

Газовая промышленность



ISSN 0016-5581

спецвыпуск

716 / 2014



Рынок природного газа в России: проблемы и перспективы

удк 338.45

Нефтепереработка или газохимия?

Г.С. Яицких (ЗАО «Инженерно-промышленная нефтехимическая компания», РФ, Москва)

E-mail: yaitskich@truboprovod.ru

Экономика России в значительной степени зависит от объемов производства и продаж нефти, газа и продуктов их переработки. В последнее время все более обостряется проблема трубопроводного транспорта природного газа в страны Европы. Строительство новых трубопроводных систем не гарантирует в полной мере независимость российских газовых компаний от прихотей стран-транзитеров и стран-потребителей. Вариант сжижения природного газа (СПГ) посредством глубокого охлаждения имеет некоторые логистические преимущества по сравнению с трубопроводным транспортом, однако требует огромных капиталовложений не только в завод по сжижению газа, но и в морские терминалы по отгрузке, приему и регазификации его в регионе потребления; танкеры СПГ более чем в 4 раза дороже обычных нефтеналивных. Для России наиболее целесообразным является вариант строительства заводов по переработке 50–100 млрд м³ газа в год в современные моторные топлива. Это позволит раз и навсегда решить вопрос независимости ОАО «Газпром» от стран-транзитеров, а также позволит оперативно диверсифицировать потоки продукции с высокой добавленной стоимостью адекватно изменениям конъюнктуры мирового рынка углеводородных энергоносителей.

Ключевые слова: нефть, газ, транспортировка, нефтепереработка, газохимия, газопровод, синтез-газ.

ПРОИЗВОДСТВО И ПРОДАЖА УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИЙСКИМИ НЕФТЯНЫМИ И ГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ

Экономика России в значительной степени зависит от объемов производства и продаж углеводородных энергоносителей – газа, нефти, нефтепродуктов – как внутри страны, так и за ее пределами.

В 2013 г. в России было добыто около 490 млн т нефти и газового конденсата, 236,6 млн т продано на экспорт в виде сырья, 253 млн т переработано в нефтепродукты, из которых 151,4 млн т было экспортировано, а около 100 млн т – реализовано на внутреннем рынке [1]. Необходимо отметить, что объем продаж нефти на экспорт был ограничен только объемами добычи сырья. Доставка нефти и нефтепродуктов покупателям производилась всеми видами

транспорта: автомобильным, железнодорожным, трубопроводным и водным. Транспортные схемы имеют значительные резервы для увеличения объемов продаж жидких энергоносителей. Они характеризуются многообразием возможных вариантов, гибкостью. Именно по этой причине ни у кого из покупателей или стран-транзитеров не возникает желания тем или иным образом шантажировать продавца.

В прошлом году добыча углеводородного газа в России достигла 578 млрд м³, реализовано на экспорт 196,4 млрд м³, в основном трубопроводным транспортом. Однако в 2014 г. уже не в первый раз возникает проблема транспортировки газа через территорию Украины. Альтернативный вариант: строительство газопровода «Южный поток» сегодня встречает противодействие со стороны отдельных стран-транзитеров. При каждом рецидиве нарушения покупа-

телями и транзитерами своих обязательств ОАО «Газпром» вынуждено искать обходные пути прокачки газа, вкладывая каждый раз миллиарды евро в новые газотранспортные системы. Время показало, что никакие международные договоренности даже на самом высоком уровне не гарантируют выполнения взаимных долгосрочных обязательств в сфере торговли. Сверхдорогостоящая газотранспортная система, ориентированная на одного покупателя (или территориально ограниченную группу покупателей), может сделать экономическим, а в некоторых случаях и политическим заложником ее владельца еще до того, как она себя окупит.

Немаловажным фактором, определяющим коммерческий успех реализации углеводородного сырья, является его стоимость на международном рынке. В ближайшие годы прогнозируется снижение стоимости природного газа на 17–18 %, нефти – на 7–8 %. При этом сокращение экспорта газа из России ожидается около 1,7 %, а нефти – около 2,5 % [1].

Согласованная экономическая политика стран Евросоюза и США направлена на снижение стоимости продукции в первую очередь российских газовых компаний. Дискутировать с такой коалицией крайне непросто и затратно.

Однако в случае снижения объемов поставок природного газа в страны ЕС и некоторые страны Восточной Европы на 50–100 млрд м³/год можно однозначно прогнозировать ощутимый рост цены на газ в этом регионе. Также весьма вероятно, что в этом случае повысятся цены на нефть и нефтепродукты. При этом часть недополученных российскими газовыми компаниями финансовых средств будет компенсирована продажей газа в объеме 100–150 млрд м³/год по более высоким ценам. Конверсия недопоставленных в Европу объемов газа позволит реализовать продукты газопереработки на большую сумму, чем сырье. В то же время российские

нефтяные компании получают дополнительную прибыль от повышения цен на нефть и нефтепродукты. В результате общий объем продаж углеводородов и продуктов их переработки (в денежном эквиваленте) вырастет.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ

В настоящее время десятки российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) малой и средней мощности (до 3–6 млн перерабатываемой нефти в год) имеют в своем составе только установки первичной перегонки нефти (рис. 1). В предыдущие годы они успешно сбывали на внутреннем рынке и за рубежом свою продукцию:

- бензиновые фракции в качестве сырья для нефтехимии;
- дизельные фракции – в качестве сернистого дизельного топлива в России либо за рубеж на сероочистку;
- керосиновые фракции – в качестве товарного реактивного топлива ТС-1;
- мазут – в качестве котельных или судовых топлив в РФ либо на экспорт – в качестве сырья.

Более крупные заводы имеют в своем составе различные технологические установки: риформинга бензина, изомеризации пентановой и гексановой фракций, гидроочистки нефтяных фракций, крекинга, замедленного коксования, битумные и другие установки глубокой переработки нефти. Однако менее 40 % НПЗ России сегодня производят моторные топлива кондиций «Евро-4» и «Евро-5» при глубине переработки нефти до 80–85 %.

Поэтапное внедрение в России Технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» (ТР) способствовало активизации реконструкции НПЗ в целях организации производства современных моторных топлив (преимущественно дизельного топлива, пользующегося повышенным спросом на европейском рынке).

Последовательно проводимая бюджетная политика Министерства финансов Российской Федерации в части поэтапного повышения таможенных пошлин на экс-

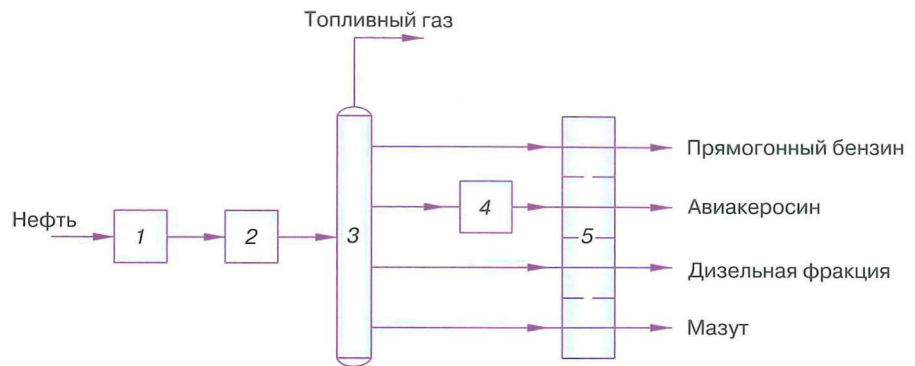


Рис. 1. Принципиальная блок-схема НПЗ по разгонке нефти на фракции:
1 – склад сырой нефти; 2 – блок ЭЛОУ; 3 – установка атмосферной перегонки нефти (АТ); 4 – блок производства реактивного сернистого топлива ТС-1; 5 – склад товарных нефтепродуктов

портируемый мазут (до 100 % от пошлины на нефть) в ближайшей перспективе стимулирует нефтеперерабатывающие компании строить технологические установки переработки мазута и гудрона в светлые нефтепродукты.

К разработке мастер-планов развития российских нефтеперерабатывающих заводов в последние годы, как правило, привлекались европейские или североамериканские консалтинговые компании (КК). Наиболее популярным предлагаемым КК направлением развития НПЗ было топливное (производство моторных топлив кондиций «Евро-5») при достижении глубины переработки нефти типа URALS до 95 %. Принципиальная блок-схема одного из относительно «скромных» по затратам варианта развития НПЗ представлена на рис. 2. Реконструкция, а точнее, дооснащение нефтеперерабатывающего завода, производящего сегодня первичную перегонку 6 млн т нефти в год, технологическими установками по такой схеме может потребовать инвестиций в размере 4–5 млрд долл.

Такая модель развития нефтеперерабатывающего предприятия, предлагаемая европейскими консалтинговыми компаниями, оптимальна для условий Европы по следующим основным причинам:

- высокая стоимость сырья (по сравнению с ценами в России) стимулирует глубокую переработку нефти;
- теплый климат Европы не требует значительных объемов мазута в качестве котельного топлива, а многие густонаселенные районы газифицированы;
- высокая плотность населения (особенно в столицах и мегаполисах) обуславливает

необходимость применения экологически чистых моторных топлив – бензина и дизельного топлива.

В отличие от Европы гигантская азиатская часть территории России – от Уральских гор до о. Сахалин – находится в холодной климатической зоне. В большинстве населенных пунктов отопительный сезон длится до 9 мес в году. Множество разбросанных по территории Сибири и Дальнего Востока небольших городов и поселков нередко удалены от транспортных магистралей, поэтому мазут, завозимый в летний период, является технологически и экономически оптимальным видом котельного топлива.

Использование в этих малонаселенных районах старых видов моторных топлив и мазута целесообразно по следующим причинам:

- малая плотность населения и автотранспорта гарантирует незначительное воздействие на окружающую среду в данном регионе;
- возможна дальнейшая эксплуатация десятков ранее построенных мини-НПЗ, которые не только обеспечивают значительно более дешевым (по сравнению с привозным) топливом местное население, но и обеспечивают его занятость, а также поступление денежных средств в местные бюджеты;
- эксплуатация небольших нефтегазовых месторождений в отдаленных регионах России рентабельна только при условии добычи, переработки и реализации нефтепродуктов местным потребителям. При этом необходимо отметить, что организация производства нефтепродуктов,

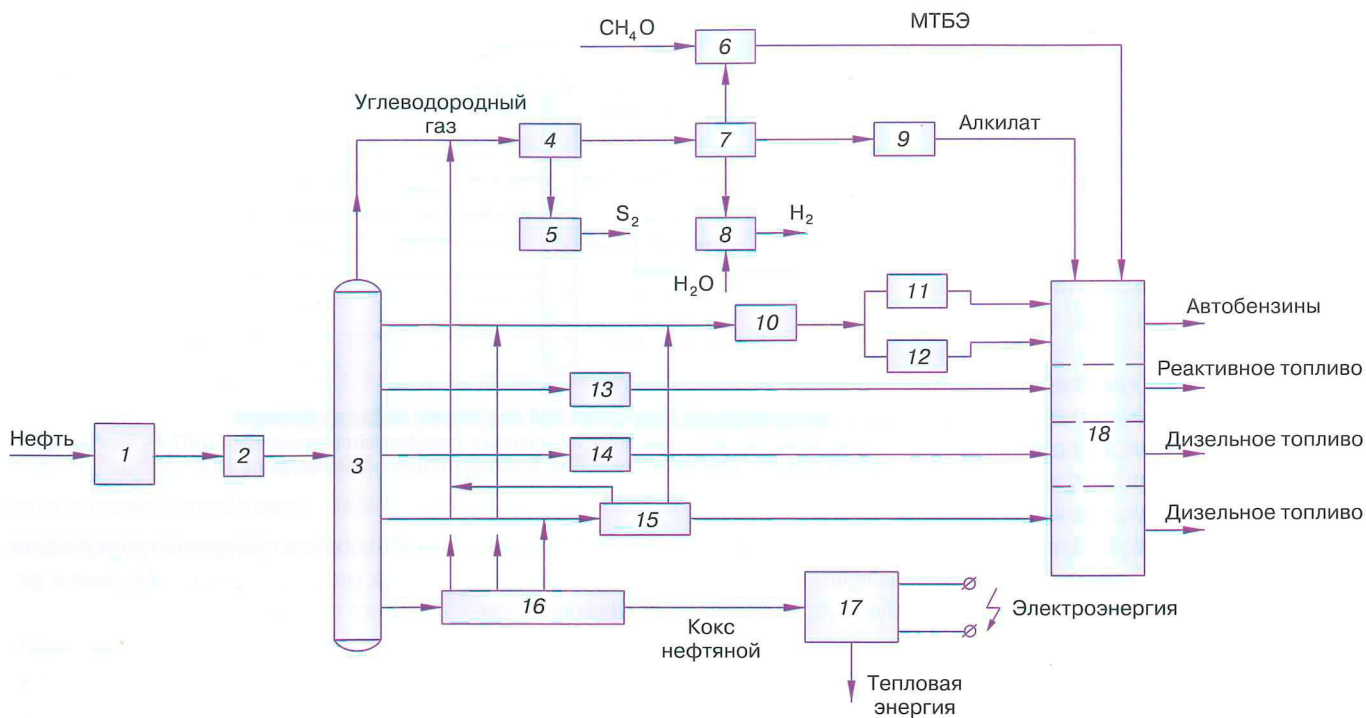


Рис. 2. Принципиальная блок-схема современного НПЗ по производству моторных топлив:

1 – резервуарный парк сырой нефти; 2 – блок ЭЛОУ; 3 – установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти; 4 – установка сероочистки углеводородных газов; 5 – установка производства элементарной серы; 6 – установка производства метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ); 7 – газофракционирующая установка; 8 – установка производства водорода; 9 – установка алкилирования; 10 – блок сероочистки бензиновых фракций; 11 – установка изомеризации фракции $C_5 - C_6$; 12 – установка риформинга бензиновой фракции; 13 – установка сероочистки керосиновой фракции; 14 – установка гидроочистки дизельной фракции; 15 – установка гидрокрекинга вакуумного газойля; 16 – установка коксования гудрона; 17 – заводская теплоэлектростанция; 18 – склад товарных нефтепродуктов

соответствующих ТР в рамках мини-НПЗ, экономически нецелесообразна.

В настоящее время назрела необходимость внесения дополнений в ТР, которые позволят на региональном уровне допускать производство и применение старых марок топлив.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ МОНЕТИЗАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Трубопроводному транспорту газа есть две альтернативы: транспортировка СПГ танкерами-газовозами или переработка его в жидкие продукты.

В последние 40 лет в мире активно развивается торговля СПГ. При подготовке к транспорту природный газ охлаждается до температуры $-161,15^\circ\text{C}$, переходя в жидкую фазу. СПГ перевозится на любые расстояния. В порту назначения СПГ перекачивается с судна в береговые резервуары. Далее производится регазификация энергоносителя, который подается через систему трубопроводов потребителям. Такая

схема транспортировки газа имеет преимущества по сравнению с обычным трубопроводным транспортом:

- продавец имеет более широкий коммерческий маневр, перезаключая при необходимости договоры на поставки СПГ тем или иным покупателям;
- возможна коммерческая разработка удаленных морских месторождений, на которых технически невозможно осуществлять трубопроводный транспорт газа.

Основным недостатком этой схемы (для поставщика газа) являются высокие капиталовложения во все звенья транспортной цепи. Например, комплекс по сжижению 16,5 млн т газа в год на п-ове Ямал оценивается в 26,9 млрд долл. [2]; танкеры-газовозы стоят в 3,8 раза дороже, чем нефтеналивные, а танкеры-газовозы в арктическом исполнении стоят еще в 2 раза дороже; терминал по приему и регазификации 3 млн т/год природного газа – 1,1 млрд долл. [3].

Сегодня перевозка СПГ из США в Европу обходится в 214–250 долл. за 1000 м³ [2]. В 2014 г. страны ЕС приобретают у России газ по цене 385 долл./1000 м³. Весьма со-

мнительно, что газовые компании США, позиционируя себя как альтернативных поставщиков энергоносителей европейских стран, готовы на американском берегу получать 135–171 долл./1000 м³ газа (в том числе и дорогостоящего сланцевого).

Сегодня в развитии технологии СПГ в первую очередь заинтересованы высокоразвитые индустриальные державы – Япония, страны Евросоюза, Южная Корея и другие потребители углеводородных энергоносителей – по двум основным причинам:

- сравнительно низкая стоимость газа – 10–11 долл. против 17–18 долл. за 1 млн британских тепловых единиц (БТЕ) нефти или мазута;
- возможность зарабатывания на консалтинге, инжиниринге и поставках сверхдорогостоящего оборудования сжижения, регазификации и транспортирования СПГ.

В стоимости всех звеньев транспортной системы СПГ значительную долю составляет приобретение лицензий у фирм-разработчиков технологических процессов, затраты на инжиниринг (проектирование,

разработка мастер-планов и т. д.). Например, только предпроектная проработка целесообразности строительства завода СПГ на мысе Джеймса Прайса (Австралия) стоила 2 млрд долл. [3]. Западные инженерные, консалтинговые компании начинают зарабатывать еще до начала проектирования и эксплуатации транспортной системы СПГ. Также зарабатывают банки (этих же стран) на кредитовании проектирования и строительства производственных объектов СПГ и танкеров-газовозов. Сегодня зачастую непросто реально оценить, кто из участников инвестиционного процесса больше зарабатывает, по крайней мере первые 10 лет.

Другим вариантом монетизации природного газа является его переработка в жидкие углеводороды: ультранизкосернистое дизельное топливо, автомобильный бензин, смазочные масла, метанол и др. Дизельное топливо является самым крупнотоннажным продуктом переработки нефти и газа в мире – до 2000 млн т/год [4]. Оно доставляется потребителям всеми видами традиционного транспорта: автомобильным, железнодорожным, водным, воздушным и трубопроводным. Для транспортировки и хранения этого вида топлива нет необходимости строить новые дорогостоящие терминалы и склады, танкеры и т. д.

На рис. 3 представлена блок-схема завода по переработке углеводородного газа в жидкие энергоносители. Природный газ очищается от вредных примесей в блоке подготовки сырья 2. При наличии значительных количеств сернистых соединений в газе они после выделения направляются в блок производства элементарной серы 1. В блоке 3 углеводородный газ конвертируется в синтез-газ, который затем направляется в блок синтеза тяжелых парафинов 4. В блоке 5 производится селективный крекинг с изомеризацией тяжелых парафинов, в результате которого производятся высококачественное дизельное топливо и небольшой объем нефти.

НПЗ или ГПЗ?

В таблице представлены основные прогнозируемые технико-экономические показатели аналогичных по объемам производства нефтеперерабатывающего

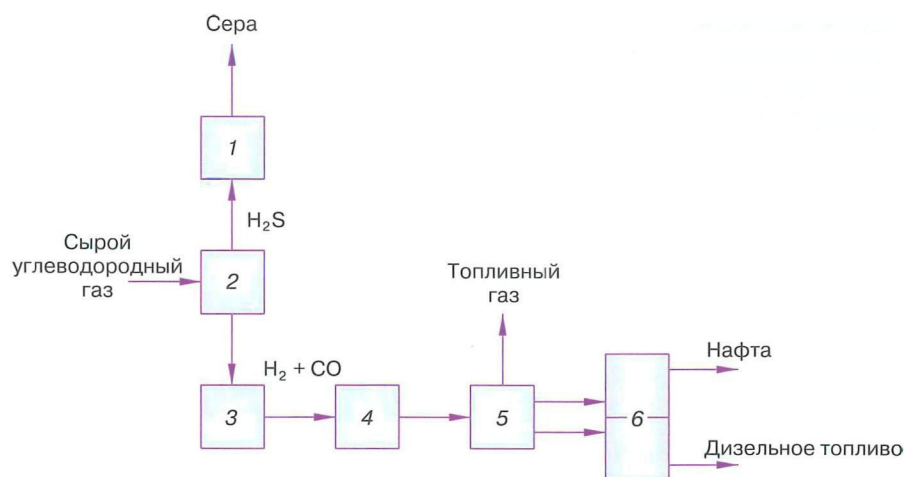


Рис. 3. Принципиальная блок-схема НПЗ:

1 – блок производства элементарной серы; 2 – блок подготовки сырья; 3 – блок получения синтез-газа; 4 – блок синтеза жидких углеводородов; 5 – блок селективного крекинга с изомеризацией; 6 – склад товарных продуктов

и газоперерабатывающего (газ в дизельное топливо) заводов в условиях России. Из таблицы видно, что:

- капиталовложения в НПЗ значительно выше, чем в ГПЗ, благодаря требованиям ТР;
- затраты на приобретение сырья для НПЗ значительно выше, чем для ГПЗ, – в 1,6–3,8 раза;
- эксплуатационные затраты на тонну товарной продукции для НПЗ и ГПЗ примерно равны.

Себестоимость сжиженного углеводородного газа (СУГ), бензиновых фракций, дизельного топлива, планируемых к производству на ГПЗ, прогнозируется значительно ниже, чем на НПЗ. Срок окупаемости капиталовложений в строительство ГПЗ также значительно меньше.

Наиболее предпочтительным местом для строительства газоперерабатывающих производств может стать территория Сибири и Дальнего Востока РФ. Несколько ГПЗ общей мощностью около 30 млн т/год жидких продуктов могут не только обеспечить региональные нужды в моторном топливе и СУГ, но и осуществлять экспорт жидких углеводородных энергоносителей по существующим транспортным коммуникациям. Замещенные продуктами газопереработки объемы нефти в этом случае могут продаваться на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Создание производств, перерабатывающих газ в жидкие энергоносители, на территории Европейской части России также более рентабельно, чем строительство

Сравнение основных технико-экономических показателей НПЗ и ГПЗ

Показатели	Современный НПЗ топливного варианта	ГПЗ
Производительность по сырью	6 млн т/год	11,1 млрд м ³ /год
Капиталовложения, млрд долл.	5-7	3,0-3,5
Затраты на приобретение сырья, млрд долл/год	2,21 ¹	1,4 ² (0,584)
Эксплуатационные затраты, долл/т товарной продукции	30-50	40-50
Товарная продукция, млн т/год ³ :		
СУГ	0,24-0,36	0,3
Автомобильный бензин	1,32	-
Нефть	-	0,6
Керосин + дизельное топливо	3,618	5,1
Тяжелый газойль	0,234	-
Кокс	0,216	-

Примечание. ¹ Стоимость 1 т нефти в России – 14 тыс. руб.

² Стоимость 1000 м³ газа в Европейской части РФ – 4800 или 2000 руб. на месторождении.

³ Прогнозируемый материальный баланс НПЗ рассчитан при условии переработки нефти URALS.



или глубокая реконструкция НПЗ. Бесспорно, такой вариант также значительно снизит зависимость газодобывающих компаний России от неожиданных осенних и весенних «обострений» глубоководных стран-транзитеров.

Список литературы

1. Бюджетные направления на 2015–2017 годы // Нефть и капитал. – 2014. – № 8. – С. 8–10.
2. Собко А. На фоне общих проблем // Oil and Gas journal Russia. – 2014. – № 6. – С. 82–86.
3. Смит К., Тру У.Р. СПГ: равновесное состояние // Oil and Gas journal Russia. – 2014. – № 6. – С. 72–80.
4. Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки. – СПб.: Профессия, 2011. – 940 с.

Refining or gas chemicals?

Yaitskikh G.S. (ZAO IPN, RF, Moscow)
E-mail: yaitskikh@truboprovod.ru

The Russian economy is largely driven by oil, gas, and refined products, their output and sales. At the same time, new pipeline construction projects are believed insufficient to provide adequate Russian gas company guarantees against behaviour uncertainty of both transit countries and destination markets. It is believed far more viable domestically to focus on wider construction of own gas processing plants averaging 50–100 Bcm annual capacity, to produce various high-grade automotive fuels. Such facilities are expected to put an end to heavy Gazprom's reliance on transit countries offering efficient and timely diversification of higher-value product flows, in line with changing global hydrocarbon market fundamentals. These and other issues are addressed here in more detail.

Keywords: oil, gas, transportation, refining, gas processing, gas chemicals, gas pipelines, syngas, markets, exports, diversification, gas flows.

References

1. Byudzhetye napravleniya na 2015–2017 gody [Budget directions for 2015–017]. *Neft' i Kapital*, 2014, no.8, pp. 8–10.
2. Sobko A. Na fone obshchikh problem [Against the background of the common problems]. *Oil and Gas journal Russia*, 2014, no. 6, pp. 82–86.
3. Smit K., Tru U.R. SPG: ravnovesnoye sostoyaniye [LNG: The equilibrium state]. *Oil and Gas journal Russia*, 2014, no. 6, pp. 72–80.
4. Meiers R.A. *Osnovnye protsessy neftepererabotki* [Basic processes of oil processing]. St. Petersburg, Professiya Publ., 2011. 940 p.

УДК 338.45:622.279

Технико-экономическая оценка совместного освоения остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод обводненных участков на примере Уренгойского НГКМ

Р.А. Саркаров, С.И. Белан, Н.М. Гусейнов (ООО «НПЦ Подземгидроминерал», РФ, Махачкала), В.И. Маринин, А.В. Кошелев (ООО «Газпром добыча Уренгой», РФ, Новый Уренгой)
E-mail: sbelan@bk.ru

В настоящее время многие крупные нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) ОАО «Газпром» на территории Западной Сибири с падающей добычей углеводородов (УВ) вступили в завершающую стадию разработки. По причине обводнения на месторождениях ликвидируются сотни технически исправных скважин, выводятся из эксплуатации отдельные участки, а иногда и месторождения в целом [1]. Наиболее перспективными в этом отношении объектами являются обводненные продуктивные отложения сеноманской и неокомской залежей Уренгойского НГКМ, где сосредоточены огромные запасы УВ и которые в настоящее время вступили в стадию падающей добычи [2]. На основе анализа показателей разработки продуктивных объектов Уренгойского месторождения предложены варианты добычи и освоения пластового флюида из сеноманских и нижнемеловых отложений. По результатам исследований обоснованы прогнозные ресурсы остаточных УВ и пластовых промышленных вод, разработаны технико-технологические решения по совместной их добыче на выбранных обводненных объектах Уренгойского НГКМ. Проведенная оценка свидетельствует о технической возможности и экономической эффективности организации производств по совместной добыче и освоению УВ и пластовых промышленных вод на обводненных участках Уренгойского НГКМ.

Ключевые слова: Уренгойское НГКМ, остаточные углеводороды, пластовая вода, эффективность инвестиций, технико-экономическая оценка.

Вследствие обводнения продуктивных отложений на базовых месторождениях (Медвежье, Уренгойское и Ямбургское) в пластах остаются большие объемы зачехленных жидких и газообразных УВ. Задача эффективной доработки актуальна для многих обводненных НГКМ

ОАО «Газпром». Особый интерес рассматриваемая проблема приобретает при наличии в пластовой воде ценных микро- и макрокомпонентов.

Одним из способов продления периода эксплуатации обводненных месторождений является совместная добыча остаточных