатов, позволяющие достоверно анализировать процесс добычи нефти и газа, являются весьма актуальными.

Решение вышеуказанных задач осуществляется, как за счет ввода в эксплуатацию новых высокоэффективных компрессорных станций, так и за счет научно обоснованного подхода в исследованиях проблемы обеспечения надежности газоконпрессорных агрегатов.

В нефтегазодобывающих управлениях нефтегазопромысловое оборудование, подобранное проектным решением должно обеспечить нормальную эксплуатацию нефтегазовых скважин, как при процессе фонтанирования, так и при механическом воздействии в призабойную зону скважин.

Для создания оптимального давления газа на устье скважины перед направлением его на забой для подъема продукции наверх необходимо помнить, что это давление может обеспечивать заданный дебит скважины. Поэтому ГКС или ДКС должны обеспечить постоянно и непрерывно газлифтные нефтяные скважины сжатым газом в соответствии с оптимальным рабочим давлением. При этом полная нагрузка для обеспечения всей системы газлифта сжатым газом падает на газомоторные поршневые компрессоры (ГМК), которые устанавливаются на ГКС или ДКС.

В настоящее время в компрессорном хозяйстве системы ГНКАР эксплуатируются более 250 единиц разных модификаций компрессоров. В том числе 81 шт. газоперекачивающих агрегатов на морских месторождениях, 9 из которых являются центробежными компрессорами с газотурбинным приводом и 72 шт. газомоторные поршневые компрессора типа 10ГКНАМ 2/5-55 и 10ГКНАМ 3/5-100). Они используются в системе газлифта скважин и транспортировки газа по магистральным трубопроводам [5].

Широкое внедрение компрессорного газлифтного способа в системе нефтегазодобычи ГНКАР позволяет осуществить стабилизацию добычи нефти и газа, повышение эффективности подготовки и утилизации добываемого попутного нефтяного газа из нефтегазовых месторождений, в т.ч. морских.

На рис.1 представлена схема расположения КС на территории Азербайджана.

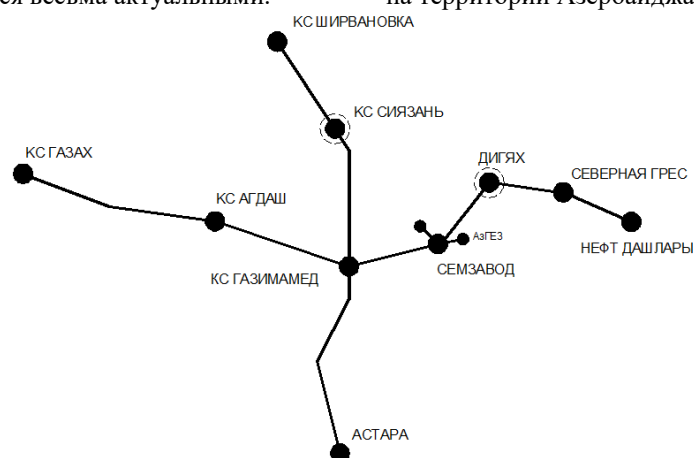


Рис.1. Схема расположения компрессорных станций на территории Азербайджана

В трех морских нефтегазовых месторождениях Азербайджана (НГДУ Нефть дашлары, 28 Мая и им. Н.Нариманова), где добывается основной объем газа, размещено наибольшее количество КС. В частности, в НГДУ «Нефть дашлары» в настоящее время из числа трех станций в двух (КС-3 и КС-4) соответственно эксплуатируются 6 и 8 ГМК типа 10ГКНАМ 2/5-55.

КС-3 построено в 1969 году. Первоначально здесь было смонтировано 4 компрессора типа 10ГКНАМ 2/5-55, в 1980 году к системе были подключены еще два компрессора. Общая производительность станции составляет 900 тысячи м³/сутки.

КС-4 был введен в эксплуатацию в 1973 году. На станции в настоящее время работают 8 газомоторных компрессоров типа 10ГКНАМ 2/5-55.

В 1997 году в станции была произведена реконструкция. Производительность было увеличено до 1200 млн.м³ в сутки. Кроме этого также осуществлена реконструкция газлифтной станции с доведением дожима до 100 атмосфер – для вытеснения нефти из пластов старых месторождений требуется закачивать газ со все более высоким давлением.

В настоящее время в НГДУ «28 Мая» функционируют 3 компрессорные станции (табл.1). В КС-2, построенной 1994 году на сегодняшний день работают 9 компрессоров с общей производительностью 5,8 млн.м³ в сутки. А в КС-3, построенной в 2001 году работают 3 компрессора.

В 2010 году на дожимной компрессорной станции ДКС №4 было установлено дополнительно еще 4 агрегата к имеющим 12 агрегатам, которые позволили увеличить мощность станции от 7,4 млрд.м³ до 11 млрд.м³ в сутки. На I и II ступени сжатия ис-

пользуются компрессора типа С33 с производительностью 1050 тысячи м³/сутки, а в III ступени компрессора типа С16. Кроме этого используются газотурбины типа Centaur 40 и Taugus 60 с мощностями, соответственно, 3500 кВт и 5740 кВт. С помощью этих агрегатов газлифтной системы значение давления достигается до 125 атм. и сохранения уровня добычи 3 млн.м³/сутки. Эта станция обеспечивает дожим попутного газа низкого давления с месторождений «Гюнешли» и «Чираг» с 5,0 до 55 атм. на выходе к береговой инфраструктуре.

При реконструкции станции также были установлены 2 охладительные установки и другие узлы и агрегаты. С вводом в эксплуатацию данной станции также резко сокращено выброс газа в атмосферу.

На компрессорной станции КС-1 НГДУ «28 Мая» имеется 3 воздушных компрессоров типа 2ГС-50. При помощи этих компрессоров давления воздуха в режиме трех ступенчатого сжатия доводится: в I ступени 1-5 атм., во II ступени 5-15 атм. и в III ступени 15-25 атм.

Анализ состояния компрессорного хозяйства в НГДУ им. Н.Нариманова показал, что в 210 скважинах эксплуатирующийся газлифтным способом, подача газа осуществляется с помощью четырех КС. В общей сложности в этих КС установлены 43 компрессоров.

В компрессорной станции КС-2, КС-3 и КС-4 эксплуатируются в общей сложности 38 газомоторных компрессоров типа 10ГКНАМ 2/5-55 и 10ГКНАМ 3/5-100, а 5 компрессоров, размещенные в КС-1 (2 из них типа 305 VP и 3 типа ЗПП) предназначены для сжатия воздуха.

В таблице 1 приведены краткие сведения о КС в морских НГДУ ГНКАР.

Таблица 1
Сведения о компрессорных станциях в морских НГДУ ГНКАР

Наименование НГДУ	Общий фонд газлифтных нефтяных скважин, шт.	Компрессор		Количество КС
		Тип	Количество	
28 Мая	302	10ГКНАМ 2/5-55 и 10ГКНАМ 3/5-100	16	3
Им.Н.Нариманова	175	10ГКНАМ 2/5-55 и 10ГКНАМ 3/5-100	43	5
Гум адасы	136	10ГКНАМ 3/5-100	18	2
Нефть дашлары	786	10ГКНАМ 2/5-55	24	3

Основной фонд скважин в НГДУ «Абшерон-нефть» эксплуатируются глубинными насосами. В незначительной части нефтяных скважин добыча осуществляется эрлифтным способом, где в двух компрессорных станциях (КС-4 и КС-5) применяются старые компрессора, снятые с производства с середины 50-ых годов XX столетия.

В компрессорной станции КС-4 установлены 16 компрессоров, в том числе 10 шт. из них типа 2СГ-50, 3 шт. – типа 2СГ-Д, 2 шт. – типа 2СГ-8 и один – типа 2СГ-4.

В компрессорной станции КС-5 эксплуатируются 5 машины типа 2СГ-50 для закачки, 3 шт. –

типа 2СГ-Д, 2 шт. – типа 2СГ-8 и 1шт. – типа 2СГ-4.

В настоящее время в НГДУ им.Тагиева функционируют четыре компрессорные станции (КС-4, КС-9, КС-16 и КС-17), где соответственно установлены 16, 8, 15 и 12 компрессоров.

В КС-4 эксплуатируются компрессора типа 2СГ-50, в КС-9 и КС-15 компрессора 2ВМ4-12/65, а в КС-17 используются 6 компрессоров типа 2СГ-50, 5 компрессоров типа ДСГ-65 и 1 типа ДСГ-100. Все компрессора применяются для эрлифтной добычи.

Согласно подписанному между Азербайджаном и Ираном соглашению для обеспечения беспре-

ребойным газоснабжением Нахичевани через соседнюю страну поставляется природный газ. С этой целью в 2011 году в Астаринском КС была осуществлена реконструкция с расширением, где использовались газомотокомпрессора типа 10ГКНА, в количестве 6 агрегатов производства ОАО «РУМО». Благодаря этому объем поставок в Иран существенно увеличился. На станции были установлены и приведены в рабочее состояние воздушные компрессоры и масляная система.

Большое компрессорное хозяйство находится на балансе ПО «Азеригаз». Одним из центральных и сложных объектов является Гарадагское подземное газохранилище (ПГХ), где осуществляется реконструкция. Планируется в ПГХ установить 5 мотоконпрессорных агрегатов, довести давления до 160 атм. и обеспечить уровень закачки до 7 млн.м³/сутки [3].

Энергии этих компрессоров достаточно для закачки газа в хранилище и последующего его извлечения и доставки до потребителей.

ПГХ «Галмаз» введено в эксплуатацию с 1975 г. В 2015-2016 годах здесь была произведена комплексная реставрационная работа. Количество используемых компрессоров на станциях доведено до 18. Ежедневный объем закачиваемого газа в ПГХ было увеличено с 4 до 8,5 млн.м³/сутки.

В настоящее время для закачки и отбора газа в ПГХ «Галмаз» и «Гарадаг» на сегодня используются 104 скважины. Фонд скважин ПГХ «Галмаз» составляет 109 единиц. В действии находятся 82 скважины. Глубина каждой скважины в среднем варьирует от 1500 до 1800 метров. На ПГХ «Гарадаг» фонд скважин составляет 42 единицы, из которых в действии находятся 22 скважины. Глубина скважин составляет 3600-3800 метров [4].

Как становится известно с вышеизложенного компрессорное хозяйство в системе ПО «Азеригаз» выполняет следующие основные функции – закачка газа в ПГХ, для сбалансирования сезонных потреблений газа; для обеспечения надежной транспортировки газа по регионам Азербайджана.

В таблице 2 приведены основные технические характеристики КС в системе ПО «Азеригаз».

Таблица 2
Основные технические характеристики КС системе ПО «Азеригаз».

№	Название управления и КС, число агрегатов	Типы газоперекачивающих агрегатов	Дата производства газоперекачивающих агрегатов и сдачи КС на эксплуатацию (год)	Максимальная производительность одного агрегата и КС . м ² /сутка	Мощность одного агрегата	Общая мощность КС	Тип и марка двигателя	Тип и марка газоперекачивающего агрегата
1.	Хаджыгабул МГП КС Газымагомед 8 агрегат	Центробежный с электродвигателем	1986	<u>11,0</u> <u>32,5</u>	4000 КВт	32000 КВт	СТД-400D-2	Центробежный марки 280-12-7
	КС «Гарабаглы» 6 агрегатов	Центробежный компрессор с электродвигателем марки ЦК-7/1-5	2012/2013	<u>0,01</u> <u>0,05</u>	75 КВт	450 КВт	АИР 280 56	Поршне-вой
	КС «Кюрсанги» 6 агрегатов	Центробежный компрессор с электродвигателем марки ЦК-7/1-5	2004/2004	<u>0,01</u> <u>0,06</u>	75 КВт	675 КВт	M3BP31 55MA6 IMB3	Поршне-вой
2.	Агдаш МГП, КС№2, 5 агрегатов	Центробежный с электродвигателем	1984/1986	<u>11,0</u> <u>27,0</u>	4000 КВт	20000 КВт	СТД-400D-2	Центробежный с сжатием марки 280-12-7

3	Астара МПП, КС Астара, цех №1, 2 агрегата	Газотурбинный центробежный с сжатием марки ТКА-Ц6,3А/1,2-5,7	2005/2005	$\frac{0,3 - 1,5}{2,0}$	6300 КВт	12600 КВт	D-336-1T	2 пары центробежный с сжатием марки: ГЦ1-70 /12-29 и 223 ГЦ 2-32/28,5-58
	КС Астара, цех №2, 6 агрегатов	Газотурбинный поршневой компрессор марки 10 ГКНАМ-2/15-75	2010/2011	$\frac{0,34 - 0,49}{2,04 - 2,94}$	1103 КВт	6618 КВт	10 цилиндровый газотурбинный	Поршне-вой компрес-сор
4	Сиязань МПП, КС «Сиязань», 6 агрегатов	Центробежный с сжатием марки ГПА-Ц-6,3/56М	1980/1981	$\frac{10,0}{41,7}$	6300 КВт	КВт 37800 КВт	НК-12СТ	Центробежный с сжатием марки Н-196-1,45
5	Хаджыгабул МПП, КС «Га-рабаг», 2 агрегата	Газотурбинный центробежный с сжатием марки ТНМ-1304-11D	2003/2003	$\frac{5,0}{10,0}$	10500 КВт	21000 КВт	ТНМ-1304-11D	Центробежный компрес-сор марки 5V-6
6	Абшерон МПП, КС «Балаханы», 2 агрегата	ROW 370 GHS Пластинча-тый компрессор	2015/2016	$\frac{0,05}{0,05}$	250 КВт	500 КВт	1PS5317-9BD60-4BA3-Z	Пластинча-тый компрес-сор

Анализ наличия и технического состояния компрессорного хозяйства в системе ГНКАР показал, что оснащенность КС не соответствует современным требованиям;

- газомоторные компрессора, установленные в КС в основном исчерпали свои ресурсы. Интенсивность текущих ремонтов и простои в агрегатах с каждым годом увеличиваются;

-используемые схемы компоновки ГМК не обеспечивают полного использования их мощностей;

-техничко-экономические показатели работы компрессорных агрегатов, ее температурный режим и распределение давлений по ступеням, а также производительность в большей степени определяется качеством охлаждения сжатого газа, нагретой воды в цилиндрах и смазанного масла в промежуточных холодильных аппаратах.

-система охлаждения, используемая (труба в трубе) для понижения температуры рабочего реагента нуждается в модернизации.

Список литературы:

1. Алиев В.И., диссертация
2. О.С. Асадов, В.И. Алиев, В.В. Макаров, Новый научный подход к определению реальной производительности поршневых компрессоров в системах газлифта и транспорта газа. Изд.-ство «Спутник», Москва, 2011.
3. Отчет о финансово-хозяйственной деятельности ГНКАР в 2014 году, Баку 2014. 99 стр.
4. Наджафкулиева Р.С. Современное состояние компрессорного хозяйства в нефтегазовом секторе Азербайджана. VIII Международная научно-практическая конференция Наука и инновации в XXI веке: Актуальные вопросы, открытия и достижения. Пенза 2018. Часть I стр. 131-137
5. Сеидахмедов Н.С. Причины отказов поршневых компрессоров в системе газлифтной эксплуатации нефтяных месторождений. Ученые записки НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», Баку, 2015, том VII, С.223-233.