



УДК 502.3

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ASSOCIATED PETROLEUM GAS OF WESTERN SIBERIA

Ященко Ирина Германовна

кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лаборатории
научно-исследовательский
информационный центр с музеем нефти,
Институт химии нефти
Сибирского отделения
Российской академии наук
sric@ipc.tsc.ru

Аннотация. Рассмотрены экономические, ресурсные и экологические аспекты проблемы эффективного использования попутного нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири. Представлены статистические данные добычи, объемов использования и уничтожения попутного нефтяного газа в Томской области и Ханты-Мансийском АО за 2010–2016 гг. Показано, что компонентный состав нефтяного газа имеет значительные отличия в разных регионах нефтедобычи Западной Сибири.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, месторождения нефти, Западная Сибирь, состав газа, Томская область, Ханты-Мансийский автономный округ.

Yashchenko Irina Germanovna

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Head of the Laboratory
the Scientific Research Information Centre
Including a Petroleum Museum,
Institute of Petroleum Chemistry Siberian
Branch of the Russian Academy of Sciences
sric@ipc.tsc.ru

Annotation. The economic, resource and environmental aspects of the problem of the effective use of associated petroleum gas in the fields of Western Siberia are considered. Statistical data on the production, use and destruction of associated petroleum gas in the Tomsk Region and Khanty-Mansiysk Autonomous District for 2010–2016 are presented. It is shown that the component composition of the oil gas has significant differences in different regions of oil production in Western Siberia.

Keywords: associated petroleum gas, oil fields, Western Siberia, gas composition, Tomsk Region, Khanty-Mansi Autonomous Area.

Путь модернизации и перехода к устойчивому развитию России связан не только с внедрением новых инновационных технологий и оборудования, но и с более рациональным и эффективным использованием имеющихся ресурсов, в том числе углеводородных. Одним из таких ресурсов является попутный нефтяной газ (ПНГ), извлекаемый из недр в процессе добычи нефти. До недавнего времени ПНГ рассматривался не как ценный ресурс, а как побочный продукт нефтедобычи, наиболее простой способ избавления от которого – факельное сжигание на нефтепромыслах.

Начиная с 2007 г. руководство нашей страны начало проводить политику, направленную на снижение объемов факельного сжигания и более рационального использования ПНГ, в том числе с целью увеличения доли его переработки на отечественных газонефтехимических предприятиях. По расчетам Министерства природных ресурсов РФ суммарный эффект от переработки ПНГ в Российской Федерации мог бы составить 362 млрд рублей в год, однако в настоящее время экономические потери от сжигания попутного нефтяного газа в России составляют ежегодно 139,2 млрд рублей. Развитие рационального использования ПНГ способствует повышению экономической и экологической эффективности нефтяного сектора страны, развитию газонефтехимии, реализации государственных задач в сфере повышения энергоэффективности и импортозамещения, что очень актуально в современных санкционно-экономических реалиях в стране [1].

Согласно официальной статистике [1–3], объем извлекаемого нефтяного газа увеличился более чем в 3 раза с 25 млрд м³ в 1995 г. до 80 млрд м³ в 2016 г. Главной причиной увеличения объемов извлечения ПНГ стал рост добычи нефти в связи с освоением ее новых месторождений, в частности, месторождений Восточной Сибири. Однако, по данным Центрального диспетчерского управления ТЭК объемы извлекаемого ПНГ максимальны были в 2014 г., далее наблюдается их снижение. Вопрос о достоверности данных получаемых в ходе учета объемов добываемого углеводородного сырья, включая ПНГ, а также доли ПНГ, сжигаемого на факелах, остается открытым.

По данным Минприроды РФ, на территории России в настоящее время существует более 1000 нефтегазоконденсатных месторождений, где добывается ПНГ. На основе информации из базы данных Института химии нефти СО РАН была построена карта (рис. 1) размещения российских нефтегазоносных бассейнов (НГБ) с нефтями высокого содержания нефтяного газа (более 200 м³/т), которые по классификации работ [4, 5] относятся к трудноизвлекаемым. На рисунке 1 выделены Волго-



Уральский, Западно-Сибирский, Охотский, Северо-Кавказский, Северо-Крымский и Тимано-Печорский НГБ. Установлено, что в Волго-Уральском НГБ месторождений с высоким содержанием нефтяного газа в нефти насчитывается 39, в Западно-Сибирском больше – 43, Охотском – 11, Северо-Кавказском – 49, Северо-Крымском и Тимано-Печорском НГБ по 6 месторождений.



Рисунок 1 – Размещение НГБ России с нефтью высокого газосодержания

На рисунке 2 показано, что уровень рационального использования ПНГ медленно возрастает – с 75 % в 2011 г. до 86 % в 2015 г., который продолжался и в 2016 г. и составил 88,21 % [1–3, 6, 7]. Однако по данным дистанционного исследования Земли из космоса установлено, что начиная с 2014 г. в России наблюдается существенный рост объемов сжигания ПНГ [1–3]. Такое несоответствие динамики объемов утилизации и сжигания ПНГ вызывает вопросы о достоверности официальной информации.

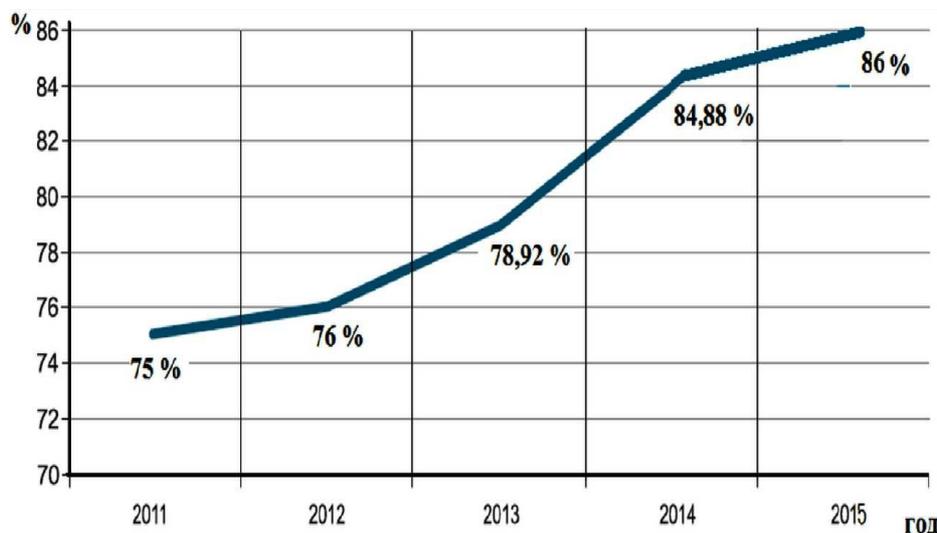


Рисунок 2 – Уровень полезного использования ПНГ в России за 2011–2015 гг. (официальная статистика)

В данный момент в России наибольшее распространение получили те направления использования ПНГ, которые представлены на рисунке 3. Рациональное использование ПНГ включает в себя газонефтехимическое, энергетическое и геологическое направления (рис. 3), а нерациональное – это факельное сжигание и рассеивание газа в атмосферу.

Известно, что Западная Сибирь является основным нефтегазодобывающим регионом России, здесь и самое высокое извлечение ПНГ. Например, на долю Ханты-Мансийского АО (ХМАО) приходится 43,7 % общероссийской добычи нефти. По официальным данным за 2016 г. добыча попутного газа в автономном округе составила 34,4 млрд м³. Объем использования попутного нефтяного газа – 32,8 млрд м³ и уровень использования попутного нефтяного газа – 95,3 %. Уровень использования попутного нефтяного газа в ХМАО за период 2010–2016 гг. представлен в таблице 1 [8].

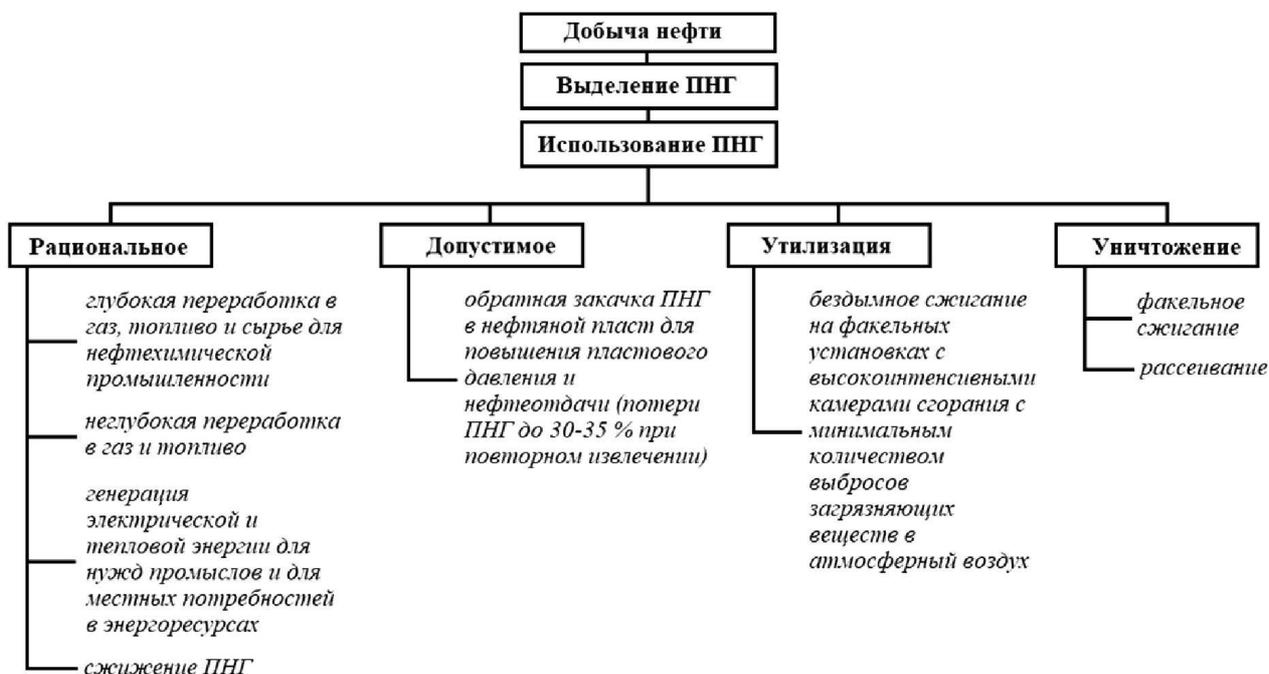


Рисунок 3 – Основные направления использования ПНГ

Таблица 1 – Уровень полезного использования ПНГ в ХМАО

Год	Добыча ПНГ, млрд м ³	Объем использованного ПНГ, млрд м ³	Объем сожженного ПНГ, млрд м ³	Доля использования ПНГ, %
2010	36,2	31,3	5,4	86,5
2011	36,3	31,2	4,9	85,9
2012	35,8	31,9	3,9	89,1
2013	35,9	32,8	3,1	91,4
2014	33,7	31,4	2,3	92,9
2015	33,8	31,8	2,0	94,1
2016	34,4	32,8	1,6	95,3

В Томской области ситуация по утилизации ПНГ выглядит хуже, что обуславливает высокие риски для окружающей среды в области [9]. Так, в 2015 г. на месторождениях Томской области уровень использования ПНГ в среднем составил 85 % – добыто 3,6 млрд м³, объем использованного ПНГ составил 3,0 млрд м³. В 2016 г. по предварительным данным этот уровень снизился до 79 %. Общая динамика использования ПНГ, начиная с 2010 по 2016 гг., приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Уровень полезного использования ПНГ в Томской области

Год	Добыча ПНГ, млрд м ³	Объем использованного ПНГ, млрд м ³	Объем сожженного ПНГ, млрд м ³	Доля использования ПНГ, %
2010	2,37	1,21	1,16	51,1
2011	2,88	1,59	1,29	55,2
2012	3,09	2,16	0,93	69,9
2013	2,94	2,22	0,72	75,5
2014	3,12	2,49	0,63	79,8
2015	3,61	3,05	0,56	84,5
2016	3,75	2,97	0,78	79,2

Основными поставщиками газа в Томской области являются ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Томскнефть» ВНК. Наиболее остро вопрос об утилизации попутного нефтяного газа назрел для ООО «Газпромнефть-Восток» и группы компаний Империял Энерджи (рис. 4).

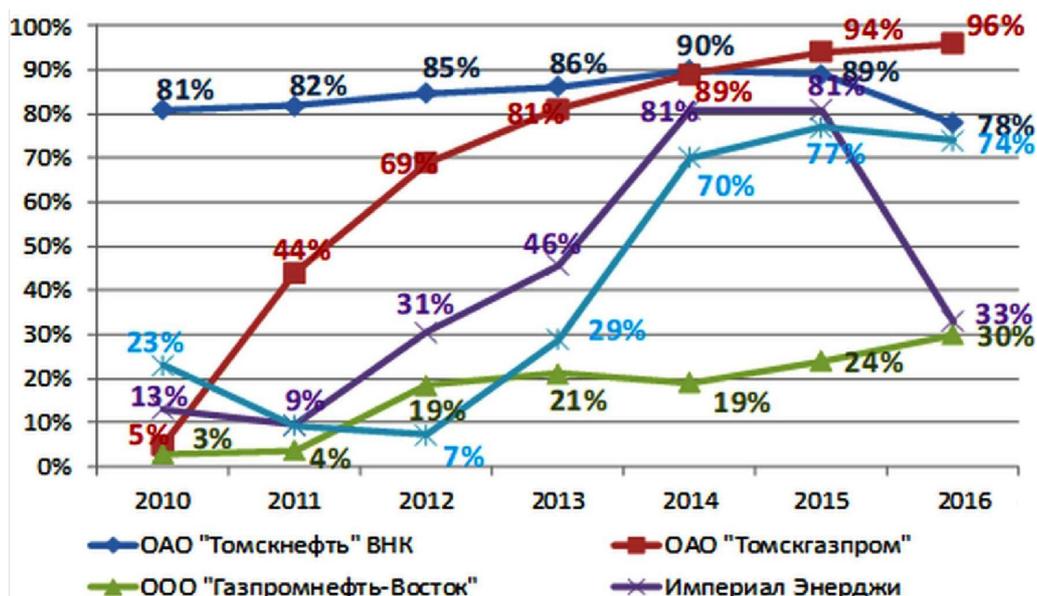


Рисунок 4 – Динамика уровня использования попутного нефтяного газа по предприятиям в Томской области [9]

Ценность ПНГ в качестве сырья для газонефтехимии, либо в качестве энергетического газа определяет его компонентный состав [10, 11]. Основу ПНГ составляет смесь легких углеводородов, включающая метан, этан, пропан, бутан, изобутан и другие углеводороды, которые под давлением растворены в нефти. Состав ПНГ может значительно варьироваться в зависимости от территории добычи, а также от свойств нефти и газа конкретного месторождения. На основе информации из базы данных Института химии нефти СО РАН в таблице 3 представлен усредненный компонентный состав попутного нефтяного газа некоторых западно-сибирских месторождений с газонасыщенной нефтью.

Таблица 3 – Состав ПНГ в некоторых месторождениях Западной Сибири с газонасыщенной нефтью

Месторождение	Регион	Состав газа, % мас.							Прочие
		CO ₂	Азот N ₂	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂	
Верхне-Салатское	ТО	0,84	2,80	53,79	6,03	12,01	8,09	1,46	14,98
Герасимовское	ТО	0,60	12,35	19,20	14,90	24,55	18,70	9,15	0,55
Лугинецкое	ТО	0,81	6,84	85,66	4,03	1,89	0,61	0,14	0,02
Казанское	ТО	2,30	3,00	88,00	2,00	2,39	1,07	0,84	0,40
Мыльджинское	ТО	0,66	4,15	80,30	4,09	4,57	1,35	0,75	4,13
Советское	ТО	0,60	1,10	71,20	3,60	7,60	9,50	4,70	1,70
Аганское	ХМАО	0,50	1,53	46,94	6,89	17,37	10,84	3,88	12,05
Варьеганское	ХМАО	0,44	0,95	74,00	5,39	7,13	8,16	3,38	0,55
Ватинское	ХМАО	0,06	0,90	72,20	3,80	6,60	9,90	4,70	1,84
Каменное	ХМАО	2,97	1,75	52,93	12,11	7,83	3,63	1,97	16,81
Самотлорское	ХМАО	0,21	1,72	76,94	4,87	7,84	5,27	1,95	1,20
Талинское	ХМАО	1,48	0,54	48,71	10,05	16,27	7,43	2,77	12,75
Федоровское	ХМАО	0,20	0,50	87,00	2,20	2,90	3,60	2,80	0,80
Барсуковское	ЯНАО	0,96	1,80	80,78	5,81	4,27	2,00	1,81	2,57
Вынгапуровское	ЯНАО	0,10	0,13	74,54	6,06	8,00	6,07	4,84	0,26
Вынгайхинское	ЯНАО	0,21	1,46	71,94	6,55	6,12	9,59	3,45	0,68
Губкинское	ЯНАО	0,2	1,70	97,70	0,27	0,01	0,01	0,001	0,11
Суторминское	ЯНАО	0,15	0,97	64,60	4,50	9,87	5,68	3,11	11,12
Тарасовское	ЯНАО	0,03	0,95	68,50	8,30	7,93	4,75	9,47	0,07
Уренгойское	ЯНАО	0,17	1,10	89,60	4,36	2,01	0,90	1,70	0,16
Харампурское	ЯНАО	0,56	0,79	86,33	4,82	2,81	2,08	–	2,61

Примечание: ТО – Томская область, ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ.



Известно, что каждое месторождение имеет свои индивидуальные характеристики, начиная с объемов добываемых нефти и газа, а также их свойств, заканчивая территориальным расположением. Например, по данным таблицы 3 видно, что в среднем ПНГ томских месторождений отличается повышенным содержанием оксида углерода CO₂ (0,97 %) – практически в 3 раза по сравнению с содержанием CO₂ в газе ямало-ненецких месторождений (0,30 %), а также повышенным содержанием азота (5,04 %) – почти в 5 раз по сравнению с содержанием его в ханто-мансийских и ямало-ненецких месторождениях (1,13 и 1,11 % соответственно). Состав ПНГ месторождений ХМАО характеризуется более высоким содержанием этана, пропана и бутана, а состав ПНГ месторождений Ямало-Ненецкого АО – метана (выше на 17 % по сравнению с другими регионами) и пентана, но содержание этана, пропана и бутана в ямало-ненецких нефтях самое низкое (4,80, 4,79 и 3,84 % соответственно). Таким образом, при разработке проекта по использованию ПНГ необходимо учитывать особенности разрабатываемого месторождения: объемы добычи нефти и ее свойства, газовый фактор, компонентный состав нефтяного газа, стадию разработки месторождения, удаленность месторождения от центров переработки газа, уровень развития инфраструктуры и др.

Например, в ХМАО в 2016 г. добытый на территории округа попутный нефтяной газ использовался следующим образом [8]:

- газопереработка – 24,0 млрд м³;
- ГРЭС – 0,34 млрд м³;
- газотурбинные/газопоршневые электростанций для обеспечения дешевой электроэнергией нефтепромыслы – 3,8 млрд м³;
- отопление магистрального оборудования и сдача сторонним организациям – 1,5 млрд м³;
- собственные промысловые нужды – 2,6 млрд м³;
- технологические потери – 0,63 млрд м³.

На рисунке 5 представлены основные направления использования попутного нефтяного газа на территории Томской области [9]. В транспортную систему ООО «Газпром трансгаз Томск» в 2015 г. поступило около 2,5 млрд м³ ПНГ, в то время как в 2014 г. данный объем сдачи составлял менее 2 млрд м³.

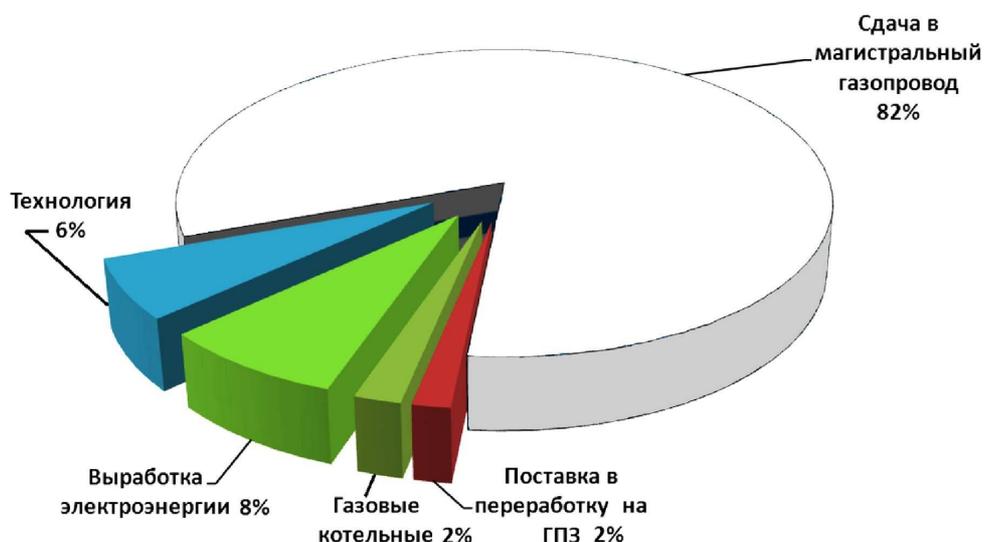


Рисунок 5 – Основные направления использования попутного нефтяного газа в Томской области

Далее, ОАО «Томскнефть» ВНК продолжает реализацию газовой программы, по которой ПНГ используется для выработки электроэнергии. Газотурбинные электростанции мощностью 24, 12 МВт на Игольско-Таловом и Двуреченском месторождениях соответственно и 7,5 МВт на Западно-Полуденном месторождении вырабатывают в год порядка 360 млн киловатт-часов и обеспечивают около трети своих производственных потребностей в электроэнергии. Газ, добываемый на месторождениях «Томскнефти» поставляется на Нижневартовский ГПК и промышленным потребителям через Единую газотранспортную систему, а также региональным городским и поселковым котельным.

С 2015 г. в рамках выполнения мероприятий по повышению использования попутного нефтяного газа ОАО «Томскгазпром» проводит работы по новым производственным объектам – строительству установки комплексной подготовки газа и конденсата Казанского месторождения и продолжение реконструкции подобной установки на Мыльджинском месторождении. В 2017 г. запуск установки на Казанском НГКМ состоялся, ее производительность по проекту составляет около 925 млн м³ сухого газа в год.

Как известно, большой урон государству наносит сжигание газа на факелах, которое влечет за собой последствия экологического и социально-экономического характера [11]. В целях стимулирования



ния внедрения наилучших по экологичности технологий в нефтегазовом комплексе учитывается влияние нефти и газа на состояние атмосферного воздуха. Сформирован перечень из 11 наименований загрязняющих веществ ПНГ и продуктов его сжигания (табл. 4). Основными химическими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при сжигании попутного газа в факелах, являются сажа, оксид углерода (CO_2) и диоксид азота (NO_2). За выброс 1 т загрязняющих веществ для нефтегазовых компаний установлены нормативы платы, где самыми высокими штрафами облагаются выбросы бензапирена, сероводорода, сажи и диоксида и оксида азота.

Таблица 4 – Наименование загрязняющих атмосферу веществ при выбросах и сжигании ПНГ

№	Наименование загрязняющих веществ
1	Азота диоксид NO_2
2	Азота оксид NO
3	Ангидрид серный (серы триоксид SO_3), ангидрид сернистый (серы диоксид SO_2), кислота серная H_2SO_4
4	Бенз(а)пирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$ (3,4-бензпирен)
5	Метан CH_4
6	Сажа
7	Сероводород H_2S
8	Летучие низкомолекулярные углеводороды (пары жидких топлив) по углероду
9	Углерода окись (углерода оксид) CO (CO_2)
10	Пентан C_5H_{12}
11	Гексан C_6H_{14}

Таким образом, в данной работе проведено исследование проблем более рационального и эффективного использования попутного нефтяного газа в Западной Сибири. Отмечено, что в целом отрасли намечился тренд на снижение уровня сжигания ПНГ, по России среднеотраслевой показатель полезного использования ПНГ в 2016 г. составил более 88 %. Установлены различия в составе ПНГ нефтедобывающих регионов Западной Сибири, что необходимо учитывать в проектах рационального использования ПНГ. Особо остро с утилизацией ПНГ стоит на промыслах нового центра нефтедобычи – в Восточной Сибири, в частности в Иркутской области и Красноярском крае, что в основном обусловлено удаленностью месторождений от центров переработки газа и уровнем развития инфраструктуры.

Литература:

1. Книжников А.Ю., Тетельмин В.В., Бунина Ю.П. Аналитический доклад по проблеме использования попутного нефтяного газа в России. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2015. – 62 с.
2. Кирюшин П.А., Книжников А.Ю., Кочи К.В., Пузанова Т.А., Уваров С.А. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» : Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. – 88 с.
3. Книжников А.Ю., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России – 2017. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2017. – 32 с.
4. Yashchenko I.G. and Polishchuk Yu.M. Classification of Poorly Recoverable Oils and Analysis of Their Quality Characteristics (Reviews) // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2016. – Vol. 52. – № 4. – P. 434–444.
5. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Статистический анализ качества трудноизвлекаемых нефтей // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 4. – С. 56–66.
6. Жарова Т.Ю. Анализ экономической эффективности внедрения на месторождения технологий по утилизации попутного нефтяного газа (в условиях Томской области) / Информационно-аналитическое агентство «Нефтегаз». – URL : <http://gr.neftegaz.ru/ru/content/science/438.html> (дата обращения 16.03.2018).
7. Буренина И.В., Мухаметьянова Г.З. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 524–542. – URL : <http://www.ogbus.ru> (дата обращения 16.03.2018).
8. Доклад об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2016 году // Департамент экологии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – Ханты-Мансийск, ОАО «НПЦ Мониторинг», 2017. – 205 с.
9. Ильин Н.Н. Итоги деятельности предприятий нефтегазодобывающего комплекса Томской области в 2015 году и планы на 2016 год : Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа / Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции. – Томск : Изд-во ИОА СО РАН, 2016. – С. 8–21.
10. Яценко И.Г., Перемитина Т.О., Алексеева М.Н. Применение методов дистанционного зондирования для решения проблем сжигания попутного нефтяного газа // Безопасность жизнедеятельности. – 2016. – № 8 (188). – С. 15–20.



11. Яценко И.Г., Сваровская Л.И., Алексеева М.Н. Оценка экологического риска сжигания попутного нефтяного газа в Западной Сибири // Оптика атмосферы и океана. – 2014. – Т. 27. – № 06. – С. 560–564.

References:

1. Knizhnikov A.Yu., Tetelmin V.V., Bunin Yu.P. The analytical report on a problem of use of associated petroleum gas in Russia. – M. : World Wildlife Fund (WWF), 2015. – 62 p.
2. Kiryushin P.A., Knizhnikov A.Yu., Kochi K.V., Puzanova T.A., Uvarov S.A. Associated petroleum gas in Russia: «It is impossible to burn, to overwork!» : The analytical report on economic and ecological costs of combustion of associated petroleum gas in Russia. – M. : World Wildlife Fund (WWF), 2013. – 88 p.
3. Knizhnikov A.Yu., Ilyin A.M. Problems and the prospects of use of associated petroleum gas in Russia – 2017. – M. : World Wildlife Fund (WWF), 2017. – 32 p.
4. Yashchenko I.G. and Polishchuk Yu.M. Classification of Poorly Recoverable Oils and Analysis of Their Quality Characteristics (Reviews) // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2016. – Vol. 52. – № 4. – P. 434–444.
5. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Statistical analysis of quality hardly removable nefty // News of the Tomsk Polytechnic University. – 2015. – Т. 326. – No. 4. – P. 56–66.
6. Zharova T.Yu. The analysis of economic efficiency of introduction on fields of technologies for utilization of associated petroleum gas (in the conditions of the Tomsk region) / the Information and analytical agency «Neftegaz». – URL : <http://gr.neftegaz.ru/ru/content/science/438.html> (date of the address 3/16/2018).
7. Burenina I.V., Mukhametyanova G.Z. Problems and the prospects of use of associated petroleum gas in Russia // the Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo». – 2015. – No. 3. – P. 524–542. – URL : <http://www.ogbus.ru> (date of the address 3/16/2018).
8. The report on an ecological situation in Khanty-Mansi Autonomous Okrug in 2016 // Department of ecology of Khanty-Mansi Autonomous Okrug. – Khanty-Mansiysk, JSC NPTs Monito-ring, 2017. – 205 p.
9. Ilyin N.N. Results of activity of the enterprises of an oil and gas extraction complex of the Tomsk region in 2015 and plans for 2016: Production, preparation, transport of oil and gases / Materials of the 7th All-Russian scientific and practical conference. – Tomsk : IOA Siberian Branch of the Russian Academy of Science publishing house, 2016. – P. 8–21.
10. Yashchenko I.G., Peremitina T.O., Alekseev M.N. Application of methods of remote sensing for the solution of problems of combustion of associated petroleum gas // Health and safety. – 2016. – No. 8 (188). – P. 15–20.
11. Yashchenko I.G., Svarovskaya L.I., Alekseeva of M.N. Otsenk of environmental risk of combustion of associated oil gas in Western Siberia // Optics of the atmosphere and the ocean. – 2014. – Т. 27. – No. 06. – P. 560–564.