



**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ  
ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ  
(ЦКР Роснедра)**

Утверждаю  
Председатель ЦКР Роснедра  
*А.Я.Хвостов*  
А.Я.Хвостов  
«08» ноября 2005 г.

**ПРОТОКОЛ  
заседания  
(нефтяная секция)**

от 20.10.2005 № 3458

г. Москва

**Повышение уровня использования попутного нефтяного газа**

(доклад Н. Н. Андреевой - генерального директора ОАО «НижневартовскНИПИнефть», д. т. н., профессора)

**Присутствовали:** Лисовский Н. Н. - первый заместитель председателя ЦКР,  
руководитель нефтяной секции

Пономарев Н. С. -ученый секретарь нефтяной секции

**Члены ЦКР Роснедра (нефтяная секция):** Америка Л. Д., Абдуллин Р. А., Арешев Е. Г., Ахапкин М. Ю., Базив В. Ф., Баишев Б. Т., Богданов С. Д., Герасимов Н. Н., Закиров С. Н., Зверева В. Н., Иванова М. М., Иоффе О. П., Крянев Д. Ю., Кульпин Л. Г., Лapidус В. З., Лысенко В. Д., Макеева Е. К., Максимов М. М., Марченко А. Н., Мокроусов С. Н., Михайлов И. Н., Низьев В. А., Рогайло Д. С, Рудая В. С, Сиятский М. В., Толстолыткин И. П., Шаевский О. Ю., Яшин Ю. Н.

**Приглашенные:**

от правительства ХМАО-Югры: Карасев В. И.  
от «СоюзнефтеСервис»: Мельников И. Г.  
от ГУП «Центр правовых проблем северных территорий»: Теплов О. М.  
от ООО «ФРЭКОМ»: Минасян В. В.  
от «Нефтяная геологическая компания»: Соколов А. В.  
от НИПИ НГ РАЕН: Бродский П. А.  
от РОСЭНЕРГО: Алексеенко Е. В, Вагабова Г. В.

от Минпромэнерго: Седач В. Ф., Степанян Л. Г.  
от ОАО «Газпром»: Устимов С. К.  
от ОАО «НижневартовскНИПИнефть»: Андреева Н. Н., Джабарова Р. Г.  
от ЗАО «ЮКОС ЭП»: Мангазеев В. П., Паюсов Ю. В.  
от ОАО «ЛУКОЙЛ»: Коршунов А. Ю.  
от ОАО «Славнефть»: Мухаметзянов Р. Н.  
от ОАО «Сургутнефтегаз»: Сергеева Н. А.  
от ОАО «ТНК-ВР»: Ильченко Ю. В.  
от ОАО «Роснефть»: Ювченко Н. В.  
от «Синтезнефтегаз»: Глухова Н. В., Тихонова Л. В.  
от ООО «Геодейта Консалтинг»: Брысьев А. Б., Попов Д. В.

**Слушали: Андрееву Н. Н. - генерального директора ОАО «НижневартовскНИПИнефть» о повышении уровня использования попутного нефтяного газа.**

В настоящее время по Западной Сибири ежегодно, согласно данным статистики, сжигается более 5 млрд м<sup>3</sup> газа. Потери нефтяного газа формируются, в основном, за счет отсутствия системы сбора с 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 и регулировать отпускную цену на газ 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.

До «перестройки» отношения между производителями и потребителями нефтяного газа регулировались государством. Государство устанавливало цену на продукцию и выделяло средства на строительство объектов сбора 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%.

В целом по России отсутствуют мощности по подготовке и транспорту газа, введенные в течение последних 10 лет после прекращения централизованного финансирования со стороны государства.

Анализ нормативной базы, являющейся инструментом регулирования хозяйственной деятельности, показывает, что нормативно-правовые документы, касающиеся ПНГ:

- Закон «О недрах» 1992 г. (с изменениями вплоть до августа 2004 г.), ст. 23, требующая рационального использования и охраны недр, полного извлечения основных и совместно заменяющих попутных компонентов.
- Постановление ВС РФ № 3314-1 от 15 июня 1992 г. «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами».
- Закон ХМАО № 15-03 от 18 апреля 1996 г. «О недропользовании».
- Закон ХМАО № 57-03 от 26 июня 1998 г. «О разработке месторождений углеводородов на территории округа».
- РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании».
- Проект нового Закона «О недрах»

не содержат конкретных пунктов и статей по попутному нефтяному газу.

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

Исходя из анализа существующих законов и нормативно-правовых документов, касающихся ПНГ, можно кон-

статировать, 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 кратко 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.

Ратификация Россией Киотского соглашения ставит на новый уровень взаимоотношения государства, регионов и нефтедобывающих компаний в вопросе утилизации ПНГ. Протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК) устанавливает для стран-участниц ограничения на выброс парниковых газов. В первом бюджетном периоде (2008-2012 гг.) Россия имеет обязательства по ограничению выбросов на уровне 1990 г., когда был достигнут максимальный уровень промышленного производства, но после 2012 г. условия для нашей страны будут существенно ужесточены. Дело в том, что на 1 доллар ВВП Россия выбрасывает сегодня в 3,5 раза больше парниковых газов, чем развитые европейские страны. Таким образом, уже сейчас надо быть готовыми через 5-6 лет платить за избыточные выбросы. Под новый «налог» попадут и источники выбросов нефтяных компаний.

Вместе с тем в России и в мире накоплен большой опыт применения различных технологий и оборудования по использованию ПНГ. Представленный доклад основан на результатах НИОКР, выполненной ОАО «НижневартовскНИПИнефть».

Целью работы являлись определение технических и технологических возможностей использования ПНГ на месторождениях ХМАО-Югры на 90-95% и предложение основных направлений достижения этого уровня.

Для осуществления данной цели были решены следующие задачи:

1. Проведен анализ общей добычи газа и нефтегазовых месторождений (с выделением средних и малых).

2. Обобщены существующие и разрабатываемые технологии и оборудование отечественного и зарубежного производства для использования ПНГ, а также технологические установки по переработке (утилизации) попутного нефтяного газа:

- транспорт газа до КС;
  - выработка электроэнергии;
  - переработка ПНГ и функционирование нефти. Получение бензола, присадки АРУ С7, бензина АИ-93, дизтоплива;
  - переработка ПНГ и получение сжиженного пропан-бутана технического (СПБТ);
  - переработка газа и получение концентрата ароматических углеводородов (ВТК);
- закачка газа в пласт с целью повышения нефтеотдачи.

3. Разработаны основные критерии выбора способа использования ПНГ для малых и средних нефтегазовых месторождений с учетом технологической эффективности и окупаемости.

4. Определены удельные показатели стоимости капитальных вложений в основные объекты по вариантам использования попутного нефтяного газа путем анализа реальных отечественных и зарубежных проектов (а не применения коэффициентов к цифрам двадцатилетней давности).

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.

Выполненный анализ технологий переработки газа с точки зрения получения дополнительных доходов и создания новых рабочих мест на территории ХМАО, а также ориентировочный расчет бюджетной эффективности убедительно доказывают появление дополнительных доходов государства.

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.

Объективно продуктивные отложения вновь вводимых нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуются тем, что имеют относительно низкую нефтенасыщенность. 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 инициирование поршневой работы мелкодисперсных пузырьков газа. Указанные процессы приводят к повышению фазовой проницаемости, 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 1998 г. благодаря применению газовых методов было добыто 40,8% всей дополнительно добытой за счет применения методов воздействия на пласт нефти.

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 в случае высокой обводненности, а ряде случаев происходит переход скважин на фонтанный способ добычи.

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.

Требуют изучения способы хранения ПНГ путем закачки в водоносные горизонты с целью последующего извлечения.

### **ЦКР Роснедра (нефтяная секция) ОТМЕЧАЕТ:**

1. Сформировавшаяся в России система использования ПНГ в нынешнем виде не устраивает ни поставщиков, ни потребителей ПНГ.

2. Выполненный ОАО «НижневартовскНИПИнефть» по заданию правительства ХМАО-Югры анализ более 50 вариантов и подвариантов использования ПНГ, охватывающих весь спектр особенностей месторождений и предлагаемых технологий, показывает широкие перспективы использования ПНГ и представляет набор инвестиционных проектов со сроками окупаемости 1,5 года и более.

3. В России и мировом сообществе имеются необходимые технологии, техника и материальные ресурсы для экономически эффективного использования ПНГ.

4. 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, совместная переработка ПНГ и фракционирование нефти.

5. Использование ПНГ как ценного углеводородного сырья для малотоннажных технологий переработки позволяет обеспечить существенный экономический эффект для территорий, удешевление ЖКХ, создание дополнительных рабочих мест, рост налоговых поступлений.

6. При составлении проектных технологических документов на разработку и обустройство нефтяных и газонефтяных месторождений необходимо достигать совокупного максимального экономического эффекта от извлечения нефти и газа с использованием ПНГ, в том числе за счет закачки газа в пласты, газового и водогазового воздействия. В капитальных вложениях на обустройство следует предусматривать затраты на использование ПНГ с получением целевых продуктов.

7. На стадии выбора концепции развития месторождения должно составляться ТЭО использования газа.

8. Для успешной реализации проектов использования ПНГ необходимо создание непротиворечивой нормативно-правовой базы, предусматривающей:

- создание механизмов мотивации и принуждения недропользователей к использованию ПНГ;
- совершенствование форм лицензионных соглашений;
- эколого-экономическое регулирование выбросов в атмосферу.

### **ЦКР Роснедра (нефтяная секция) ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Рекомендовать нефтяным компаниям разработать детальные программы инвестиций в процессы и технологии использования ПНГ с целью реального сокращения потерь до 2012 г. и в связи с обязательствами России согласно Киотскому протоколу.

2. Обратиться в Минэкономразвития РФ с просьбой ускорить подготовку документов, обеспечивающих получение средств от международных организаций для снижения выбросов в рамках Киотского протокола.

3. С целью усиления контроля за реализацией недропользователями мероприятий по использованию попутного нефтяного газа при освоении новых и развитии разрабатываемых месторождений считать необходимым на всех стадиях проектирования разработки месторождений предусматривать в составе проектных документов разделы по использованию попутного нефтяного газа с проведением их обязательной экспертизы.

4. Установить порядок, при котором, начиная с 01.01.2006 г., проектные документы, представляемые на экспертизу и последующее рассмотрение на нефтяной секции ЦКР без разделов, содержащих перечень мероприятий, их стоимость и календарные планы добычи, реализации и использования попутного нефтяного газа, приниматься не будут.

5. Территориальным отделением ЦКР в обязательном порядке рассматривать состояние использования попутного нефтяного газа при утверждении ежегодных уровней добычи недропользователям.

6. Считать необходимым заслушать на заседании ЦКР опыт ОАО «Сургутнефтегаз» как лучшего предприятия Западной Сибири, добившегося коэффициента использования попутного нефтяного газа свыше 95%.

7. Рекомендовать органам законодательной власти закрепить в законодательстве РФ требования, обязывающие недропользователя к использованию ПНГ и исключению сжигания его в факелах, внеся соответствующие дополнения в проект Федерального Закона «О недрах».

8. Предложить Российской академии естественных наук, ОАО «НижневартовскНИПИнефть», ОАО «ВНИИнефть», Институту независимых правовых экспертиз

провести научно-исследовательские работы, обеспечивающие разработку нормативно-правовой базы использования ПНГ, в том числе:

- отражающей обязательства недропользователя по добыче, учету и использованию ПНГ согласно законодательству о недрах, лицензионным соглашениям и договорам на право пользования участками недр;
- предусматривающей обложение добычи ПНГ налогом на добычу полезных ископаемых;
- усиливающей административную ответственность и экономические санкции за нарушение требований по использованию попутного газа;
- обеспечивающей отражение в технологических проектных документах на разработку месторождений УВС обоснования уровней использования ПНГ для технологических и промысловых нужд предприятия, включая закачку газа в пласт, выработку тепловой и электрической энергии, первичную переработку ПНГ, нормативы потерь;
- механизм продажи ПНГ и продуктов его первичной переработки на месторождениях специализированным предприятиям;
- решающей вопросы рыночного регулирования цен на ПНГ.

9. Считать целесообразным разработать федеральную и региональные целевые программы по обеспечению использования попутного нефтяного газа, предусмотрев предоставление субсидий, гарантий и субвенций из федерального и региональных бюджетов на финансирование создания мощностей по транспортировке и переработке попутного нефтяного газа.

10. Рекомендовать Росприроднадзору осуществлять контроль за процессами добычи, учета и использования попутного нефтяного газа.

Первый заместитель председателя ЦКР,  
руководитель нефтяной секции

Ученый секретарь нефтяной секции



Лисовский Н. Н.

Пономарев Н. С.