



ENVIRONMENTAL RESULTS OF UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS AT THE KOKDUMALAK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Musaev M. N.

Doctor of Technical Sciences, Prof., Head of the Department of Life Safety,
Tashkent State Technical University named after I. Karimov
promecology@mail.ru, +998901685777

Akhmedova Kh. A.

Ph.D., Engineer of OPEB, JSC "O'ZLITINEFTGAZ"
ahmedova.hilola@list.ru, +998997287640

Annotation

Significant results have been achieved in Uzbekistan in terms of utilization of associated gases. By utilizing associated petroleum gas, a reduction in hazardous substances was achieved at the Kokdumalak facility.

Keywords: associated gas, torch, field, burning, recycling, blowout.

Аннотация

В Узбекистане получено значительный результат в отношении утилизации попутных газов. За счет утилизации попутного нефтяного газа было достигнуто сокращение вредных веществ на объекте «Кокдумалак».

Аннотация

Ўзбекистонда йўлдош газлардан фойдаланиш бўйича самарали натижага эришилди. "Кўкдумалоқ" қонида йўлдош нефтгазини қайта ишлаш ҳисобига зарарли моддаларнинг камайшига эришилди.

Ключивые слова: попутный газ, факел, месторождение, сжигание, утилизация, выброс.

Калит сўзлар: йўлдош газ, машъала, қон, еқилиш, утилизация, зарарли моддалар.

Введение

Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ), добываемый вместе с нефтью и выделяющихся при сжигании давления, является одним из основных источников



образования парниковых газов. В углеводородобывающих странах мира ПНГ многие годы считались побочным продуктом при добыче нефти.

В Узбекистане также до 2004 г. весь объем добываемого попутного газа сжигался на факелах.

В этом вопросе за последние годы в Узбекистане достигнуто значительный прогресс в отношении утилизации попутных газов. В настоящее время в Узбекистане реализуются три проекта которые отличаются технологией утилизации попутного газа. Компрессорным способом осуществляется утилизация попутных газов на месторождении Кокдумалак и на месторождениях Мубарекской группы (Крук, Западный Крук, Южный Кемачи, Северный Уртабулак и Умид). Путем изменения схемы разработки и состава технологического оборудования на месторождениях Северный Шуртан и Шакарбулак. Рассмотрим экологические результаты утилизации ПНГ на месторождении Кокдумалак.

Данное нефтегазоконденсатное месторождение долгие годы являлся основным объектом добычи нефти, газа и газового конденсата в Узбекистане. Месторождение обустроено по полной схеме разработки нефтегазоконденсатных месторождений с применением режима "Сайклинг-процесс" и заводнения с целью поддержания пластового давления в залежи.

Подготовка природного (свободного) газа месторождения Кокдумалак осуществляется на установке комплексной подготовки газа (УКПГ), находящейся непосредственно на месторождении. Осушенный газ после УКПГ направляется на вход дожимной компрессорной станции для обратной закачки его в пласт.

Подготовка газового конденсата осуществляется на установке подготовке конденсата (УПК), находящейся на месторождении Кокдумалак.

Материалы и методы. Подготовка нефти осуществляется на двух установках подготовки нефти (УПН), находящихся непосредственно на месторождении. На установках подготовки нефти попутный нефтяной газ (высокого и частично среднего давления) получаемый из нефтедобывающих скважин, до ввода ДКС частично утилизировался с подачей на газопровод осушенного газа, а попутный газ низкого давления сжигался на факелах. До ввода ДКС давление попутных газов высокого давления составляло 5,7 МПа, среднего давления – 2,2 МПа, а низкого давления – 0,5 МПа.

В связи с падением устьевого давлений нефтедобывающих скважин и их различными значениями возникли технологические осложнения при эксплуатации УПН, связанные с невозможностью обеспечения стабильных отборов нефти из скважин с входным давлением 5,7 МПа на первую ступень



сепарации. При режиме эксплуатации УПН с входным давлением 5,7 МПа происходило самозадавливание отдельных нефтедобывающих скважин, работающих с повышенным содержанием воды в продукции для обеспечения стабильных отборов нефти из скважин с входным давлением 5,7 МПа на первую ступень сепарации. В результате было снижено давление на входе в первую ступень сепарации до 2,0-2,2 МПа, а в последующем до 1,0 МПа.

Материалы и методы. Подготовка газового конденсата осуществляется на установке подготовки конденсата (УПК), находящейся на месторождении Кокдумалак. Существующая УПК имеет четыре нитки и выполнена по схеме четырехступенчатого выветривания. Далее газоконденсат направляется по трубопроводу для переработки на Бухарский НПЗ.

Из-за наличия в составе газового конденсата остаточных растворенных газов введена в эксплуатацию установка стабилизации конденсата (УСК). После 2-ой ступени УПК газовый конденсат направляется на УСК. Составы природного, попутного нефтяного газа и газов дегазации месторождения Кокдумалак приведены в табл. 1.

В процессах подготовки и переработки углеводородного сырья возникали низконапорные газы, которые имеют давление от 0,1-0,2 МПа до 0,5 МПа., но в некоторых случаях до 2,5 МПа. К ним относятся экспанзерные газы установки аминовой сероочистки, газы выветривания и деэтанзации установок стабилизации газового конденсата, попутные газы установок подготовки нефти, газы выветривания ДЭГ, трапные газы и газы дегазации пластовых вод установок низкотемпературной сепарации и т.д.

Таблица 1 Составы природного газа, попутных нефтяных газов дегазации установок месторождения Кокдумалак (% об.)

Компоненты	Состав природного газа месторождения Кокдумалак, $P_{отб}=5,8$ МПа, $t_{отб}=38-41$ °C	Попутный нефтяной газ высокого давления, $P_{отб}=1,8-2,2$ МПа, $t_{отб}=49-58$ °C	Попутный нефтяной газ среднего давления, $P_{отб}=0,8-1,2$ МПа, $t_{отб}=49-58$ °C	Попутный нефтяной газ низкого давления, $P_{отб}=0,5$ МПа, $t_{отб}=35-58$ °C	Газ дегазации, $P_{отб}=2,1$ МПа, $t_{отб}=41$ °C	Газ дегазации, $P_{отб}=0,5$ МПа, $t_{отб}=27$ °C
C1	89,736	84,832	77,695	59,271	66,851	46,418
C2	3,206	5,324	7,345	20,653	19,545	27,917
C3	1,725	2,645	5,040	6,962	4,618	10,937
iC4	0,153	0,273	0,635	0,921	0,531	1,382
nC4	0,445	1,265	1,463	2,583	1,346	3,740
iC5	0,115	0,194	0,426	0,814	0,415	0,787
nC5	0,129	0,425	0,943	1,044	0,402	0,994



C6	0,033	0,163	0,482	0,937	0,225	0,531
C7+в	0,029	0,062	0,183	0,483	0,073	0,097
CO ₂	2,95	2,65	3,35	4,200	4,97	5,35
N ₂	1,396	2,057	2,34	2,040	0,911	1,740
H ₂ S	0,081	0,110	0,098	0,092	0,113	0,107
Итого	100	100	100	100	100	100
Содержание C _{5+в} , % об.	0,306	0,844	2,034	3,287	1,115	2,409
г/м ³	10,2	29,8	71,9	109,1	37,1	80,2
Мол. масса C _{5+в}	80	85	85	80	80	80
Мол.масса газа	18,45	18,743	22,05		23,1	28,5
Плотность газа при 20 °С и 760 мм.рт.ст.	0,767	0,780	0,917	0,939	0,9609	1,1855
Содержание C ₃ ,% об.	1,564	2,645	5,040	8,183	4,035	10,224
г/м ³	28,7	48,5	92,4	160,9	74	187,5
Содержание C ₄ ,% об.	0,688	1,538	2,098	3,891	1,321	4,79
г/м ³	16,7	37,2	50,7	101,1	44	98,6
Количество газа дегазации, с 1 м ³ нестабильного конденсата					18 м ³	22 м ³
Объем газа. млн.м ³ /год		795,5	230,0	133,0	74,5	56,6

В составе этих газов содержание компонентов колеблется в следующих пределах (об.%): CH₄ = 45-92, C₂H₆ = 2-20, C₃H₈ = 0,2-5, ∑C₄ = 0,2-2, ∑C_{4+в} = 0,02-1, H₂S = 0,02-2, CO₂ = 1-30, N₂ = 0,4-1,5, H₂O = 0,5-6.

При низком содержании влаги и кислых газов (H₂S и CO₂) часть из перечисленных газов использовался в качестве топлива, а другая часть, не отвечающим требованиям к топливному газу, сжигается на факельных установках и загрязняла окружающую среду.

Суммарный годовой объем попутного нефтяного газа и газов дегазации конденсата составляла 1290,0 млн.м³ в год.

Попутные нефтяные и газы дегазации объединяются в три потока в соответствии с давлением - 0,5; 1,0 и 2,0 МПа и поступают на узел компримирования низконапорных газов [1].

Попутные газы и газы дегазации с давлением 0,5 МПа (первый поток) поступают в блоки сепарации С-1, компримирования К-1 и охлаждения АВО-1. После охлаждения газ смешивается со вторым потоком и с давлением 0,8-1,0 МПа поступает в блоки сепарации С-2, компримирования К-2 и охлаждения АВО-2.



Далее газ смешивается с третьим потоком и с давлением 2,0 МПа поступает в блоки сепарации С-3, компримирования К-3 и охлаждения АВО-3. Скомпримированный газ поступает в блок сепарации С-4, после чего общий поток газа с давлением 5,7 МПа направляется в газопровод, по которому транспортируется на Мубарекский ГПЗ.

Проект утилизации попутного газа на месторождении Кокдумалак реализовано в три этапа: 1) утилизация газов высокого давления 1,0 МПа – 2005г; 2) утилизация газов среднего давления 0,5 МПа – 2007г; 3) утилизация газов низкого давления 0,1 МПа – 2011 г.

Реализация данного многоступенчатого Проекта позволила экономить 17 млн. кубометров газа в день, или 5,5 млрд. кубометров в год. Это привело к сокращению почти 1,5 млн. тон выбросов диоксида углерода в эквиваленте. На Глобальном форуме Партнерства по сокращению сжигания попутных газов в Лондоне в октябре 2012 года данный Проект был признан одним из лучших проектов по сокращению сжигания попутных газов, и компания «Узбекнефтегаз» получила Премию Партнерства за высокие достижения в области сокращения сжигания попутных газов [2].

До утилизации попутного нефтяного газа наибольшему техногенному воздействию подвергался атмосфера. Основными источниками вредных выбросов являлся факельные установки высокого и низкого давления на установке комплексной подготовке газа, установки подготовки нефти, трубы технологических и бытовых котельных, печи установки стабилизации конденсата, компрессора, огневые регенераторы, резервуары, нефтеловушка, сварочное и металлообрабатывающее оборудование, насосные, которые оказывали разное по степени техногенное давление на природную среду. Прогнозное количество выбросов загрязняющих веществ до и после утилизации попутного нефтяного газа приведены в табл.2.

Заключения и предложения. Анализ и сопоставление объёмов загрязняющих веществ до и после утилизации попутного нефтяного газа показывают, что достигался существенное снижение их количества порядка 37828,45 тыс.т в год. Проблема попутного нефтяного газа (ПНГ), одна из самых глобальных проблем не только в Узбекистане, но и во всем мире. Исходя из вышесказанного, следует отметить, что Узбекистан делает шаг вперед по утилизацию попутного нефтяного газа.



Таблица 2 Прогнозный объём загрязняющих веществ

Ингредиент	Валовый выброс, т/год		Снижение выбросов.т/год
	до	после	
Углерода оксид	30643,18	3686,204	26956,98
Азота диоксид	4752,2	1516,606	3235,594
Диоксид серы	4316,99	727,246	3589,744
Сажа	2815,34	256,196	2559,144
Азота оксид	1190,34	379,545	810,794
Углеводороды	1053,525	344,324	676,196
Всего	44771,57	6943,121	37828,45

Литература

1. Хайитов О.Г., Агзамова Х.А., Техничко-экономическая эффективность утилизации попутного нефтяного газа // Известия вузов. Горный журнал. - 2011.-№1. – С.38-44.
2. <http://www.vsemirnyjbank.org/ru/news/feature/2013/06/18/fighting-gas-flares-in-uzbekistan>.
3. Гарифуллина З.А. К вопросу об экономической эффективности государственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России // Нефть, газ и бизнес.-2011.№10.-С. 14-17.
4. Попутный отбор // Нефтегазовая Вертикал. -2010.-№19.-С. 78-80.
5. ТЭО «Утилизация попутно – добываемых газов месторождения Кокдумалока».- Ташкент: 000 «ТЕХНОИНЖИНИРИНГ», 2003 г.