

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

(Доклад на заседании ЦКР)

*АНДРЕЕВА Н.Н., д.т.н.,
действительный член РАЕН,
МИРГОРОДСКИЙ В.Н.,
ЛЕВАШОВА Л.А.,
МУХАМЕТШИН В.Г.
ОАО «НижневартовскНИПИнефть»*

Регулирование вопросов использования попутного нефтяного газа (ПНГ) с начала рыночных отношений осуществлялось нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РФ, директивными указаниями бывшего Государственного Комитета по охране окружающей среды. Законы РФ и постановления Правительства не устанавливают нормы использования ПНГ, они определяют платежи за расходование природных ресурсов, а также санитарную норму качества атмосферного воздуха, выраженную предельно допустимой концентрацией (ПДК) вредного вещества в окружающем воздухе, изменяемого в процессе утилизации ПНГ. Подлинный смысл этих документов таков, что при экономической нецелесообразности переработки ПНГ он может быть сожжен на факеле без пользы для народного хозяйства, однако при этом следует компенсировать расход природных ресурсов платежами в бюджеты разных уровней и обеспечить непревышение ПДК вредных веществ в приземном слое воздуха. Часто в этих документах защищаются интересы монополий РАО «Газпром» и РАО «ЕЭС».

Ратификация Россией Киотского соглашения ставит на новый уровень взаимоотношения Государства, регионов и нефтедобывающих компаний в вопросе утилизации ПНГ. Напомним, что протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК) устанавливает для стран-участниц ограничения на выброс парниковых газов. В первом бюджетном периоде (2008-2012г.г.) Россия имеет обязательства по ограничению выбросов на уровне 1990 года, когда был достигнут максимальный уровень промышленного производства, но после 2012 года условия для нашей страны будут существенно ужесточены. Дело в том, что на 1 доллар ВВП Россия

выбрасывает сегодня в 3,8 раза больше парниковых газов, чем развитые европейские страны. Таким образом, уже сейчас надо готовить целевые ориентиры сокращения парниковых выбросов, среди них на первом месте – прекращение сжигания ПНГ, иначе неминуемы выплаты, причем немалые.

В настоящее время по Западной Сибири ежегодно, согласно данным статистики, сжигается более 5 млрд. м³ газа, а в реальности около 10 млрд. м³. Потери нефтяного газа формируются в основном за счет мелких, малых и средних удаленных месторождений, доля которых по Западной Сибири продолжает увеличиваться.

Организация сбора газа с таких месторождений по сформировавшейся схеме является весьма капиталоемким мероприятием, со значительными эксплуатационными затратами, которые не окупаются из-за сложившихся цен на ПНГ в России.

Главная проблема заключается в том, что на нефтегазодобывающие предприятия возложена задача по достижению уровня использования газа, указанного в лицензионных соглашениях, но право устанавливать отпускную цену газа и регулировать ее принадлежит государству. При этом все затраты на промышленную подготовку газа, строительство сооружений внешнего транспорта (компрессорных станций и трубопроводов), эксплуатацию компрессорных станций относятся на себестоимость добычи нефти.

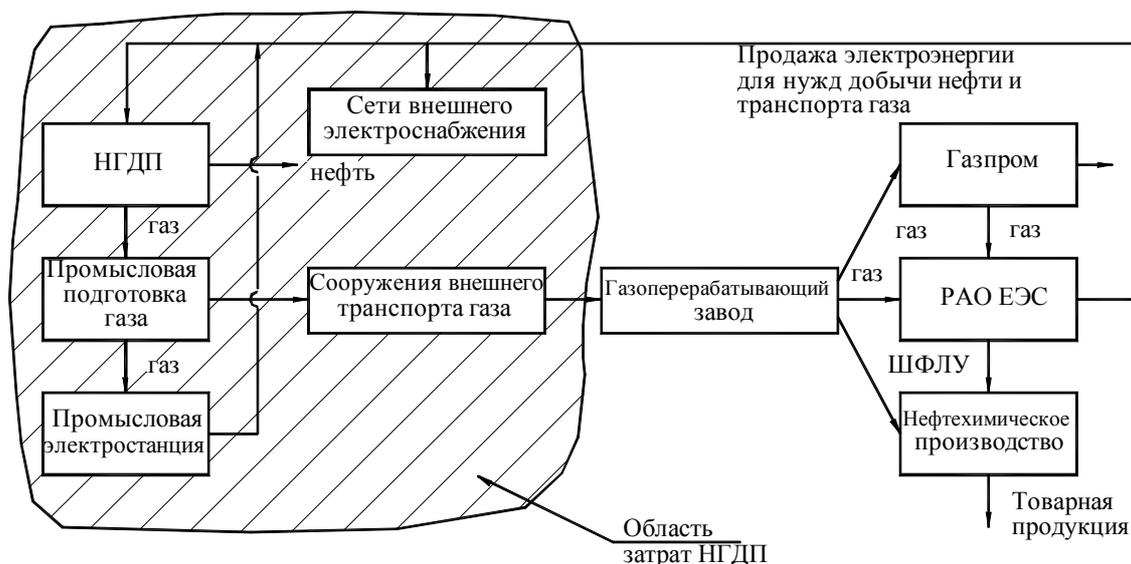


Рис.1 Товарооборот попутного нефтяного газа

Товарооборот попутного нефтяного газа, иллюстрирующий формирование затрат, приведен на рис.1. Из него ясно, что товарные отношения

в области использования ПНГ складываются не в пользу нефтяников, т.к. на себестоимость нефти и газа опосредованно ложатся затраты «Газпрома» и РАО «ЕЭС». Указанные затраты делают нерентабельным любой проект, если давления сепарации газа I ступени не достаточно для транспортировки газа до ГПЗ. Возникает вопрос: о чем думали, когда получали лицензию? Но дело в том, что экономические расчеты, к примеру, для технологической схемы разработки, до сих пор ведутся по укрупненным нормативам, доставшимся от плановой экономики. Если же считать в нынешних экономических реалиях, то мы получаем указанное выше.

Для иллюстрации рассмотрим схему формирования затрат на обустройство и развитие нефтяного месторождения (рис.2).

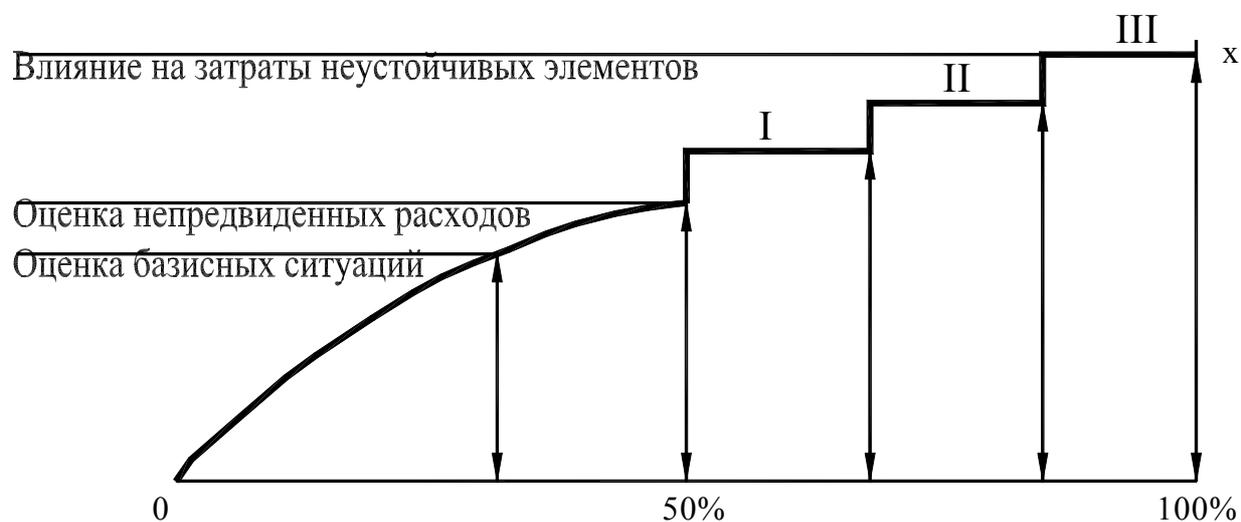


Рис.2 Оценка затрат на обустройство месторождения

Условно их можно разделить на три группы:

1. Устойчивые элементы – строительство скважин, внутрипромысловых коммуникаций, средств автоматизации, объектов энергоснабжения и ППД, т.е. то, без чего невозможна добыча нефти.
2. Непредвиденные расходы, связанные с внешними факторами, например, необходимостью доступа к трубопроводам внешнего транспорта и т.п.
3. Неустойчивые элементы – затраты, не регулируемые нормами, законами, правилами, а определяемые организационно-политическими факторами.

Безусловно, использование ПНГ – неустойчивый элемент, появившийся значительно позже основной концепции развития месторождения, заложенной в ТЭО КИН.

Это подтверждается фактом отсутствия введенных мощностей по подготовке и транспорту газа в течение последних 10 лет после прекращения централизованного финансирования со стороны государства.

До «перестройки» отношения между производителями и потребителями нефтяного газа регулировались государством. Государство устанавливало цену на продукцию и выделяло средства на строительство, как производителями и потребителями нефтяного газа. Оно и до сих пор является регулятором на рынке ПНГ, а именно:

- Обязует нефтегазодобывающие предприятия утилизировать нефтяной газ, однако уровень его использования, заложенный в лицензионном соглашении, не нормируется никакими документами и часто устанавливается на планке 95% исходя из экологической ситуации.
- Назначает цену на газ и изменяет «Методику расчета калькуляции себестоимости добычи газа».

Но целевая продукция нефтегазодобывающего предприятия (НГДП) – товарная нефть. При ее добыче из пласта извлекаются нефть, ПНГ и пластовая вода. Затраты на добычу пластовой воды условно относятся на себестоимость нефти, так как вода не является реализуемой продукцией. Львиную долю затрат на добычу ПНГ в соответствии с действующей «Методикой по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» также включают в себестоимость нефти, что формально дает право отнести ПНГ к отходам добычи нефти, чем и пользуются нефтяные компании, вводя понятие «утилизация» вместо «использование».

Представляемые ими программы по доведению уровня использования ПНГ до требуемого лицензионным соглашением носят декларативный характер и растянуты на десятки лет. Исключение составляет ОАО «Сургутнефтегаз», активно работающее в этом направлении и достигшее уровня использования ПНГ 97%.

Анализ нормативной базы

Нормативно-правовая база является инструментом регулирования хозяйственной деятельности, поэтому рассмотрим основные законы и нормативно-правовые документы, касающиеся ПНГ:

1. Закон «О недрах» 1992 г. с изменениями вплоть до августа 2004 г.

2. Постановление ВС РФ № 3314.1 от 15 июня 1992г. «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами».
3. Закон ХМАО № 15.03 от 18 апреля 1996 г. «О недропользовании».
4. РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании».
5. Проект нового Закона «О недрах».

Во всех существующих законах и нормативно-правовых документах, в том числе и в проекте нового закона «О недрах», отсутствует конкретизация пунктов и статей по попутному нефтяному газу.

Множество остальных нормативно-правовых документов в основном касаются ценообразования на ПНГ и природный газ.

Исходя из анализа существующих законов и нормативно-правовых документов, касающихся ПНГ, можно констатировать, что в государстве (стране) отсутствует система *«принуждения»* к эффективному использованию ценнейшего углеводородного сырья.

ПНГ продолжают считать сопутствующим продуктом при добыче нефти. К нему не относятся как к полноценному сырью, как к нефти или природному газу.

В предыдущие годы на него не распространялись акцизы, ВМСБ, роялти, сейчас - налог на добычу полезных ископаемых.

Ежегодно не утверждаются объемы его добычи, как на нефть. Нет эффективного контроля за объемами добычи ПНГ и изменениями остаточных запасов.

Величины штрафных санкций за сжигание ПНГ кратно ниже, чем в других развитых нефтедобывающих странах мира, при демпинговых государственных ценах на ПНГ.

Все это не стимулирует большинство недропользователей к полному использованию этого ценнейшего углеводородного сырья.

Подводя итог сегодняшнему положению вещей, можно утверждать, что основные проблемы при использовании добываемого вместе с нефтью попутного газа (ПНГ) связаны, прежде всего, со следующими факторами:

1. Значительными затратами при достижении установленного в лицензионном соглашении уровня использования попутного нефтяного газа традиционными путями на отдаленных от ГПЗ месторождениях.

2. Низкой рентабельностью, либо убыточностью добычи и поставки попутного нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы на основе договоров купли-продажи по действующим ценам.
3. Отсутствием у нефтяных компаний собственных мощностей по выделению из попутного нефтяного газа широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильного газового бензина (СГБ), отсутствием потребителей ШФЛУ, а также производств по их глубокой переработке с получением моторных топлив. Самые «продвинутые» в этом вопросе - ОАО «Сургутнефтегаз», коэффициент использования газа в компании 97%.
4. Слабым использованием иных, кроме традиционных, способов эффективного использования попутного нефтяного газа.
5. Отсутствием механизмов мотивации и принуждения к использованию ПНГ в действующей нормативно-правовой базе, ее нечеткости и непоследовательности.

Однако, если бы ситуация была безнадежной, мы не стали бы выходить с подобным вопросом. Дело в том, что в России и в мире накоплен большой опыт применения различных технологий и оборудования по утилизации ПНГ. В 2004 году наше предприятие приняло принципиальное решение изучить его в зависимости от объемов и состава газа, удаленности от существующих инфраструктур, объектов потребления, системы налогообложения, цены на ПНГ и продукты его переработки. Основными мотивами были предстоящее подписание Россией Киотского протокола и неизбежно связанное с этим развитие технологий, предотвращающих загрязнение окружающей среды, галопирующий рост цен на нефтепродукты, появление спроса на продукты переработки газа. Нами было открыто финансирование из прибыли предприятия, а когда появились первые положительные результаты, мы получили финансовую поддержку от администрации ХМАО.

Целью работы, использованной при подготовке доклада, являлось определение технико-технических возможностей достижения уровня использования ПНГ на месторождениях ХМАО-Югры до 90-95% и предложение основных направлений достижения этого уровня.

Для осуществления данной цели были решены следующие **задачи**:

- проведен анализ общей добычи газа и нефтегазовых месторождений (с выделением средних и малых) (*рис.3 и табл.1*);

Структура объемов добычи газа в ХМАО-Югре в разрезе нефтяных компаний за 2005-2015 гг.

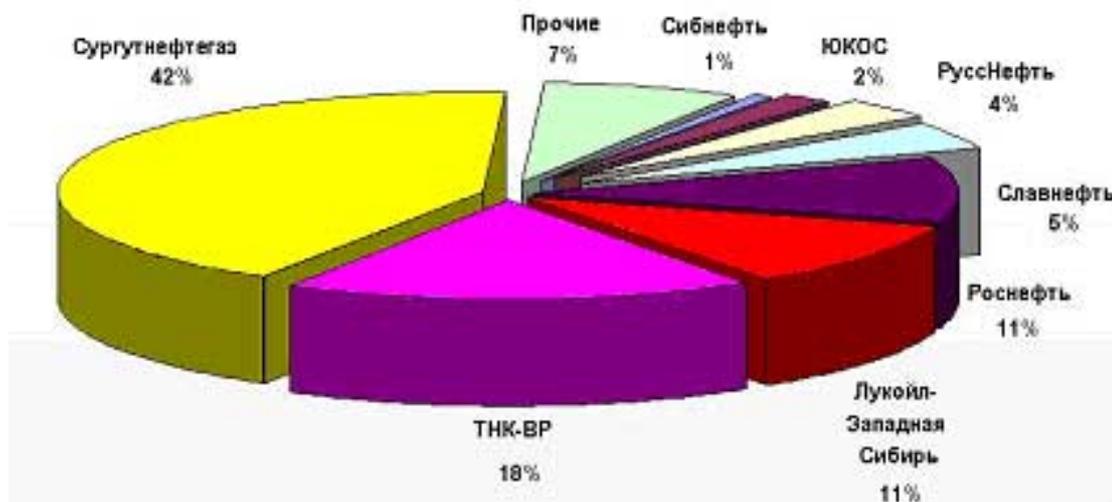


Рисунок 3

Типизация месторождений округа

	Тип месторождений	Среднегодовой объем ПНГ, млн. м ³	Количество месторождений в ХМАО, ед.
1 тип	Мелкие	менее 10	109
2 тип	Малые	от 10 до 50	105
3 тип	Средние	от 50 до 100	23
4 тип	Крупные	свыше 100	30

Таблица 1

- обобщены существующие и разрабатываемые технологии и оборудование для использования ПНГ отечественного и зарубежного производства, а также технологические установки по переработке (утилизации) попутного нефтяного газа;



1. Транспорт газа до КС
2. Выработка электроэнергии
3. Переработка ПНГ и фракционирование нефти. Получение бензола, присадки АРУ С7, бензина АИ-93, дизтоплива
4. Переработка ПНГ и получение сжиженного пропан-бутана технического (СПБТ)
5. Переработка газа и получение концентрата ароматических углеводородов (БТК)
6. Закачка в пласт с целью повышения нефтеотдачи

- разработаны основные критерии выбора способа использования ПНГ для малых и средних нефтегазовых месторождений с учетом технологической эффективности и окупаемости (табл.2).

Критерии выбора способа использования ПНГ в ХМАО - Югре

Среднегорысье объемы добычи ПНГ	Расстояние до ГПС, КС, КСП, ЦППН	Расстояние до системы Теплоэнерго	Расстояние до потребителей ПНГ	Рекомендуемые технологии
До 10 млн. м ³	до 40 км	до 40 км	не имеет значения	Совместный транспорт нефти и газа до КСП, ЦППН (ВИК)
	свыше 40 км	свыше 40 км	не имеет значения	Использование ПНГ на собственные нужды месторождения: подогрев нефти, выработка тепло- и электроэнергии, газопроводы насосов
10 - 50 млн. м ³	свыше 40 км	до 40 км	свыше 40 км	Строительство газопровода, компрессорный транспорт газа, использование на собственные нужды без выработки эл. энергии
	свыше 40 км	свыше 40 км	свыше 40 км	Выработка электроэнергии, использование на собственные нужды
	свыше 40 км	до 40 км	до 40 км	Первичная переработка сухого газа (сухой газ - в населенный пункт, ШФЛУ- сброс в нефтяной коллектор), использование на собственные нужды
50 - 150 млн. м ³	до 50 км	до 50 км	-	Строительство газопровода, безкомпрессорный транспорт газа I ступени, первичная переработка газа, транспорт газа II и III ступеней, сброс ШФЛУ в нефтяной коллектор, использование на собственные нужды
	от 50-70 км	до 50 км	-	Компрессорный транспорт газа и другие рекомендации, изложенные в п. 1
	свыше 75 км	свыше 50 км	до 50 км	Выработка электроэнергии, первичная переработка ПНГ и транспорт сухого газа в систему «Газпром», населенный пункт, выработка автопропана, закачка газа в пласт с целью повышения нефтеотдачи, химическая переработка газа
	свыше 75 км	свыше 75 км	свыше 75 км	Многофункциональное использование ПНГ на собственные нужды

Таблица 2

Алгоритм исследования

1. На основании проведенного анализа территория округа была разбита на 4 крупных региона нефтегазодобычи (рис.4). Во всех четырех регионах осуществлена типизация месторождений, в результате которой в каждом регионе выделены мелкие, малые и средние месторождения, уточнены объемы добычи попутного нефтяного газа с учетом фактической добычи нефти за 2004 год среди регионов ХМАО, в целом по округу и по группам месторождений.



Рисунок 4

2. Проведен анализ добычи газа за 10 лет по всем четырем регионам ХМАО и в целом по округу. Объем добычи газа ХМАО составляет 198 926,13 млн. м³ (табл. 3), в т.ч. среди мелких, малых и средних месторождений – 42 838,95 млн. м³ (21,5%). Доля добычи газа, приходящаяся на вертикально-интегрированные компании, составляет 92,6 %, в том числе 82% приходится на 4 компании: ОАО «Сургутнефтегаз» (42,4%), ОАО «ТНК-ВР» (18,0 %), ОАО «Лукойл» (10,8 %), ОАО «Роснефть» (10,6%). Дополнительный объем использования газа по округу при достижении к 20015 году 95% утилизации составит около 14 млн. м³.

Суммарная добыча нефтяного газа по годам в разрезе регионов ХМАО с учетом фактической добычи нефти за 2004 год, млн.м³

Регионы	Годы								Суммарная добыча газа по регионам за 2005-2015гг.
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	
Нижневартовской	8 948	9 160	9 202	9 060	8 912	8 712	8 502	7 354	60 903
Сургул-Нефтегазский	19 165	18 519	17 781	17 319	16 816	16 360	15 860	13 950	116 605
Ханты-Мансийск-Кондинский	1 505	1 612	1 693	1 763	1 822	1 827	1 873	1 804	12 395
Северо-Западный	1 118	1 172	1 216	1 276	1 312	1 342	1 373	1 331	9 023
Суммарная добыча по годам по регионам ХМАО	30 736	30 463	29 892	29 417	28 863	28 242	27 610	24 439	198 926

Таблица 3

3. Сформирована основная база данных применяемых и перспективных технологий и технологических установок по переработке ПНГ, как на территории округа, так и за его пределами (табл.4).
4. Определены удельные показатели стоимости капитальных вложений основных объектов по вариантам использования попутного нефтяного газа, путем анализа реальных отечественных и зарубежных проектов (а не применения коэффициентов к цифрам двадцатилетней давности).
5. Разработаны основные критерии выбора вариантов использования ПНГ для малых и средних месторождений в зависимости от объемов добычи нефти, расстояния: до объектов подготовки, системы Тюменьэнерго, потребителей продуктов переработки, пунктов отгрузки.
6. На основании анализа базы данных, критериев выбора вариантов утилизации, технико-экономических расчетов установлено, что нефтегазодобывающие компании могут довести уровень использования газа до 90-95% в результате реализации проектов со сроками окупаемости 1,5 года и выше.

Перспективные технологии и оборудование, направленные на переработку ПНГ

1. Проект GTL (получение искусственного топлива)
2. Газотопливная технология для авиации нефте- и газодобывающих регионов
3. Комбинированное топливо
4. Ультразвуковой метод подготовки газа
5. Производство кокса и сажи
6. Производство метанола
7. Получение ароматических углеводородов. Бензол-толуол-ксилольная фракция (БТК-фракция)
8. Технологические установки по переработке ПНГ
 - установка получения моторных топлив из газового конденсата
 - установка получения сжиженного газа
 - установка получения БТК
 - установка получения ПБФ (СПБТ)
 - компактные мобильные комплексы по сжижению природного газа компании «Криопак»

Таблица 4

7. На основании проведенного анализа товарного рынка сжиженных углеводородных газов определено следующее:
- одной из причин экономической незаинтересованности в увеличении объема использования ПНГ является отсутствие развитого рынка потребителей продуктов переработки на территории округа;
 - монополистом по переработке ПНГ в округе является ОАО «СИБУР-Тюмень»;
 - существенных барьеров входа потенциальных производителей и покупателей на рынок сжиженного углеводородного газа (СУГ) в ХМАО-Югре нет;
 - потенциальными конкурентами ОАО «СИБУР-Тюмень» могут и должны стать нефтяные компании для выполнения лицензионных соглашений по уровню утилизации газа, а также субъекты малого предпринимательства и специализированные компании, имеющие опыт в организации работ по комплексному использованию ПНГ.

8. С учетом рассчитанной дальности перевозок СУГ определены варианты размещения пилотных установок по переработке (утилизации) ПНГ на территории ХМАО-Югры:

- по использованию ПНГ в качестве моторного топлива;
- по производству и использованию продуктов химической переработки ПНГ (БТК, метанол и др.)
- по возможности создания управляющей компании (консорциума) для консолидации усилий по реализации поставленных задач или привлечения специализированных компаний;
- по открытию на узловых железнодорожных станциях филиалов газохимических заводов по приобретению и транспорту продуктов переработки ПНГ.

Нами был выполнен анализ технологий переработки газа с точки зрения получения дополнительных доходов и создания новых рабочих мест на территории ХМАО, а также ориентировочный расчет бюджетной эффективности (табл. 5).

Ориентировочный расчет бюджетной эффективности

Доход государства от прироста использования объемов нефтяного газа за 2005-2015г.г. на 5%

Регион	Дополнительный объем утилизации газа, млн. м ³	Доход государства, млн. руб.	
		За расчетный период	Среднегодовой
Нижневартовский	4567,7	2283,85	228,39
Сургутско-Нефтеюганский	2446,1	1223,05	122,30
Ханты-Мансийско-Кондинский	4768,3	2384,15	238,41
Северо-Западный	1944,5	972,25	97,22
Итого по ХМАО-Югре	13726,6	6863,30	686,33

Таблица 5

В целях удешевления услуг ЖКХ, развития сельского хозяйства, решения проблем завоза топлива самым привлекательным направлением в использовании ПНГ является развитие мелкотоварных перерабатывающих производств:

- получение сжиженного пропан-бутана;
- получение ароматических углеводородов с использованием каталитического процесса;
- комплексное получение одновременно концентрата ароматических углеводородов (высокооктановой присадки), бензола и сухого отбензиненного газа, при этом целесообразна и переработка нефти. Получаемая прямогонная бензиновая фракция используется в процессе компаундирования для выпуска высокооктанового бензина.

Указанные технологии пока трудно реализуемы из-за отсутствия достаточно широкой номенклатуры оборудования, т.е. каждый раз заказ должен быть штучным, что существенно удорожает процесс. Надеемся, что в этом вопросе нас дополнят коллеги из ОАО «ВНИПИГазпереработка», уже имеющие опыт разработки и поставки блочно-комплектного оборудования.

Объективно геологические особенности Западной Сибири сейчас характеризуются тем, что вновь вводимые нефтяные месторождения недонасыщены по нефти (65-75%), а находящиеся в эксплуатации имеют малоподвижные запасы. Это выводит в разряд высокоперспективных и рентабельных использование ПНГ для повышения нефтеотдачи. При закачке газа высокого давления или пенной системы в пласт происходят два процесса: растворение газа в нефти и увеличение объемной доли углеводородов и одновременно поршневая работа мелкодисперсных пузырьков газа. Указанные процессы приводят к повышению фазовой проницаемости пород нефти, что автоматически увеличивает подвижность запасов.

Закачка газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти за рубежом получила широкое распространение. Так, в США среди методов повышения нефтеотдачи газовые методы занимают второе место после тепловых методов. В 1998г. за счет применения газовых методов было добыто 40,8% всей нефти, дополнительно добытой за счет применения методов воздействия на пласт.

На месторождениях, разрабатываемых с закачкой газа, конечная нефтеотдача еще не достигнута, но ожидаемая величина нефтеотдачи на месторождениях Интисар «Д» (Ливия) составляет 0,80, на месторождении Юниве-сити (США) – 60% (прирост 40%), на месторождении Фейеруэй (США)

при циклической закачке газа и воды – 50% (прирост 13%), на месторождении Озек-Суат (Россия) текущая нефтеотдача при закачке газа оценивалась в 70-75% от начальных запасов, прирост коэффициента нефтеотдачи при применении газовых методов в России на Соболевском месторождении (Татария), Сураханском и Сангачалы-море в Азербайджане и др. составляет от 7,5 до 50%.

Относительная эффективность применения газовых методов увеличивается с ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов.

Закачка газа и циклическая закачка газа и воды позволяют увеличить продуктивность скважин и снизить обводненность продукции, также наблюдался переход скважин на фонтанный способ добычи.

В Западной Сибири положительные результаты получены при циклической закачке газа и воды на участке Самотлорского месторождения.

Мы с большой надеждой ожидаем промежуточных результатов по закачке сенманского газа в нефтяной пласт на Восточно-Перевальном месторождении ОАО «РИТЭК».

Широкое развитие этого метода возможно при решении проблемы моделирования процесса. Имеющиеся сегодня в наличии программы гидродинамического моделирования уже позволяют вести расчеты одновременно фазовых переходов «нефть-газ» в пластовых условиях и работы пузырьков газа по вытеснению нефти в поровом пространстве, но требуют значительного количества экспериментов для создания представительной базы данных. Пока под каждый случай составляется собственная программа. Тем интереснее было бы объединить усилия, поскольку некоторые наработки есть у нас, в ОАО «ВНИИнефть» и других институтах.

Мы предлагаем также всерьез изучить способы хранения ПНГ путем закачки в водоносные горизонты с целью последующего извлечения.

Выводы.

1. В России сформировалась двухполюсная система использования ПНГ «нефтяные компании – Газпром», в нынешнем виде не устраивающая ни поставщиков, ни потребителей ПНГ.
2. Рассматриваемый доклад основан на анализе более 50 вариантов и подвариантов использования ПНГ, охватывающих весь спектр особенностей месторождений и предлагаемых технологий.
3. Выполненная работа, по сути, представляет набор инвестиционных проектов со сроками окупаемости от 1,5 и более лет.
4. В России и мировом сообществе имеются необходимые технологии, техника и материальные ресурсы для экономически эффективного использования ПНГ, в т.ч. в рамках Киотского протокола.
5. При существующей системе налогообложения и сложившихся ценах на ПНГ и продукты его переработки наиболее рентабельным способом использования ПНГ является его переработка с получением концентрата ароматических углеводородов, сжиженного пропан-бутана технического, совместная переработка ПНГ и фракционирование нефти.
6. Использование ПНГ как ценного углеводородного сырья для малотоннажных технологий позволяет получать существенный экономический эффект для территорий, выражающийся в удешевлении ЖКХ, создании дополнительных рабочих мест, рост доходов бюджета за счет налогов.
7. При составлении проектных технологических документов на разработку и обустройство нефтяных и газонефтяных месторождений необходимо достигать совокупного максимального экономического эффекта от извлечения нефти и газа, в т.ч. за счет водогазового воздействия, учета в капитальных вложениях затрат на использование ПНГ с получением целевых продуктов.
8. На стадии выбора концепции развития месторождения параллельно с ТЭО КИН должно составляться ТЭО использования газа.
9. Для успешной реализации проектов использования ПНГ необходимо создание непротиворечивой нормативно-правовой базы, предусматривающей:
 - создание механизмов принуждения и мотивации недропользователей к использованию ПНГ;
 - совершенствование форм лицензионных соглашений;

- эколого-экономическое регулирование выбросов в атмосферу;
- принятие постановлений Правительства РФ о порядке расчета квот и платежей в соответствии с Киотским протоколом и определение уполномоченных организаций, осуществляющих эти процедуры.