

Попутные нефтяные газы являются ценным ископаемым и они играют существенную роль в решении социальных, экономических проблем нефтедобывающей страны [1]. В ряде стран сложилась такая ситуация, когда темпы добычи нефти опережают темпы развития инфраструктуры, связанной с использованием попутных нефтяных газов (ПНГ). Это особенно характерно для тех стран, где нефтедобыча сосредоточена в регионах, отдаленных от нефтегазоперерабатывающих центров или где такие комплексы слабо развиты. Это обстоятельство привело к тому, что значительные количества этого ценного нефтехимического и энергетического сырья нефтяные компании вынуждены сжигать на месте добычи [2]. В результате теряется не только ценное сырье, но наносится значительный экологический ущерб окружающей среде и эта проблема из местной, национальной превратилась в общемировую, глобальную проблему. Вклад продуктов сгорания ПНГ в увеличение объема парниковых газов оказался существенным, поскольку объем ежегодного сжигаемого в мире ПНГ исчисляется ста миллиардами кубических метров [3]. Возникла необходимость жесткого контроля за процессом сжигания ПНГ и было налажено спутниковое отслеживание за сжиганием ПНГ [4]. Согласно Киотскому протоколу к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, целью которого является сокращение выбросов вредных газов, способствующих глобальному потеплению, страны –участницы Протокола в обязательном порядке должны выработать специальные национальные программы по сокращению выбросов парниковых газов, таких как оксиды углерода (COx), метан, оксиды азота (NOx), гексафторид серы (SF6) . Исходя из этого в ряде стран были приняты правительственные законы о снижении выбросов парниковых газов и о рациональном использовании попутно нефтяного газа в нефтедобывающих странах. Нефтегазодобывающими компаниями ряда стран разработаны и утверждены целевые программы по рациональному использованию ПНГ, согласно которым сжигание ПНГ допускается не более 5%, в США разрешенный уровень сжигания ПНГ составляет 3%, а в Норвегии сжигание запрещено полностью [5]. Аналогичные законы приняты правительствами Российской Федерации и Республики Казахстан [6,7]. На рис.1 приведен достигнутый уровень утилизации ПНГ в различных странах за 2010 год [8]. Рис. 1 - Уровень утилизации ПНГ в 2010 г., % Согласно официальным данным, уровень использования ПНГ иными способами, чем сжигание в факелах, в Российской Федерации в 2012 году составил в среднем 76,2%. Из них 44,5% направлено на переработку на газоперерабатывающие заводы. В соответствии [7] сжигаемый объем ПНГ не может превышать 5% от добытого объема, т.е. уровень утилизации ПНГ должно быть не ниже 95% . Такого результата смогли достичь только «Сургутнефтегаз» и «Татнефть» [9]. В табл.1 приведены данные по уровню утилизации ПНГ по компаниям РФ [9].

№ Компании	Уровень утилизи, % 2011	2012
1		

Сургутнефтегаз 98 99 2 Татнефть 94 94 3 ЛУКОЙЛ 79 88 4 ГАЗПРОМ 88 85 5 СРП 87 84 6 ТНК-ВР Холдинг 83 83 7 СЛАВНЕФТЬ 75 74 8 Башнефть 82 74 9 РуссНефть 61 70 10 Газпромнефть 59 66 11 РОСНЕФТЬ 51 51 12 Прочие производители 59 63

Республика Казахстан добывает значительное количество природного и попутного нефтяного газа (см. табл.2, [10]). Ниже приведены объемы добычи газа в РК. Таблица 2 - Добыча газа в республике Казахстан, 2007-2012 гг, млрд. куб. м

Годы	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Природный газ	13.6	15.4	16.2	16.3	18	18.9
Попутный газ	16	17.5	19.7	21.1	21.3	21.2
Всего	29.6	32.9	35.9	37.4	39.3	40.1

В РК ведется серьезная работа по утилизации ПНГ. К настоящему времени полная утилизация ПНГ в Казахстане осуществляется 17 недропользователями, более 90% ПНГ утилизируют 6 недропользователей. В республике имеется 4 газоперерабатывающих завода (ГПЗ) общей мощностью переработки 20,6 млрд куб. м газа в год: Казахский ГПЗ, Тенгизский ГПЗ, Жанажольский ГПЗ, а также ГПЗ компании Жайыкмунай, построенный в 2010 году [11]. На нескольких месторождениях на установках комплексной подготовки газа налажена переработка ПНГ до товарного состояния [12]. Несмотря на это и в Казахстане существуют проблемы в сфере утилизации попутного газа. По данным Министерства нефти и газа РК с 2006 по 2010 гг. уровень сжигания ПНГ на факелах сократилась с 3,13 до 1.35 млрд.куб.м [12]. Однако эти данные расходятся с данными Всемирного Банка, согласно которым Казахстаном за 2011 год сожжено 4,7 млрд. куб. метров попутного газа или на 0,9 млрд. куб. метров больше, чем за 2010 год [13]. Правительством Республики Казахстан в 2002 году принята «Концепция развития газовой отрасли Республики Казахстан» на период до 2015 года [14], где предусматривается развитие газовой отрасли страны и в экономике РК наметилась устойчивая тенденция увеличения объемов добычи углеводородных газов и к 2015 году планируется довести добычу газа до 45-50 млрд.кубометров, а потребление природного газа к 2015 году на уровне 15,38 млрд.кубометров. По сведению Агентства РК по статистике, добыча газа в 2013-м составила 42,3 млрд.кубометров, что на 4,4% больше, чем в 2012-м [15]. В целом ПНГ используется для собственных технологических нужд добывающих компаний, для закачки в пластс целью поддержания пластового давления и в сфере народного хозяйства в качестве нефтехимического сырья и энергоисточника [16]. Особый интерес представляют проекты по использованию попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии, среди которых к примеру, следует отметить расширение мощностей газотурбинной станции на месторождении Кумколь на 50 МВт. Это направление использования ПНГ в РК особенно интересно, поскольку создание инфраструктуры для переработки ПНГ требует очень больших капитальных вложений [12]. В Казахстане значительный объем ПНГ используется для закачки в пласт, для удовлетворения потребности населения, тем не менее значительный объем ПНГ сбрасывается на факел. Правительством принимаются меры для увеличения уровня использования ПНГ в

народном хозяйстве. Так, на стадии завершения находится строительство завода производительностью 400 млн. м³ в год ПНГ, из которого предполагается производить 300 млн. м³ товарного сухого газа, до 45 тыс. тонн сжиженного газа (пропан-бутановой смеси) в год, до 6 тыс. тонн в год стабильного газового бензина и до 10 тыс. тонн гранулированной серы [18]. Отличительной особенностью ПНГ Казахстанских нефтяных месторождений является относительно богатое содержание этана. Составы ПНГ некоторых месторождений приведены в табл. 2 [18], там же для сравнения приведены составы ПНГ Арланского (Башкортостан) и Ромашкинского (Татарстан) месторождений [18, 19].

Таблица 2 - Состав ПНГ месторождений РК

Месторождение	Содержание, % объемные	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	CO ₂	H ₂ S
Аксай	62.5	16.3	12.2	2.57	0.2	0.85	
Алибекмола	69.7	8.52	7.21	4.09	0.77	1.31	
Восточной Жагабулак	72.7	8.09	5.93	1.86	2.25	4.56	
Жаназол	71.3	10.5	7.75	3.15	0.55	1.96	
Карачаганак	78.2	6.39	2.96	1.42	6.01	3.72	
Кожасай	82.7	5.36	3.44	1.53	1.53	1.54	
Тенгиз	52.9	10.5	6.01	3.02	3.55	15.7	
Синельниковское	76	9.29	7	0.97	0.5	2.5	
Гремячинское	83.7	5.82	3.69	1.48	0.88	0.12	
Западно-Тепловское	83.7	5.82	3.69	1.48	0.88	0.12	
Урихтау	79.3	5.87	4.05	1.46	0.95	4.17	
Ромашкинское	-	6,25	37,3	56,4	-	-	
Арланское	-	2,13	5,05	34,8	58,0	-	

Поэтому при планировании продукции газоперерабатывающего комплекса рекомендуется учитывать состав сырья. Это оправдано, прежде всего, с экономической точки зрения. Нефтехимическая отрасль остро нуждается в сырье для производства мономеров, прежде всего в этановом сырье. Которое могло бы быть ценным экспортным продуктом РК. Поэтому при организации производств по переработке ПНГ казахстанских месторождений следует рассматривать варианты с выделением этановой фракции. Таким образом вопросам утилизации ПНГ в РК уделяется большое внимание и достигнуты заметные успехи. Вместе с тем предстоят большие работы по полной утилизации ПНГ особенно в направлении использования их в качестве нефтехимического сырья.