Природный газ

 **ВВЕДЕНИЕ.**

*Экология* - этот термин стремительно ворвался в нашу повседневную жизнь, принеся с собой ещё один новый термин - “*экологическая катастрофа*”, который мы всё чаще стали слышать в теле- и радиопередачах. Но сейчас даже не обязательно быть в курсе всех последних новостей, чтобы ощутить на себе, увидеть, последствия бесхозяйственного, преступного обращения с теми немногими дарами, которые ещё оставила нам природа. Помните слова песни : “Человек проходит как хозяин...”,- но какой хозяин будет хранить в своём доме радиоактивные отходы, поливать землю в своём огороде кислотой и сводить под корень все деревья в своём саду ? Ни одному нормальному человеку не придёт в голову в свой бассейн сливать отходы с кухни ! Тогда почему мы каждодневно встречаемся с такими фактами, но только в масштабе страны или мира ? Действительно ли человек чувствует себя **хозяином** на земле ? Нет, скорее он чувствует себя завоевателем, который пытается поскорее выжать из завоёванных земель всё, что только она может ему дать, до последней капли, чтобы затем вновь отправиться на поиски неосвоенных земель. Так было на протяжении многих тысяч лет человеческой истории и продолжается до сих пор. И только недавно прогрессивная общественность, поняв, что земельные и водные ресурсы не бесконечны, вплотную занялась проблемами экологии.

Современная экологическая ситуация не земле такова, что от всего человечества потребуются колоссальные коллективные усилия для того, чтобы удержать положение хотя бы на том уровне, на котором оно находится сейчас, не допустить глобальной катастрофы, которая привела бы к смерти всего живого на нашей планете. Сегодня необходимо с особой осторожностью подходить к вопросу охраны окружающей среды от разрушающей деятельности человека, поэтому во всех отраслях промышленности создаются службы экологического контроля.

Нам, как представителям нефтегазовой отрасли, интересно то, что происходит с экологической точки зрения на предприятиях ТЭК и вокруг них, поэтому в данном реферате основную роль мы отвели проблемам обнаружения утечек природного газа с помощью мобильных лабораторий, безопасности эксплуатации МНГС в условиях Арктики, а так же парниковому эффекту, вызываемому эмиссией парниковых газов.

**Экологические преимущества природного газа.**

Существуют вопросы, имеющие отношение к окружающей среде, которые побудили к многочисленным исследованием и дискуссиям в международном масштабе: вопросы роста народонаселения, консервации ресурсов, многообразия биологических видов, изменения климата. Последний вопрос имеет самое непосредственное отношение к энергетике 90-х гг.

Необходимость детального изучения и формирования политики в международном масштабе обусловила создание Межправительственной группы специалистов по вопросам изменения климата (МГИК) и заключение Рамочной конвенции по вопросам изменения климата (РКИК) по линии ООН. В настоящее время РКИК ратифицирована более чем 130 странами, присоединившимися к Конвенции. Первая конференция сторон (КОС-1) состоялась в Берлине в 1995г., а вторая (КОС-2) - в Женеве в 1996г. На КОС-2 был одобрен доклад МГИК, в котором утверждалось, что уже существуют реальны свидетельства того, того что человеческая деятельность ответственна за изменения климата и эффект “глобального потепления”.

Хотя и существует мнения, противостоящие мнению МГИК, например, Европейского форума “Наука и окружающая Среда”, однако работа МГИК в настоящее время принята в качестве авторитетной основы для творцов политики, и маловероятно, что толчок, сделанный РКИК, не побудит к дальнейшему развитию. Газы. имеющие наиболее важное значение, т.е. те, концентрации которых значительно возросли с начала промышленной активности, это диоксид углерода (СО2), метан (СН4) и оксид азота (N2O). Кроме того, хотя уровни их в атмосфере пока еще низкие, продолжающийся рост концентраций перфторуглеродов, и гексафторида серы приводит к необходимости коснуться и их. Все эти газы должны быть включены в национальные кадастры, представляемые по линии РКИК.

Влияние повышения концентраций газов, обусловливающий парниковый эффект в атмосфере, было смоделировано МГИК по различным сценариям. Эти модельные исследования показали систематические глобальные изменения климата, начиная с XIX столетия. МГИК ожидает. что между 1990 и 2100 г. средняя температура воздуха на земной поверхности возрастет на 1,0-3,5 С. а уровень моря поднимется на 15-95 см. В некоторых местах ожидаются более суровые засухи и (или) наводнения, в то время как они будут менее суровыми в других местах. Ожидается, что леса будут умирать, что в еще большей мере изменит поглощение и освобождение углерода на суше. Ожидаемое изменение температуры будет слишком быстрым, чтобы отдельные виды животных и растений успевали приспособиться. и ожидается некоторое снижение многообразия биологических видов.

Источники диоксида углерода могут быть с достаточной уверенностью выражены количественно. Одним из наиболее значительных источников роста концентрации СО2 в атмосфере является сгорание ископаемого топлива. Природный газ производит меньше СО2 на единицу энергии. поставляемой потребителю. чем другие виды ископаемых топлив. По сравнению с этим источники метана труднее выразить количественно.

В мировом масштабе, согласно оценкам, источники, связанные с ископаемым топливом, дают около 27% годовых антропогенных выбросов метана в атмосферу (19% суммарных выбросов, антропогенных и естественных). Интервалы неопределенности в случаях этих других источников очень большие. Например. выбросы от мусорных свалок оцениваются в настоящее время в 10% от антропогенных выбросов, но они могут быть и вдвое выше.

Мировая газовая промышленность в течение многих лет изучала развитие научных представлений об изменении климата и связанной с этим политики, и участвовала в дискуссиях с известными учеными, работающими в этой области. Международный газовый союз, Еврогаз, национальные организации и отдельные компании принимали участие в сборе имеющих отношение к этому вопросу данных и информации и тем самым вносили свой вклад в эти дискуссии. И хотя все еще существует много неопределенностей относительно точной оценки возможного воздействия в будущем газов, создающих парниковый эффект, уместно применить принцип предосторожности и обеспечить, чтобы как можно скорее были проведены экономические эффективные мероприятия по сокращения выбросов. Так, составление кадастров выбросов и дискуссии относительно технологии их уменьшения помогли сосредоточить внимание на наиболее подходящих мероприятиях по контролю и снижению выбросов газов, создающих парниковый эффект, в соответствии с РКИК. Переход на промышленные виды топлива с более низким выходом углерода, как например природный газ, может понизить выбросы газа, создающего парниковый эффект, при достаточно высокой экономической эффективности, и такие переходы осуществляются во многих регионах.

Исследование природного газа вместо других видов ископаемых топлив является экономически привлекательным и может внести важный вклад в выполнение обязательств, принятых отдельными странами в соответствии с РКИК. Это топливо, которое оказывает минимальное воздействие на окружающую среду по сравнению с другими видами ископаемых топлив. Переход с ископаемых углей на природный газ при сохранении того же соотношения эффективности преобразования энергии топлива в электроэнергию сократил бы выбросы на 40%. В 1994 г. Специальная комиссия по окружающей среде МГС в докладе на Всемирной газовой конференции (1994 г.) обратилась к изучению вопроса об изменении климата и показала, что природный газ может внести существенный вклад в снижение выбросов газов, создающих парниковый эффект и связанных с энергоснабжением и потреблением энергии, обеспечивая такой же уровень удобства, технических показателей и надежности, которые потребуются от энергоснабжения в будущем. Брошюра Еврогаза “Природный газ - более чистую энергию для более чистой Европы” демонстрирует выгоды от использования природного газа, с точки зрения защиты окружающей среды, при рассмотрении вопросов от локального до глобального уровней.

Хотя природный газ и обладает преимуществами, все же очень важно оптимизировать его использование. Газовая промышленность поддержала программы повышения эффективности улучшения технологии, дополненные развитием экологического менеджмента, что еще более усилило доводы в пользу газа с позиций защиты окружающей среды как эффективного топлива, вносящего вклад в защиту окружающей среды в будущем.

Выбросы диоксида углерода по всему миру отвечают примерно за 65% потепления на земном шаре. Сжигаемое ископаемого топлива освобождает СО2, аккумулированного растениями много миллионов лет назад, и повышает ее концентрацию в атмосфере выше естественного уровня. Сжигание ископаемого топлива обусловливает 75-90% всех антропогенных выбросов диоксида углерода. На основании самых последних данных, представленных МГИК, относительный вклад антропогенных выбросов в усиление парникового эффекта оценивается данными.

Природный газ генерирует меньше СО2 при том же количестве вырабатываемой для снабжения энергии, чем уголь или нефть, поскольку он содержит больше водорода по отношению к углероду, чем другие виды топлива. Благодаря своей химической структуре газ производит на 40% меньше диоксида углерода, чем антрацит.

Выбросы в атмосферу при сжигании ископаемого топлива зависят не только от вида топлива, но от того, насколько эффективно оно используется. Газообразное топливо обычно сжигается легче и эффективнее, чем уголь или нефть. Утилизация сбросной теплоты от отходящих газов в случае природного газа осуществляется также проще, так как топочный газ не загрязнен твердыми частицами или агрессивными соединениями серы. Благодаря химическому составу, простоте и эффективности использования природный газ может внести существенный вклад в снижение выбросов диоксида углерода путем замены им ископаемых видов топлив.

 **Экологическая ситуация при использовании мазута и угля взамен**

 **природного газа.**

На примере Свердловской области рассматривается ухудшение экологической ситуации в регионе при использовании мазута и угля при полном исключении использования природного газа, причем мазут и уголь сжигаются в равных долях, выраженные через единицу учета - условное топливо (у.т.).

Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу при сжигания природного газа, мазута и угля рассчитывали согласно методическим указаниям [1]. В Свердловской области используется природный газ, идущий по газопроводу Тюменская область-Центр.

Ниже приведены показатели использования природного газа [2] разными потребителями (млн. м3/ год):

|  |  |
| --- | --- |
| Электроэнергетика | 6680,0 |
| Предприятие РАО “Газпром” | 32,1 |
| Металлургическая промышленность | 5112,3 |
| Агрохимическая промышленность | 2,3 |
| Нефтехимическая промышленность | 198,3 |
| Цементная промышленность | 561,6 |
| Автосельскохозяйственноемашиностроение | 124,4 |
| Агропромышленный комплекс | 446,9 |
| Прочие потребители | 423,3 |
|  коммунально-бытовые | 549,4 |
|  население | 388,8 |
| Всего | 17421,2 |

Чтобы оценить изменения экологической ситуации в регионе в случае замены природного газа мазутом и углем, количество сжигаемого топлива выражается в тысячах тонн условного топлива и тысячах тонн.

Ниже приведены расчетные характеристики газообразного, жидкого и твердого топлив Свердловской области:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  Сжигаемое  |  | Расход топлива |  |
| топливо | млн. м3 | тыс. т | тыс. т у.т. |
| Природный газ | 17421,2 | 11899,7 | 19906 |
| Мазут (топочный) | - | 7265,0 | 9953,0 |
| Уголь (бурый) | - | 24882,5 | 9953,0 |

|  |  |
| --- | --- |
| **Природный газ:** |  |
| Плотность при температуре 20 С и давлении 0,1013 Мпа, г/см3 | 0,683 |
| Низшая теплота сгорания, МДж/м3 | 33,5 |
| **Мазут:** |  |
| Низшая теплота сгорания, МДж/кг | 40,193 |
| Массовая доля серы, % | 1,2 |
| Зольность, % | 0,1 |
| **Уголь:** |  |
| Низшая теплота сгорания, МДж/кг | 11,723 |
| Содержание серы, % | 0,6 |
| Зольность, % | 12 |

|  |  |
| --- | --- |
| Сжигаемое топливо | Выбросы в атмосферу вредных веществ (т/год) при сжигании разных видов топлива  |
|  | Диоксид азота | Оксид углерода | Диоксид серы | Бенз(а)пирен | Твердые частицы | Пяти- оксид ванадия | Формальдегид | Всего |
| Природный газ | 277762,9 | 29361,2 | - | 0,0017 | 3,0 | - | - | 57127,1 |
| Мазут (топочный) | 23241,6 | 27974,9 | 153785,5 | 0,018 | 1089,7 | 2150,0 | 1200,0 | 209441,7 |
| Уголь (бурый) | 45114,1 | 530405,3 | 269864,1 | 0,13 | 134365,5 | - | 2850,0 | 982599,1 |

В результате расчетов по указанной методике качественный и количественный составы выбросов ЗВ, образующихся при сгорании природного газа, мазута и угля приведены в табл. 2. При использовании природного газа в результате измерений получено либо отсутствие, либо “следы” содержания сернистого ангидрида в продуктах сгорания [3]. Как видно из табл. 2, в Свердловской области суммарные выбросы ЗВ, образующиеся при сжигании мазута и угля, в 21 раз превышают выбросы ЗВ при сжигании природного газа.

 **Нетрадиционный взгляд**

 **на эколого-экономические проблемы газовой индустрии России.**

Известно, что Россия - самая богатая по запасам газа страна мира.

В экологическом отношении природный газ является самым чистым видом минерального топлива. При сгорании его образуется значительно меньшее количество вредных веществ по сравнению с другими видами топлива.

Однако сжигание человечеством огромного количества различных видов топлива, в том числе природного газа, за последние 40 лет привело к заметному увеличению содержания углекислого газа в атмосфере, который, как и метан, является парниковым газом. Большинство ученых именно это обстоятельство считают причиной наблюдающегося в настоящее время потепления климата.

Эта проблема встревожила общественные круги и многих государственных деятелей после выхода в свет в Копенгагене книги “Наше общее будущее”, подготовленной Комиссией ООН. В ней сообщалось, что потепление климата может вызвать таяние льда Арктики и Антарктиды, которое приведет к повышению на несколько метров уровня Мирового океана, затоплению островных государств и неизменных побережий материков, что будет сопровождаться экономическими и социальными потрясениями. Чтобы избежать их, надо резко сократить использование всех углеводородных видов топлива, в том числе природного газа. По этому вопросу созывались международные конференции, принимались межправительственные соглашения. Атомщики всех стран стали превозносить достоинства губительной для человечества атомной энергии, использование которой не сопровождается выделением углекислого газа.

Между тем тревога оказалась напрасной. Ошибочность многих прогнозов, данных в упомянутой книги, связана с отсутствием в Комиссии ООН естествоиспытателей.

Тем не менее вопрос повышения уровня Мирового океана тщательно изучался и обсуждался на многих международных конференциях. Выяснилось. что в связи с потеплением климата и таянием льдов этот уровень действительно поднимается, но со скоростью, не превышающей 0,8 мм в год. В декабре 1997 г. на конференции в Киото эта цифра была уточнена и оказалась равной 0,6 мм. Значит. за 10 лет уровень океана поднимется на 6 мм, а за столетие на 6 см. Безусловно, эта цифра пугать никого н должна.

Кроме того, выяснилось, что вертикальное тектоническое движение береговых линий на порядок превышают эту величину и достигают одного, а местами даже двух сантиметров в год. Поэтому, несмотря на повышение уровня Мирового океана, Море во многих местах мелеет и отступает (север Балтийского моря, побережье Аляски и Канады, побережье Чили).

Между тем глобальное потепление климата может иметь ряд положительных последствий, особенно для России. Прежде всего этот процесс будет способствовать увеличению испарения воды с поверхности морей и океанов, площадь которой составляет 320 млн. км.2 Климат станет более влажным. Сократятся и, может быть прекратятся засухи в Нижнем Поволжье и на Кавказе. Начнет медленно продвигаться к северу граница земледелия. Значительно облегчится плавание по Северному морскому пути. Сократятся расходы на зимнее отопление.

Наконец, необходимо помнить, что углекислый газ - это пища для всех земных растений. Именно перерабатывая его и выделяя кислород, они создают первичные органические вещества. Еще в 1927 г. В. И. Вернадский указывал, что зеленые растения могли бы перерабатывать и превращать в органические вещества гораздо больше углекислого газа, чем может дать его современная атмосфера. Поэтому он рекомендовал применять диоксид углерода в качестве удобрения.

Последующие опыты в фитотронах подтвердили прогноз В. И. Вернадского. При выращивании в условиях удвоенного количества углекислого газа почти все культурные растения росли быстрее, плодоносили на 6-8 дней раньше и приносили урожай на 20-30% более высокий, чем в контрольных опытах с обычным его содержанием.

Следовательно, сельское хозяйство заинтересовано в обогащении атмосферы углекислым газом путем сжигания углеводородных видов топлива.

Полезно увеличение его содержания в атмосфере и для более южных стран. Судя по палеографическим данным, 6-8 тысяч лет тому назад во время так называемого голоценового климатического оптимума, когда средняя годовая температура на широте Москвы была на 2С выше теперешней в Средней Азии, было много воды и не было пустынь. Зеравшан впадал в Амударью, р. Чу впадала в Сырдарью, уровень Аральского моря стоял на отметке +72 м и соединенные среднеазиатские реки текли через теперешнюю Туркмению в прогибавшую впадину Южного Каспия. Пески Кызылкума и Каракума- это развеянный позднее речной аллювий недавнего прошлого.

А Сахара, площадь которой 6 млн. км2, тоже представляла собой в это время не пустыню, а саванну с многочисленными стадами травоядных животных, полноводными реками и поселениями неолитического человека на берегах.

Таким образом, сжигание природного газа не только экономически выгодно, но и с экологической точки зрения вполне оправдано, поскольку оно способствует потеплению и увлажнению климата. Возникает другой вопрос: должны ли мы беречь и экономить природный газ для наших потомков?

Для правильного ответа на этот вопрос следует учесть, что ученые стоят на пороге овладения энергией ядерного синтеза, еще более мощной, чем используемая энергия ядерного распада, но не дающей радиоактивных отходов и потому, в принципе, более приемлемой. По данным американских журналов, это произойдет уже в первые годы наступающего тысячелетия. Вероятно, относительно таких кратких сроков они ошибаются. Тем не менее, возможность появления такого альтернативного экологически чистого вида энергии в недалеком будущем очевидна, что нельзя не иметь в виду при разработке долгосрочной концепции развития газовой индустрии.

**Методики и методы эколого-гидрогеологических и гидрологических исследований природно-техногенных систем в районах газовых и газоконденсатных месторождений.**

В эколого-гидрогеологических и гидрологических исследованиях неотложным является решение вопроса поиска эффективных и экономичных методов изучения состояния и прогнозирования техногенных процессов в целях: разработки стратегической концепции управления производством, обеспечивающего нормальное состояние экосистем выработки тактики решения комплекса инженерных задач, способствующих рациональному использованию ресурсов месторождений; осуществления гибкой и действенной экологической политики.

В основе эколого-гидрогеологических и гидрологических исследований лежат данные мониторинга, разработанного к настоящему времени с главных принципиальных позиций. Однако сохраняется задача постоянной оптимизации мониторинга. Наиболее уязвимой частью мониторинга является его аналитико-инструментальная база. В связи с чем необходимы: унификация методик анализа и современного лабораторного оборудования, которая позволяла бы экономично, быстро, с большой точностью выполнять аналитические работы; создание единого для газовой отрасли документа, регламентирующего весь комплекс аналитических работ.Методические приемы эколого-гидрогеологичесиких и гидрологических исследований в районах деятельности газовой отрасли в подавляющей части общие, что определено единообразием источников техногенного воздействия, состава компонентов, испытывающих техногенное воздействие, показателей техногенного воздействия.

Особенностями природных условий территорий месторождений, например, ландшафтно-климатических (аридных, гумидных и др., шельфа, континента и т.д.), обусловлены различия в характере, а при единстве характера, в степени интенсивности техногенного влияния объектов газовой отрасли на природные Среды. Так, в пресных подземных водах гумидных районов часто повышается концентрация компонентов-загрязнителей, поступающих с промстоками. В аридных районах вследствие разбавления минерализованных (свойственных этим районам) подземных вод пресными или слабоминерализованными промстоками концентрация компонентов-загрязнителей в них снижается.

Особое внимание к подземной воде при рассмотрении экологических проблем вытекает из понятия подземной воды как геологического тела, а именно подземная вода - природная система, характеризующая единством и взаимообусловленностью химических и динамических свойств, определяемых геохимическими и структурными особенностями подземной воды, вмещающей (породы) и окружающей (атмосфера, биосфера и др.) сред.

Отсюда многогранная комплексность эколого-гидрогеологических исследований, заключающаяся в одновременном изучении техногенного воздействия на подземные воды, атмосферу, поверхностную гидросферу, литосферу (породы зоны аэрации и водовмещающие породы), почвы, биосферу, в определении гидрогеохимических, гидрогеодинамических и термодинамических показателей техногенных изменений, в изучении минеральных органических и оргаминеральных компонентов гидросферы и литосферы, в применении натурных и экспериментальных методов.

Изучению подлежат как наземные (добывающие, перерабатывающие и сопутствующие объекты), так и подземные (залежи, эксплуатационные и нагнетательные скважины) источники техногенного воздействия.

Эколого-гидрогеологические и гидрологические исследования позволяют обнаружить и оценить практически все возможные техногенные изменения природных и природно-техногенных сред на территориях действия предприятий газовой отрасли. Для этого обязательными являются серьезная база знаний о геолого-гидрогеологических и ландшафтно-климатических условиях, сложившихся на этих территориях, и теоретическое обоснование распространения техногенных процессов.

Любое техногенное воздействие на окружающую среду оценивается в сопоставлении его с фоном Среды. Следует различать фон природный, природнотехногенный, техногенный. *Природный фон* для любого рассматриваемого показателя представлен величиной (величинами), сформированной в естественных условиях, *природно-техногенный* - в условиях, испытывающих (испытавших) техногенные нагрузки со стороны посторонних, не отслеживаемых в данном конкретном случае, объектов, *техногенный* - в условиях влияния со стороны отслеживаемого (изучаемого) в данном конкретном случае техногенного объекта. Техногенный фон используется для сравнительной пространственно-временной оценки изменений в степи техногенного влияния на Среды в периоды работы отслеживаемого объекта. Это обязательная часть мониторинга, обеспечивающая гибкость в управлении техногенными процессами и своевременное проведение природоохранных мероприятий.

С помощью природного и природно-техногеннного фона обнаруживается аномальное состояние исследуемых сред и устанавливаются участки, характеризующиеся различной его интенсивностью. Аномальное состояние фиксируется по превышению фактических (замеренных) значений и изучаемого показателя над его фоновыми значениями (Сфакт>Cфон). Техногенный объект, обусловливающий возникновение техногенных аномалий, устанавливается посредством сравнения фактических значений изучаемого показателя со значениями в источниках техногенного влияния, принадлежащих отслеживаемому объекту (Сфакт<Cобъект). Например, при выявлении источника загрязнения подземных вод бором - Астраханского газового комплекса Сбор факт<C бор промсток АГК.

Процедуры обнаружения техногенного состояния сред и установления источника техногенного влияния осуществляются при обязательном понятийном анализе условий формирования сред.

Определение природного фона осуществляется на основе содержательного анализа геолого-гидрогеологических и ландшафтно-климатических условий. при определении фона в целях изучения загрязнения подземных вод обязателен учет геохимических свойств компонентов-загрязнителей, поэтому в отчетных документов по загрязнению необходим такого рода раздел. При выполнении содержательного анализа с большой степенью точности фоновые характеристики оказываются высокодостоверными. Точность изучения геолого-гидрогеологических и других условий формирования определяемых показателей достигается соблюдением правил обработки и интерпретации фактических данных. Так, изучение загрязнения подземных вод требует построение ряда гидрогеохимических карт, базовой среди которых является так называемая “общая” гидрогеохимическая карта, отражающая модель, соответствующую естественным условиям формирования химического состава подземных вод.

Основное правило построения изолиний концентраций компонентов в подземных водах естественного формирования (или границ участков вод с различным содержанием компонентов) - следование гидрогеодинамическим условиям, характеризующим направление изменения содержания компонентов в подземном потоке; отсюда - повторяемость изолиниями концентраций компонентов гидроизогипс (гидроизопьез). в естественных условиях концентрации компонентов в подземных водах в направлении потока, как правило, увеличиваются, что объясняется их поступлением в воды из пород. При достижении насыщения вод слаборастворимыми компонентами содержание последних в потоке практически не изменяется. Конкретные значения концентрации компонентов в потоке подземных вод и появляются участки с аномально повышенными концентрациями по сравнению с естественными условиями. Для уточнения количественной оценки фона применяются статистические методы определения фоновых значений исследуемых показателей.

Для однородных объектов фон устанавливается на основе одномерных статистических моделей (методы гистограмм, видов распределения) путем комплексной интерпретации гистограмм и регрессионной зависимостей. в этом случае фон является среднестатистической (единой) величиной для подземных вод всей исследуемой территории, зависящей от геохимических свойств компонентов.

Для неоднородных объектов фон оценивается статистико-генетическим методом и тренд-анализом. при этом учитываются факторы фонового состояния исследуемого компонента. В итоге фоновые величины различны для вод каждого опробованного водопункта.

Построенная по результатам определения фона статистико-генетическим методом карта является более точной, детальной и содержит сведения о размещении источников техногенного возбуждения и направлении его распространения.

 **Подземное захоронение сточных вод в газовой промышленности.**

На предприятиях газовой промышленности часть сточных вод не поддается биологической очистке из-за высокого солесодержания, большой загрязненности химреагентами и нефтепродуктами. В целях обезвреживания неочищаемых промстоков широко практикуется подземное захоронение их в глубокие поглощающие горизонты. Применение этого эффективного метода защиты окружающей Среды от загрязнения обусловлено геологическим строением нефтегазоносных районов и технологическими особенностями предприятий газовой промышленности.

Газовые месторождения характеризуются геологической изученностью и наличием многочисленных разведочных скважин. Это позволяет выбрать необходимый поглощающий горизонт и использовать соответствующие скважины для закачки промстоков на начальной стадии разработки месторождения. Добыча газа сопровождается снижением пластового давления как в самой залежи, так и в подстилающей и оконтуривающей ее водонапорной системе. Использование зоны депрессионной воронки в водонапорной системе разрабатываемого газового месторождения для захоронения сточных вод дает возможность заканчивать значительные объемы стоков без опасения роста пластового давления. На месторождениях с глубокозалегающими залежами, под которыми отсутствуют хорошие коллекторы (Астраханское, Карачаганакское), промстоки захораниваются в непродуктивные поглощающие горизонты.

Существенной особенностью захоронения стоков в газовой промышленности является сравнительно небольшой их объем. Образующиеся на предприятиях отрасли промстоки можно классифицировать по количеству следующим образом:

* малое - до 50м3/сут (до 15-20 тыс. м3/год);
* среднее - от 50 до 300 м/сут (от 15-20 до 100 тыс. м/год);
* значительное - от 300 до 1000 м/сут (от 100 до 365 тыс. м/год);
* большое - от 1000 до 4000 м/сут (365 тыс. м/год) до 1,5 млн. м/год);
* очень большое - от 4000 до 10000 м/сут (от 1,5до 3,5-4,0 млн. м/ год).

Для отдельных предприятий характерны, в основном, малые и средние, редко - значительные количества промстоков. Крупные газовые комплексы характеризуются большим количеством промстоков, которое складывается из тех же малых, средних и редко - значительных объемов сточных вод множества предприятий, расположенных далеко друг от друга. Стоки каждого предприятия захороняются вблизи от него, что исключает гидродинамическое воздействие между ними.

Основным принципом организации контроля за захоронением промстоков является его комплексирование с контролем за разработкой месторождения и мониторинга верхних водоносных горизонтов. При таком подходе пьезометрические, геофизические и гидронаблюдательные скважины одновременно с их основными функциями дают информацию и о надежности локализации захороняемых промстоков.

Подготовка стоков перед закачкой производится для обеспечения стабильного приема поглощающим горизонтом необходимых объемов сточных вод в течении длительного времени при оптимальных давлениях нагнетения. Поэтому степень очистки стоков перед закачкой диктуется поглощающей способностью пласта-коллектора. Несмотря на подготовку стоков к закачке, в процессе эксплуатации нагнетательных скважин происходит постепенное засорение призабойной зоны, что приводит к снижению приемистости и росту устьевого давления. Поэтому в скважинах проводятся работы по восстановлению приемистости. В карбонатных коллекторах приемистость восстанавливается довольно просто с помощью солянокислотных и спиртно-солянокислотных обработок. В терригенных породах для восстановления приемистости применяют промывку скважины, обработку различными кислотами (соляной, фтористо- водородной, уксусной), гидравлический разрыв пласта давлением пороховых газов, повторную перфорацию, торпедирование.

В газовой промышленности имеется многолетний опыт эксплуатации крупных систем подземного захоронения стоков (ПАС). Наиболее значительные объемы стоков захороняются под разрабатываемые залежи в зону депрессивной воронки в водонапорной системе на Оренбургском газохимическом комплексе, на месторождениях тюменского Севера, на Вуктыльском ГКМ.

На Оренбургском газохимическом комплексе промстоки образуются на УКПГ газопромыслового управления (ОГПУ), на газоперерабатывающем (ОГПЗ) и гелиевом (ОГЗ) заводах, а также при размыве подземных емкостей в толще соли для хранения жидкой и сжиженной продукции. Газопромысловые стоки имеют плотность от 1005 до 1175 кг/м, минерализацию 12-265 г/л, pH 3,25-9,1. Заводские стоки характеризуются плотностью около 1000 кг/м, минерализацией 3,1-2,10 г/л, pH 4,4-12,0. Те и другие содержат сероводород от 20 до 765 мг/л, метанол - 0,9-18,0 %, нефтепродукты - до 600 мл/г, железо - до 41,3 мг/л, механические примеси 100-15200 мг/л. Строительные рассолы от размыва подземных емкостей в солях имеют плотность 1100-1220 кг/м и минерализацию - 100-300 г/л.

Захоронение стоков производится с 1974 г. в поглощающий горизонт карбонатных визейско - башкирских отложений на сотни метров глубже разрабатываемой залежи за контуром газоносности на полигонах ОГПЗ, ОГЗ и ОГПУ, а также внутри контура газоносности на восьми УПКГ. На полигонах перед закачкой стоки проходят подготовку - очистку от мехпримесей и нефтепродуктов. На УКПГ стоки захороняются без подготовки.

Все скважины, пробуренные для целей ПЗС (а их более 30), имеют однотипную конструкцию: кондуктор диаметром 324 или 426 мм до глубины 57-200 м для закрепления стенок скважин в неустойчивых неоген-четвертичных и верхнепермских отложений и изоляции самого верхнего водоносного горизонта; первая техническая колонна диаметром 273 или 324 мм до глубины 672-907 м для перекрытия надсолевых верхнепермских терригенных пород и изоляции приуроченных к ним водоносных горизонтов; вторая техническая колонна диаметром 219 или 244,5 мм или техническая колонна диаметром 244,5 мв скважинах, расположенных в контуре месторождения, до глубины, соответственно 1720-1919 и 1319-1561 м для перекрытия надсолевого и соленосного комплексов пород; эксплуатационная колонна диаметром 168 или 177,8 мм до кровли поглощающего визейско-башкирского комплекса - до глубины 2060-2706 м. Ниже - необсаженный (открытый) ствол протяженностью от 105-375 до 500-646 м. Пространство между НКТ диаметром 114,3 мм и эксплуатационной колонной изолировано пакером, под которым имеется “хвостовик” НКТ. Низ НКТ находится выше пробуренного забоя на 54-315 м.

На полигоне ОГПЗ в среднем заканчивается по 300-500 м/сут стоков в скважину; одновременно работает 3-4 скважины; общих расход закачки в среднем 1200 м/сут, или 430-450 тыс. м/год; всего на 01.01.97 г. захоронено 8,8 млн. м стоков. На полигоне ОГПУ, эксплуатировавшимся с 1974 по 1993 г., в последние годы захоронялось 1100-1200 м/сут стоков (по 550-560 м/сут в каждую из двух работающих скважин), что составляло 400-440 тыс. м/год; всего за время эксплуатации захоронено стоков более 8 млн. м. На УПКГ расход закачки колеблется, в среднем, от 115-270 до 1360 м/сут в зависимости от объема стоков.

На ОГПЗ за весь период строительства и эксплуатации подземных емкостей в солях закачено в нагнетательную скважину около 2 млн. м рассолов при расходе закачки до 2200 м/сут.

Закачка стоков на Оренбургском газохимическом комплексе осуществляется при давлениях на устье скважин 3,0-5,5 МПа.

Общее количество стоков, захороненных на 1 января 1997 г. На Оренбургском газохимическом комплексе, составляет 36,5 млн. м.

На Вуктыльском ГКМ захоронение стоков ведется в карбонатные отложения каменноугольного возраста, расположенные ниже газоконденсатной залежи. Для целей ПЗС была переоборудована скв.221, пробуренная в приконтурной зоне месторождения для разведки нефтегазоносности глубоких горизонтов и расположенная в 7 км от головных сооружений, где образуется основной объем подлежащих захоронению стоков (510-580 м/сут). В скв.221 произведена перфорация двух обсадных колонн в интервалах 3737-3764 и 3787-3844 м напротив коллекторов серпуховского яруса. После нескольких СКО была достигнута приемистость, обеспечивающая поглощение всех стоков ВГКМ.

Для обеспечения бесперебойности закачки в 1990 г. была пробурена нагнетательная скв.13 на головных сооружениях, находящихся за контуром газоносности. Глубина ее 4000 м, конструкция следующая: направление диаметром 426 мм до глубины 207 м; техническая колонна диаметром 244,5 мм до глубины 2782 м; эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, спущенная на глубину 3998,5 м, перфорирована в интервалах 3814-3834 м, 3872-3880 м, 3883-3893 м, 3920-3923 м. НКТ диаметром 114,3 мм спущены на глубину 3798,7 м.

Стоки перед закачкой проходят подготовку на очистных сооружениях (песколовки, нефтеловушки). Они имеют плотность 1000-1090 кг/м, минерализацию от 1,5 до 160,0 г/л, pH 4,0-12,0 содержание мехпримесей 15-212 мг/л.

Закачка стоков в скв.221 началась в ноябре 1990 г. Расход закачки в зимний период составлял 200-300 м/сут, давление на насосе 3,0-3,5 МПа. Осенью 1991 г. была начата закачка в скв.13. Весной 1992г. скв.13 работала с приемистостью до 500 м/сут. В скв.221 провели СКО, после чего обе скважины стали эксплуатироваться поочередно.

Месторождения тюменского Севера характеризуются исключительно благоприятными геолого-гидрогеологическими условиями для ПЗСЧ, которые состоят в следующем. На всех месторождениях региона основным объектом разработки является газовая залежь, залегающая в интервале глубин 850-1300 м в массивном резервуаре песчаных сеноманских отложений. Она подстилается мощной водонапорной системой песчаных отложений покурской свиты.

Подземное захоронение стоков осуществляется внутри контура газоносности под разрабатываемую сеноманскую газовую залежь в водонапорную систему песчаных пород покурской свиты на глубину 990-1600 м (чаще 1100-1400 м). Высокие коллекторские свойства песчаных пород обеспечивают высокую приемистость скважин, составляющую при опытных нагнетаниях от 600 до 2400 м/сут технической воды при устьевых давлениях 0,2-0,6 МПа. Рабочие расходы закачки стоков не превышают 240 м/сут на скважину, рабочие устьевые давления составляют 0,2-0,3 МПа.

Конструкция нагнетательных скважин состоит из кондуктора диаметром 244,5 мм, спущенного на глубину 400-550 м и перекрывающего толщу многолетнемерзлых пород, и эксплуатационной колонны диаметром 168 мм (иногда 219 или 146 мм), спущенной до забоя и перекрывающую газовую залежь. Эксплуатационная колонна перфорирована на 20-100 м ниже первоначального ГВК. Длина интервалов перфорации от 8-10 до 35-40 м в разных скважинах.

Закачка стоков осуществляется по НКТ диаметром от 73 до 114,3 мм, спущенным в зону перфорации. в случае интенсивного выноса песка из пласта коллектора нижняя часть НКТ напротив интервала перфорации оборудуется щелевым фильтром с проволочной обмоткой и капроновой сеткой. Это является эффективным мероприятием против образования песчаных пробок в НКТ.

Перед закачкой промстоки проходят нефтеловушку и флотационную установку, где очищаются от мехпримесей и нефтепродуктов. Наибольший объем промстоков захороняется на Уренгойском НГКМ, где закачка началась в 1979 г. и производится в широком масштабе на всех УКПГ, на заводе по переработке газового конденсата (УПГК), на базе по снабжению нефтепродуктами и ингибиторами (БСНиИ). Всего на месторождении построены 42 нагнетательные скважины.

На предприятиях Уренгойского газохимического комплекса имеется по две-три нагнетательные скважины, эксплуатирующиеся поочередно. В среднем объемы захоронения стоков колеблются от 70 до 220 м/сут на разных УКПГ. На всех УКПГ объем закачки составляет 1400-1800 м/сут. В последние годы на всех УПКГ ежегодно захороняется 630-680 тыс. м стоков. На 1 января 1997 г. на всех УКПГ закачано в поглощающий горизонт около 9 млн. м стоков.

На УЗПГК расход закачки стоков в последние годы превышает 600 м/сут. К началу 1997 г. здесь захоронено около 1,8 млн. стоков. Большую часть времени одновременно работают обе скважины. В период остановки одной из них производительность закачки в действующую скважину превышает 600 м/сут.

На БСНиИ промстоки в осенне-зимний период накапливаются в металлических резервуаров, а в мае-сентябре закачиваются в две скважины производительностью не более 50 м/сут на скважину.

Всего на Уренгойском НГКМ на 1 января 1997 г. захоронено около 11 млн. м стоков.

На Вынгапуровском месторождении с 1982 г. промстоки заканчиваются в свк.301, в интервал 1090-1100 м. Расход закачки 30-40 м/сут; общий объем захоронения на 1 января 1997 г. составил 170 тыс. м.

На Ямбургском ГКМ для закачки стоков пробурены по две-три скважины на всех восьми действующих УКПГ и четыре скважины = на промзоне пос. Ямбург. Всего пробурено 25 скважин. Захоронение стоков ведется только на УКПГ - 1В; расход закачки 100-150 м/сут, устьевое давление 1,2-2,0 МПа. На других УКПГ и на промзоне стоки сжигаются.

Закачка промстоков в поглощающие горизонты непродуктивных отложений в наиболее значительных объемах осуществляется на Астраханском газохимическом комплексе. Здесь в процессе переработки сероводородсодержащего газа образуются промстоки плотностью 1000-1008 кг/м, минерализацией 4,2-11,4 г/л, pH5,5-12,0 содержанием сероводорода 31-4000 мг/л. На Астраханском ГКМ газонасыщенные карбонатные породы каменноугольного возраста перекрыты соленосными отложениями кунгурского яруса, образующими солянокупольные поднятия и межкупольные мульмиды. Последние заполнены верхнеперскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями, в разрезе которых чередуются пористые песчаные водонасыщенные пласты и водоупорные глинистые толщи.

В одной из мульмид находится полигон ПЗС, состоящий из шести нагнетательных скважин глубиной по 1800 м, расположенных на расстоянии 135-180 м друг от друга и имеющих следующую конструкцию: кондуктор диаметром 324 мм до глубины 57-68 м; техническая колонна диаметром 244,5 мм до глубины 396-401 м; эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм спущена на глубину 1800 м и перфорирована в интервалах от 1528 до 1577 м напротив коллекторов верхнеюрского, а в одной скважине - верхнеюрского и нижнемелового поглощающих горизонтов. НКТ диаметром 114,3 мм спущены на глубину 1580 м. закачка стоков производится одновременно в две- три скважины при устьевых давлениях 1-12 МПа. Объемы захороняемых стоков на полигоне составляют 215-410 м/сут или, в среднем, 70 тыс. м/год; общее количество закаченных стоков на 1 января 1997 г. составляет 650 тыс. м.

Подводя итоги изложенному, можно сделать вывод, что подземное захоронение промстоков является эффективным средством предотвращения загрязнения земной поверхности, открытых водоемов и неглубоко залегающих подземных вод питьевого качества. Опыт многолетней закачки стоков предприятий газовой промышленности в различных регионах страны показал его высокую технологическую эффективность и положительное влияние на экологическую обстановку в газодобывающих регионах.

 **Роль природных и техногенных эмиссий газов в формировании парникового эффекта.**

Многие специалисты полагают, что при сохранении пагубных тенденций разрушения природных систем и игнорирования законов устойчивого развития глобальная катастрофа на Земле неизбежна. Одной из наиболее вероятных причин возможного глобального предела развития считается. так называемый парниковый эффект, “тепловая ловушка”, или глобальное потепление климата.

Предприятия газовой промышленности является одним из источников эмиссии парниковых газов.

Статистические данные по оценке экологических последствий при выработке электроэнергии и выбросам, например, углекислого газа в атмосферу, свидетельствуют, что при использовании природного газа в качестве топлива на тепловых электростанциях выделяется почти в 1,5 раза меньше СО, чем при использовании в качестве топлива угля и в 2 раза меньше, чем при использовании кокса. Существует теоретическое предположение, что при утечках метана порядка 11-12% на протяжении всего производственного цикла от добычи потребителя, эффект от использования природного газа в качестве экологически чистого топлива пропадает. С этой точки зрения необходимо определить вклад объектов газовой промышленности России в эмиссию парниковых газов на глобальном уровне с учетом сопоставления поступления в атмосферу техногенных газов и при естественной дегазации Земли.

 **Глобальная эмиссия парниковых газов.**

Сложилось устойчивое представление, что причиной глобального потепления климата является техногенная эмиссия парниковых газов - СО, CH, NO и хлорфторуглеводородов - фреон-11 CFCL и фреон -12 CFCL.

Парниковые газы поглощают тепло, вызывая повышение температуры на Земле подобно одеялу, или точнее, парнику, который позволяет солнечной энергии войти внутрь, но препятствует ее выходу обратно. Парниковый эффект является благоприятным явлением природы, сохраняющим тепло на Земле и делающим ее обитаемой. Парниковые газы поглощают тепло, которое иначе рассеялось бы в космическом пространстве, и вызывают глобальное потепление климата. Однако последствия резкого потепления климата имеют негативный характер. В целях защиты климатической системы от опасного антропогенного воздействия государства-члены ООН подписали в 1992 г. Рамочную Конвенцию ООН об изменении климата, которую Россия ратифицировала в 1994 г.

В течении продолжительного времени считалось, что основную роль в парниковом эффекте играет диоксид углерода. В последние 20 лет установлено, что в результате человеческой деятельности объемы выбросов в атмосферу других парниковых газов - метана, оксидов азота и все тех же хлорфторуглеводородов- тоже растут экспоненциально, многократно увеличивая парниковый эффект и угрожая озоновому слою.

Диоксид углерода, метан, оксиды азота и хлорфторуглеводороды препятствуют отдаче земного тепла в космическое пространство, что приводит к повышению температуры на планете. Концентрация этих газов в атмосфере, кроме хлорфторуглеводородов, которые были синтезированы лишь недавно, растет с конца ХVIII в.

Концентрация диоксида углерода в атмосфере увеличилась приблизительно с 290 частей на миллион (ppm) в прошлом столетии до более чем 350 ppm и продолжает экспоненциально возрастать.

Второй по вкладу в парниковый эффект газ-метан. Для одиночной молекулы его эффект в 20 раз больше, чем у диоксида углерода, благодаря широкому инфракрасному спектру. По наблюдениям, концентрация метана увеличивается в атмосфере со значительно большим темпом, чем концентрация углекислого газа.

Рост концентрации парниковых газов в атмосфере техногенная гипотеза связывает с мировым потреблением энергии, которое продолжает неравномерно, но неуклонно расти, несмотря на войны, экономические спады, нестабильность цен и технический прогресс. Темпы потребления энергии и доля различных ее источников в общем потреблении отражают тенденции развития технологии и роста численности населения. Несмотря на то, что ископаемые виды топлива по-прежнему являются доминирующими среди источников первичной энергии, доля угля была максимальной приблизительно в 1920 г., когда он обеспечивал производство более 70% всего потребляемого топлива; доля нефти достигла максимума в начале 70-х гг., составив немногим больше 40%. Предполагается, что природный газ, который загрязняет окружающую среду меньше, чем нефть или уголь, в будущем станет использоваться шире в мировом производстве энергии.

В России большая часть электроэнергии вырабатывается на теплоэлектростанциях (порядка 69% с 1990 г.). Выработка электроэнергии на теплоэлектростанциях с 1994 г. на 62% производится за счет природного газа. Сторонники развития атомной энергетики утверждают, что вредное воздействие в секторах угольной и теплоэнергетики, а также газовой энергетики довольно велико, и воздействие газовой промышленности обусловлено, главным образом, выбрасываемыми в атмосферу углекислого газа и метана.

 **Глобальная эмиссия метана различными экосистемами (по данным Дж. Шеппарда [4]) :**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Экосистема | Скорость эмиссии,г с 1 м за год | Общий поток метана, млн. т/год |
| Тропические влажные леса | 23,5 | 317 |
| Тропические сезонные леса | 19,1 | 80 |
| Леса умеренного пояса | 14,6 | 79 |
| Бореальные леса | 13,8 | 62 |
| Лесостепи | 9 | 28 |
| Саванна | 9,6 | 137 |
| Луга и пастбища умеренного пояса | 4,1 | 15 |
| Тундра и альпийские луга | 8,1 | 7 |
| Экосистема | Скорость эмиссии,г с 1 м за год | Общий поток метана, млн. т/год |
| Полупустыни | 6,7 | 78 |
| Болота и топи | 78,8 | 39 |
| Озера и реки | 102 | 51 |
| Арктические и песчаные пустыни | 0  | 0 |
| Открытый океан | 0,012 | 4 |
| Континентальный шельф | 0,012 | 0,3 |
| Морские мелководья, рифы | 6,9 | 4 |
| Эстуарии | 4,5 | 6 |
| Обрабатываемые земли | 6,1 | 34 |
| Рисовые поля | 55 | 39 |
| Всего |  | 980,3 |

При составлении глобальных прогнозов необходимо учитывать, что, помимо техногенного, существуют и природные, значительно более мощные источники парниковых газов - эндогенные флюиды: водород, метан, азот. Геологами показана их решающая роль в планетарном балансе [4]. Главными каналами дегазации Земли, через которые растворенные во внешнем ядре газы выходят на дневную и морскую поверхность, являются рифовые зоны - грандиозные расколы, сливающиеся в единую мировую систему.

С этой точки зрения, представляют интерес фактические данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу газовой промышленностью, в первую очередь, по эмиссии парниковых газов в сравнении с глобальными патоками парниковых газов техногенной и естественной природы.

Анализ фактической ситуации :

Для изучения эмиссии нужны количественные характеристики газовых потоков. Однако в литературе они весьма малочисленны и противоречивы. Об этом свидетельствует два источника, характеризующие глобальный уровень проработки рассматриваемой проблем [4,5].

Общее содержание метана в атмосфере Земли около 5000 млн. т. Пребывание молекулы метана в атмосфере оцениваются продолжительностью от одного года до пяти лет, следовательно, ежегодное поступление метана в атмосферу составляет от 1000 до 5000 млн. т. Ежегодный поток биогенного метана составляет по различным оценкам от 375 до 980 млн. т/год. Величина потока эндогенного метана оценивается в 4500 млн. т/год.

 **Сравнительная оценка техногенной эмиссии парниковых газов (млн.т) :**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Газ | Содержание в атмосфере Земли | Оценка межведомственной комиссии по проблемам изменения климата за 1990 г. | Данные Экологических отчетов РАО “Газпром” за 1992-1996 гг. | Эндогенная эмиссия [4] |
|  |  | Глобальная эмиссия | Эмиссия РФ | Эмиссия газовой промышлен-ности |  |  |
| CO2 |  | 6100 | 651 | 238 |  |  |
| CH4 | 5000 | 375 | 27 | 16 | 1,515 | 4500 |
| N2O |  | 8,2 | 0,82 |  |  |  |

Валовые выбросы вредных веществ с 1994 г. возрастают. Рост обусловлен, в основном, выбросами метана и объясняется не увеличением фактической массы выбросов, а более жесткой инспекцией. По этой же причине несколько возрастают в последние три года выбросы оксидов углерода. Сокращение выбросов оксидов азота связано с реконструкцией и модернизацией ГПА компрессорных станций.

Инвентаризация антропогенных эмиссий парниковых газов Межведомственной комиссией РФ по проблемам изменения климата рассчитана исходя из объемов добычи, транспортировки и переработки газа и газового конденсата, а также коэффициентов удельной эмиссии, рекомендованных к использованию Межправительственной группой экспертов по изменениям климата (МГЭИК).

Согласно приведенным данным, эмиссия метана объектами газовой промышленности, рассчитанная по методике МГЭИК, в 1990 г. составляла 16 млн. т и на порядок превышала фактическую массу выбросов метана в атмосферу, определенную по данным государственной статической отчетности в последующие годы. Следует отметить, что добыча газа за рассматриваемый период оставалась примерно на одном и том же уровне.

Кроме того, существует так называемый балансовый метод определения эмиссий метана газовой промышленностью, основанный на учете разности меду объемом добычи газа и объемом потребления природного газа на конце магистрального газопровода. Согласно расчетам А,Г, Бордюгова [6], потери из года в год колеблются от 1,03 до 1,54% и в среднем составляют 1,3% от добычи природного газа. При объеме добычи природного газа за последние три года приблизительно по 570 млрд. м3/год эмиссия метана составляет около 5,3 млн.т/год.

Таким образом, эмиссия метана объектами газовой промышленности РФ в различных источниках оценивается от 1,5 до 1,6 млн. т/год.

Доля газовой промышленности в глобальной эмиссии метана составляет от 0,03 до 0,32%.

В связи с приведенными данными по эмиссии основных парниковых газов в атмосферу представляется несостоятельной появившаяся в печати точка зрения о вредном воздействии газовой промышленности на окружающую природную среду.

Никто не знает, как многочисленные возможные реакции на отрицательные и положительные обратные связи, вызывающие повышение концентрации парниковых газов, будут взаимодействовать между собой и какой тип обратной связи станет доминирующим. Ученым лишь известно, что на земле и ранее наблюдался рост температуры.

Выбросы парниковых газов в результате деятельности человека не достигают в настоящее время и 10% эндогенной эмиссии вследствие дегазации Земли. Попытки объяснить техногенной гипотезой глобальное потепление климата на весьма коротком временном отрезке в сравнении с геологической историей Земли не должны обходить вниманием способность продувки атмосферы Земли газами, выделяющимися из активных участков современных рифтовых систем, и связанные с этим процессы повышения концентрации парниковых газов в атмосфере, разрушения озонового слоя и развития тем самым экологического кризиса.

Таким образом, многочисленные эмпирические данные свидетельствуют о необходимости переоценки места газовых эмиссий промышленностью, в том числе газовой, при подготовке глобальных прогнозов парникового эффекта и разработке моделей мирового развития. Анализ фактической ситуации по глобальной эмиссии парниковых газов, связанной с техногенным поступлением и от естественной дегазации Земли показывает, что вклад выбросов метана и окиси углерода объектами РАО “Газпром” в этом глобальном процессе является весьма малой величиной. Природный газ, по сравнению с другими ископаемыми топливами, имеет очевидные экологические преимущества.

 **Сценарий эмиссии парниковых газов в газовой промышленности.**

Мировая общественность ведет активный поиск вариантов развития экономики в условиях глобального изменения природной Среды и климата под воздействием возрастающих эмиссий в атмосферу планеты парниковых газов.

К “парниковым” относится большая группа газообразных веществ, включая оксиды углерода, метан, оксиды азота и др., которые различаются потенциалом своего глобального воздействия не только из-за химической природы, но и времени их жизненного цикла в атмосфере.

Среди антропогенных источников эмиссии этих газов основное место занимают объекты энергетики, которые в настоящее время примерно на 88% функционируют на базе использования ископаемых видов топлива - угля, нефти и газа. Именно углеродный сектор энергетики является главным источником антропогенных эмиссий, прежде всего, диоксида углерода и метана. Ученные Межправительственной группы по климатическим изменениям пришли к выводу о том, что стабилизация содержания в атмосфере диоксида углерода на современном уровне требует сокращения ее эмиссии почти на 60%.

Таким образом, стратегия развития углеродного сектора энергетики, определяемая с позиций экономики рационального природопользования, может обеспечить решение триединой проблемы: устойчивое развитие- энергогазосбережение- экология.

В связи с проблемой глобального потепления климата возникла необходимость учета выбросов (эмиссии) метана и диоксида углерода, которые из-за нетоксичности до настоящего времени статистикой не учитывались. Показатель фактической эмиссии метана становится дополнительной составляющей в оценках его негативного воздействия на окружающую среду, по расчетам зарубежных исследователей, при определенных значениях лишает природный газ его экологической привлекательностью перед другими видами топлива.

**Потенциал воздействия основных парниковых газов во времени.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Парниковый газ | 20 лет | 100 лет | 500 лет |
| СО2 | 1 | 1 | 1 |
| Метан | 63 | 21 | 9 |
| N2O | 270 | 290 | 190 |
| ХФУ-11 | 4500 | 3500 | 1500 |
| ХФУ-12 | 7100 | 7300 | 4500 |

Однако анализ результатов сравнительной оценки ископаемых энергоносителей показывает, что понятие “текущие потери”, используемое при этом, может быть учтено только в качестве “метановых эмиссий”, т.е. той части объема транспортируемого газа, которая по различным причинам мигрирует в атмосферу и составляет только часть транспортных потерь газа. Это очень важное замечание, поскольку не все транспортные потери газа, определяемые балансовой разницей между объемом поступившего в газопровод и объемом проданного потребителю, т.е. товарного газа, попадают в атмосферу без сжигания.

Учитывая новизну рассматриваемого подхода к оценке структуры материального баланса по всем технологическим этапам производства и использования извлекаемых из недр ресурсов природного газа, его содержательная модель представлена графом.

Из представляемой таким образом эколого-экономической модели основных материальных потоков газа в газовой промышленности следует, что ее суммарные потери и метановой эмиссии не могут отождествляться. Например, анализ статистических данных по валовой и товарной добыче природного газа в мире показывает, что среднемировой уровень потерь газа при добыче за 1970-1996 гг. снижался с 24 до 15% от его валовой добычи (в основном за счет обратной закачки газа в продуктивные пласты, практикуемой в странах ОПЕК).

Газотранспортные предприятия РАО “Газпром”, согласно принятой практики, а также из-за отсутствия инструментальных средств мониторинга, в статье статистической отчетности “потери” отражают, как правило, нормативную величину, а часть метановой эмиссии (технологические продувки и т.п.), следовательно, попадает в статью расхода газа на “собственные нужды”.

Таким образом, транспортные потери РАО “Газпром” составляют около 10% от товарной добычи, а эмиссионный фактор метана остается пока неопределенным, равно как и для газораспределительных сетей (ГРС), а также непосредственно у потребителей этой продукции.

Для выявления и количественной оценки потенциальных источников метановых эмиссий на российских объектах газовой промышленности в настоящее время реализуется международный “Проект снижения выбросов газов при производстве и потреблении метана в России”. Проект, общая стоимость которого составляет 3,7 млн. долл., предусматривает определение суммарных объемов эмиссий по всей технологической цепи следования газа - от скважины до потребителя. Часть стоимости проекта (0,5 млн. долл.) компенсируется за счет аналогичных работ, проводимых РАО “Газпром”.

С 1991 по 1996 г. американскими исследователями были выполнены по контракту с Федеральным агентством защиты окружающей Среды аналогичные исследования на объектах газовой промышленности США. Согласно полученным данным, суммарная годовая эмиссия метана по газовой индустрии США (в качестве базового года выбран 1992 г.) составляет 1,4±0,5 % от валовой добычи газа в стане. или более 8,8 млрд. м3 в год.

Качественные различия и специфика инфраструктур газовой промышленности США и России не позволяют даже в порядке предварительных оценок механически переносить удельные показатели этих данных на российские объекты газовой промышленности. В то же время представляется целесообразным сопоставить статистически выверенные оценки американских исследователей с доступными экспертными оценками по соответствующим технологическим сегментам газовой промышленности.

**Распределение суммарной эмиссии метана по основным технологическим сегментам в газовой промышленности США и предварительные оценки (экспертные) по газовой промышленности России.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Источник эмиссии | Метановая эмиссияв США, млн. м/год | Объемная доля суммарной эмиссии, % США Россия |
| **Промыслы:**пневматикафугутивная эмиссиясепарационное оборудованиепрочее | 2360875480408597 | 26,82 16-19 9,94  5,46 4,64 6,78 |
| **Переработка:**фугутивная эмиссияпродувки компрессоровпрочее | 1015680190145 | 11,54 5-7 7,73 2,16 1,65 |
| **Транспорт/хранение:**фугутивная эмиссияпродувки и выпускипневматикапродувки компрессоровпрочее | 32751893524393320145 | 37,21 51-60 21,51 5,95 4,46 3,64 1,65 |
| **Распределение**утечки газопроводов Кип и автоматикасчетчики газапрочее | 2150116577016055 | 24,43 25-29 13,24 8,75 1,82  0,62 |
| Всего | 8800 | 100,00 100,00 |

Анализ имеющихся данных позволяет сделать следующие выводы.

1. Полная оценка воздействия от использования природного газа включает показатели эмиссии парниковых газов, прежде всего углекислого газа - основного продукта сжигания газа и непосредственно метана.

2. Для повышения достоверности и сопоставимости выполняемых замеров по утечкам и эмиссии метана на объектах газовой промышленности в качестве первоочередной задачи выявляется разработка соответствующих методических указаний, однозначно регламентирующих необходимые исследования.

3. Оценка суммарной метановой эмиссии на объектах газовой промышленности и внедрения мероприятий по снижению потерь газа требует организации системных исследований, обеспечения предприятий РАО “Газпром” отсутствующими средствами поиска и измерения утечек метана.

 **Уровни канцерогенного бенз(а)пирена в районах размещения предприятий отрасли.**

Одним из важных показателей экологической ситуации является уровень загрязнения объектов окружающей Среды соединениями группы полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), в частности бенз(а)пиреном (БП), вследствие его высокой канцерогенной и генотоксичной активности.

Несмотря на включение БП в перечень веществ, подлежащих контролю в рамках системы мониторинга окружающей среды и установление санитарных нормативов, данные о загрязнении этим соединением природных сред на предприятиях отрасли немногочисленны.

Основная цель работы состояла в комплексном исследовании уровней канцерогенного БП в природных средах в районах расположения предприятий отрасли. Для этого проводилось;

исследования загрязнения объектов окружающей Среды (атмосферный воздух, вода, почва, растительность, снеговой покров);

изучение динамики сезонных колебаний;

сравнительный анализ БП в окружающей среде по предприятиям отрасли.

Объектами исследования являлись предприятия, относящиеся к разным подотраслям газовой промышленности - бурению, переработке и подземному хранению газа и располагались в различных природно-климатических зонах (п-ов Ямал, Оренбургская и Московская обл.)

Источниками образования ПАУ (БП) на рассматриваемых объектах являются факельные установки, котельные, печи дожига, газоперекачивающие агрегаты и другое оборудование. Кроме собственных источников отрасли дополнительную эмиссию БП могли создавать автотранспортные и промышленные предприятия, находящиеся в непосредственной близости от изучаемого объекта.

Выбор участков для отбора проб был основан на использовании возможности подфакельных наблюдений, учитывающих воздействие всей суммы факторов, влияющих на формирование уровня БП. Количественное определение БП проводили по квазилинейчатым спектрам люминесценции ПАУ. Используемые методики позволяют определять БП на уровне предельно допустимых концентраций (ПДК) и ниже.

Результаты определения содержания БП в окружающей среде Бованенковского газоконденсатного месторождения, рассматриваемого как фоновый объект:

в пробах атмосферного воздуха наблюдается колебание концентраций в обозначенных точках отбора; повышенные уровни БП могли быть связаны с рассеиванием выхлопных газов вертолетов;

пробы почвы и растительности обследованных участков свидетельствуют об отсутствии значительного загрязнения данных объектов окружающей среды (не превышают ПДК);

в пробах воды поверхностных водоемов (р. се-Яха, озера для забора питьевой воды, вода, заполнившая кратер загашенного факела) уровни БП колебались от 1,4 до 28 нг/л; из них примерно в 50% проб концентрация БП превышала ПДК.

В общем количестве проб средние концентрации БП в приземном слое атмосферного воздуха всех пунктов отбора превышали допустимые нормативы в 3-16 раз, однако в летний период наблюдалось некоторое снижение уровней БП по условным зонам.

Результаты атмосферных измерений позволят в определенной степени ранжировать зоны по уровням загрязненности БП: наиболее высокий в промзоне (сфере преимущественного влияния предприятия) с тенденцией к снижению концентраций к санитарно-защитной и жилой зонам по среднегодовым значениям БП: 8,3; 7,5 и 5,2 нг/м соответственно.

Результаты обследования уровня БП в почве, показали, что средние значения концентраций не превышают установленных ПДК.

Средние уровни БП в растительности обследованной территории ОГПЗ составляли величину близкую, но не выходящую за пределы фонового значения БП для зеленой массы растений (10мкг/кг).

По результатам исследований водных образцов из поверхностных водоемов получено большее или меньшее превышения ПДК (от 1,4 до 20 раз). Вода этих водоемов в пределах обследованных территорий в питьевых целях не используются, однако с помощью водного фактора происходит распространение канцерогена, влияющее на его уровень в общем бассейне.

Содержание БП в пробах снегового покрова составляет наибольшую величину в промзоне с последующим уменьшением к санитарно- защитной и жилой зонам.

На предприятии по подземному хранению газа-МСПХГ- уровни БП в окружающей среде исследовались в сравнительном аспекте: в период закачки газа и нейтральный период.

Сравнительный анализ содержания БП в пробах атмосферного воздуха промзоны дает представление об одинаково невысоком уровне в оба периода обследования: 4,8 1,0 нг/м - в период закачки газа, 3,8 1,0 нг/м - в нейтральный период. в контрольном пункте, на расстоянии 2 км от МСПХГ концентрация БП не превышала ПДК.

Наиболее высокие уровни БП в почве обнаруживались на промплощадке (значения БП составили от 1 до 8,5 ПДК). Источником этого загрязнения могут быть нефтепродукты, смазочные масла и транспорт. Однако из всех исследованных образцов почвы в 70% показания были в пределах ПДК; в образцах почвы МСПХГнаблюдалась тенденция к снижению БП в летнем сезоне. Результаты определения БП в почве в большинстве случаев показали последовательное снижение концентраций канцерогена по мере удаления от изучаемого источника.

В пробах растительности превышение фонового уровня БП обнаружено только в одной пробе. Концентрации составили 5,7;7,8;6,0 и5,0 мкг/кг при соответствующем расстоянии от источника 50,10,200 300м.

Содержание БП в водных пробах МСПХГ (ручей, протекающий по территории хранилища) во все периоды обследования превышало ПДК для воды пресноводных водоемов в 3-4 раза. Однако сложно ответить, является ли это следствием влияния объекта или сформировано диффузионным загрязнением другими, находящихся рядом источниками.

Сложность оценки влияния предприятий Газпрома на природные Среды определяется прежде всего им, что ряд из них располагается в промышленно развитых районах.

Из полученных данных следует, что заметное негативное влияние обследуемых предприятий на природные Среды отсутствует, однако необходим постоянный контроль за состоянием геосфер по загрязнению ПАУ (БП) в районах крупных газохимических комплексов.

**Некоторые сведения о эколого-технической безопасности эксплуатации машин и оборудования в нефтегазовой промышленности.**

 **Мобильная лаборатория поиска утечек метана на нефтегазовых** **объектах.**

Возрастающая роль природного газа в энергетике и экономике многих стран еще более обостряет всегда приоритетную для РАО “Газпром” проблему энергоснабжения и снижения потерь газа. Переход предприятий к политике более интенсивного снижения потерь и расхода природного газа был положен утвержденной “Программой работ по снижению потерь и расходов природного газа при его добыче, транспортировке и хранении на 1996-2000 годы и на период до 2005 года”, целевой установкой которой является 30%-е снижение суммарных потерь газа.

Внутренний подъем потребления газа предприятиями Общества за 1990-1997 гг. составил около 8% от объема его добычи. Этот показатель включает данные по расходам газа в качестве топлива для газоперекачивающих установок, для отопления, восстановления сорбентов в установках осушки газа и нагрева газа на ПХГ и ГРС.

Основными факторами относительно высокого уровня расходов природного газа на собственные нужды предприятиями газовой промышленности в России остаются:

-большая протяженность и энерговооруженность газотранспортной системы;

-относительно высокая доля газовых турбин (82%) в общей удельной мощности установок по перекачке газа;

-относительно низкая средняя эффективность турбинных установок по перекачке газа (26,4%).

Одновременно потери природного газа ежегодно составляют 1,2-1,5% от общей добычи его. В этот показатель включены балансовые данные о потерях транспортируемого газа, которые обусловлены прежде всего утечками из-за низкой герметизации газопроводов, выбросами при включении и остановках газовых насосных турбин, при аварийных и планомерных ремонтах, а также техническом обслуживании линейной части и на компрессной станциях. Таким образом, Газпром опережает все зарубежные газотранспортные компании как по абсолютным, так и по удельным энергозатратам и потерям газа.

Расчетные данные и экспертные оценки суммарной эмиссии метана от российских нефтегазовых объектов различных авторов весьма противоречивы и нередко имеют конъюнктурный характер [1,2].

В тоже время работа нефтегазовых предприятий в рыночных условиях с учетом актуальных экологических требований предъявляет новые, более жесткие требования к оперативности обнаружения источников утечек природного газа (метана) и достоверности оценки их уровня для современного принятия действенных мер по их устранению. Этим требованиям в полной мере отвечают прямые инструментальные методы обнаружения утечек и количественного определения потерь метана, возникающих при эксплуатации объектов нефтегазовых предприятий. Однако имеющиеся в настоящее время на предприятиях газоанализаторы предназначены, как правило, для обеспечения газовой безопасности и не могут отвечать в должной мере требованиям системного технического надзора за герметичностью трубопроводов и технологического оборудования. Оснащение подразделений технического обслуживания нефтегазовых предприятий современным контрольно- измерительным оборудованием позволяет организовать системный учет и количественный контроль эффективности мероприятий по снижению потерь природного газа.

Алгоритм методики поиска и устранения утечек с учетом зарубежного опыта организации подобных работ успешно опробирован на газотранспортных объектах РАО “Газпром” и может служить основой для разработки соответствующей инструкции для другого документа, регламентирующего унифицированную процедуру выполнения предприятиями системного контроля и осуществление мероприятий по снижению потерь газа. В этой связи весьма актуальными остаются вопросы о выборе комплекса технических средств измерения, номенклатура которых в значительной степени зависит от типа утечки, источника, ее интенсивности и методики обработки полученных данных. Результаты анализа мирового рынка измерительных средств и имеющегося опыта проведения этих работ позволяют рекомендовать наиболее эффективные методы и минимально необходимый состав средств поиска и измерение эмиссий метана из различного типа источников в нефтегазовом секторе.

**Примерный состав необходимых средств поиска и измерения утечек метана из различных источников.**

|  |  |
| --- | --- |
| Источники эмиссии метана | Рекомендуемые методы |
|  | поиска утечек | локализация источника | измерения уровня |
| Фугитивные выбросы (утечки) | 1.Дистанционные - лазерный локатор утечек, оборудование, используемое при методах акустической или тепловой эмиссии 2. Объезды ПУМ-пламенно-ионизационные газоанализаторы с отбором пробы при движении лаборатории | Скрининг предполагаемого места утечки-газоанализаторы термокаталитического типа с высокой чувствительностью в сочетании со специализирован-ным пробоотборным устройством | Метод контрольных скважин-оборудование для бурения скважин глубиной до 0,7 м, пробоотборные зонды, насос для откачки пробы с возможностью регулирования ее объемного расхода от 0 до 25 м3/ч, газоанализаторы с высоким разрешением |
| Фугитивные выбросы (утечки) из арматуры и других наземных источников | Те же | Скрининг негерметичного объекта-газоанализаторы термокаталитического типа с высокой чувствительностью или мыльный раствор | Метод ПОУ2-газоанализаторы с высоким разрешением в сочетании с пробоотборником метода ПОУ |
| Технологические выбросы | Не требуются | Не требуются | Расчетными методами по техническим параметрам; в некоторых случаях возможно использование метода ПОУ |
| Выбросы при сгорании углеводов | Не требуются | Не требуются | Измерение объемной концентрации углеводородов в выхлопных газах-газоанализаторы метана, работающие с высокотемператур-ными пробами |

Для решения поставленных задач наземного мониторинга и экологических аудитов было предложено использовать комплекс разнообразных, адекватно отвечающих конкретным условиям исследования измерительных и других технических средств, располагаемых в металлическом кузове автомобиля повышенной проходимости, специально оборудованным для выполнения необходимых изменений в полевых условиях.

Техническая комплектация мобильной лаборатории поиска утечек метана (ПУМ) в настоящее время разработана на стадии технических требований. В рамках программы Международного проекта по гранту Глобального экологического фонда запланировано использование первых опытных образцов лаборатории ПУМ для исследований на объектах РАО “Газпром”.

Мобильная лаборатория ПУМ оснащается средствами сбора, хранения и первичной обработки получаемых данных инструментальных измерений, а также средствами дистанционной передачи информации. В составе измерительного комплекса выделяются прежде всего анализаторы метана двух типов, предназначенные для использования их при решении различных задач.

В случае необходимости получения прецизионных данных о концентрациях метана в атмосферном воздухе, например при выявлении аномальных зон, свидетельствующих о существовании реального источника утечки природного газа, необходимо будет использовать высокочувствительные анализаторы метана. В наибольшей степени таким требованиям удовлетворяют газоанализаторы с интегрированным племенно-оинизационного типа детекторами, обеспечивающими чувствительность, равную 0,1 ppm. Наиболее перспективны анализаторы такого типа, способные проводить измерения в двух диапазонах: от 0 до 100 ppm с разрешением 0,1 ppm и от 0 до 20 000 ppm с разрешением 1,0 ppm. Минимальный порог обнаружения присутствия метана в атмосферном воздухе указанными анализаторами- на уровне 0,5ppm.

Непременным требованием к измерительным средствам из состава лаборатории ПУМ остается продолжительный период их работы в автономном режиме - не менее 12 ч.

Для определения более высокой концентрации метана, например в пределах промплощадки или в непосредственной близости от источников утечки природного газа, в наибольшей степени применимы анализаторы с детекторами термокаталитичекого типа, обеспечивающих широкий диапазон измерения (объемная доля по метану- от 0 до 100%), а также удовлетворительную погрешность - в пределах 3%. Низкая селективность этого типа анализаторов в данном случае не отражается на достоверности получаемых величин, поскольку в указанных местах контроля воздуха концентрация метана заметно превышает содержание других углеводородных газов.

Особое место в составе измерительного комплекса мобильной лаборатории ПУМ занимает система устройств и приборов для прямого и количественного определения скорости (объемного расхода) газовых выбросов, включая Фугитивные утечки из обнаруженных поисковыми методами источников. Именно с помощью устройств типа ПОУ, ротаметров и цифрового термоанемометра исследователи получают достаточно достоверные данные, позволяющие вычислять эмиссионный фактор для того или иного негерметичного элемента оборудования, которые, в свою очередь, необходимы в оценке суммарных потерь, эмиссий метана от объекта или предприятия в целом.

Наконец, для измерений высокотемпературных выбросов метана, в частности с продуктами неполного сгорания газа при использовании его в качестве топлива, в состав измерительного комплекса включены переносные многокомпонентные газоанализаторы с соответствующими пробоотборниками и зондами.

Включаемые в состав мобильной лаборатории ПУМ приборы должны быть пригодны для работы по взрывоопасной зоне, иметь независимость показаний от климатических условий (температура, давление, влажность, ветер и др.) и электромагнитного воздействия. Приборы должны быть ремонтнопригодными изделиями, с длительным сроком их службы (до пяти лет) и обеспечены для калибровки приборов поверочными газовыми смесями, а также расходными и запасными частями в необходимом объеме на срок не менее двух лет. Практическое использование мобильных лаборатория ПУМ потребует оформление лицензии, а также обязательной сертификации оборудования на соответствие требованиям ГОСТа на методы и средства измерения (допускается использование аналогичных требований ISO, DIN, ASTM). Лаборатории ПУМ должны быть зарегистрированы в государственном реестре средств измерения и допущены к применению на территории России органами стандартизации РФ.

 **Технические средства обеспечения экологической и технической безопасности МНГС.**

Универсальным критерием безопасности является ресурс работы конструкции объекта. Инструментом получения оперативной информации, автоматизированной ее обработки и выдачи прогнозов о возможных аварийных ситуациях служит автоматизированная система контроля технического состояния элементов конструкции и внешних воздействий (АСК). Анализ отечественной и зарубежной информации по проектированию и эксплуатации МНГС диктует необходимость использования как минимум трех критериев при обосновании создании АСК [6-8].

1. Обеспечение безопасности МНГС за счет:

* своевременного аварийного предупреждения;
* прогнозирования аварийных состояний;
* прогнозирования технического состояния и остаточного ресурса.

2. Предупреждение экологических катастроф.

3. Сбор информации для;

* совершенствования методики расчета конструкции МНГС;
* уточнения нормативной документации;
* исследования последствий реального воздействия комплекса факторов окружающей среды;
* исследования природно-климатических условий региона добычи.
* Экономический эффект от применения разрабатываемой системы достигается за счет:
* экономии материальных затрат на ликвидацию последствий аварий;
* экономии материальных затрат на ликвидацию последствий экологических катастроф;
* увеличение добычи нефти;
* увеличение времени безаварийной работы элементов конструкции платформ за счет своевременного проведения ремонтно-профилактических работ;
* снижения материальных затрат и сроков создания последующих МНГС за счет разработки нормативной базы для их проектирования.

Современный уровень диагностической и измерительной техники не позволяет полностью (на 100%) автоматизировать измерения необходимых для прогнозирования безопасности параметров. Это обстоятельство определяет состав системы контроля: автоматизированная часть; неавтоматизированная (мануальная) часть.

В автоматическом режиме контролируются практически все природно-климатические факторы, воздействующие на МНГС, а также напряженно-деформированное состояние конструкции сооружения (постоянный контроль). В ручном режиме периодически по регламенту контролируются все прочностные характеристики конструкций с последующим вводом результатов диагностики и контроля в базу данных АСК, с использованием при автоматизированном прогнозировании безопасности и остаточного ресурса.

Подсистема периодического контроля характеризуется как комплекс технико-технологических мероприятий по определению технического состояния элементов конструкции и реализуется в виде периодического контроля параметров, контролируемых вручную средствами дефектоскопии (с привлечением водолазных средств). Периодичность контроля определяется регламентом, включающим комплекс диагностических и планово-профилактических мероприятий, позволяющих снизить до минимума вероятность возникновения отказов в процессе эксплуатации.

АСК должна обеспечить контроль состояния конструкции платформы и предупреждение о возможных аварийных ситуациях. Достижение этой цели может быть гарантированно при выполнении основных функций с точки зрения классического подхода [3,4]:

* получение информации с помощью системы датчиков, определяющих все параметры, влияющие на безопасность платформы (автоматически ввод);
* получение информации обслуживающим персоналом по параметрам, не имеющим датчиков для автоматического ввода АСК;
* передача информации по линиям связи от датчиков до приемников;
* прием информации и ее обработка в соответствии с принятыми алгоритмами (в том числе, выработка прогнозов возможных аварий);
* предоставление результатов обработки информации оператору по инициативе оператора или в соответствии с установленным регламентом;
* архивирование текущей информации;
* документирование;

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы.

1. Огромные затраты на ликвидацию прямых последствий аварий МНГС (в их числе - экологический ущерб окружающей среде), а также большие косвенные материальные потери диктуют необходимость оснащения МНГС автоматизированной системой контроля, предупреждающей об авариях.

2. Затраты на АСК многократно окупаются при предотвращении хотя бы одной аварии. Помимо этого, АСК окупается в течении 2,5 лет за счет увеличения добычи нефти путем рационального проведения планово-предупредительных работ на основе результатов измерений АСК, позволяющих увеличить время работы технологического оборудования (время добычи нефти).

3. Информацию, получаемую АСК в процессе эксплуатации ЛСП, можно также рассматривать как результат полномасштабных натурных экспериментов, позволяющих сберечь средства на указанные эксперименты и существенно снизить стоимость создания МНГС путем уточнения (на основе указанной информации) нормативной базы при их проектировании.

4. В связи с изложенным можно определить следующие направления исследований при создании АСК для МНГС:

* определение оптимального количества контролируемых параметров окружающей Среды;
* разработка конструкций первичных датчиков измерения;
* создание системы вторичной (регистрирующей аппаратуры);
* разработка методики обработки регистрируемых параметров.

Результаты исследования этих задач позволят обеспечить надежный контроль за безопасной эксплуатацией морских нефтегазопромысловых сооружений, исключить возможные экологические катастрофы и уточнить отдельные положения действующих нормативных документов по проектированию морских нефтегазопромысловых ледостойких сооружений.

 **Безопасность эксплуатации морских нефтегазовых сооружений** **в условиях Арктики.**

Многие машины и конструкции следует рассматривать как источники повышенной опасности для людей и окружающей среды, что является неизбежным побочным результатом научно-технического прогресса. Неуклонное увеличение скоростей на транспорте, повышение энерговооруженности в промышленности, создание уникальных по размерам и мощности комплексов для производства электрической энергии, добычи и транспортировки нефти и газа по-новому ставят проблему обеспечения безопасности.

Проблема особенно остро стоит для объектов, эксплуатация которых запланирована вплоть до достижения ими предельных состояний. Если интенсивность отказов сведена до минимума, а система их раннего обнаружения и предупреждения в совокупности с системой технического обслуживания делает единичные отказы малозначимыми событиями, то на первый план выходит проблема обеспечения безопасности эксплуатации технического объекта.

Требования безопасности состоят в том, что отказы, связанные с угрозой здоровью и жизни людей, опасностью для окружающей Среды, а также с серьезными экономическим и моральным ущербом, были либо исключены, либо обладали в течение всего установленного срока службы весьма малой вероятностью появления.

Аварии могут быть вызваны различными причинами, однако все они лежат за пределами расчетного уровня нагрузок, нормативных условий технического обслуживания и т.д. Аварии могут быть связаны как с исключительными воздействиями (ударные нагрузки, ураганы, пожары), так и с неблагоприятным сочетанием обычных нагрузок с весьма малой вероятностью появления. Исходной причиной аварий могут служить крупные ошибки, допущенные при проектировании, расчете, изготовлении, монтаже, эксплуатации и техническом обслуживании, а также сочетания этих ошибок с неблагоприятными внешними условиями, не зависящими от технического персонала.

Освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа можно отнести к наиболее опасным областям человеческой деятельности. По усредненным данным, приведенным в [1], число несчастных случаев со смертельным исходом, приходящиеся на 1000 человеко-лет, в разных

отраслях составляет:

|  |  |
| --- | --- |
| Морской транспорт | 2,1 |
| Горная промышленность | 0,9-1,4 |
| Строительство | 0,3 |
| Перерабатывающаяпромышленность | 0,15 |
| Морская нефтегазодобыча | 3,1-4,1 |

Аварии морских нефтегазодобывающих гидротехнических сооружений (МНГС) при морской нефтегазодобыча сопровождаются как правило, экологическими бедствиями и катастрофами, характеризующимися различными воздействиями на гидросферу, почву (грунт), растительность, животный мир, воздушную среду. Кроме того, нельзя не учитывать воздействие аварий МНГС и в социальной сфере.

Общий принцип проектирования технических объектов повышенной опасности состоит в том, чтобы исключить возникновение ситуаций, представляющих опасность для людей и окружающей Среды, либо уменьшить риск наступления таких ситуаций до значений, сопоставимых с приемлемыми значениями индивидуального естественного риска. Расчеты на безопасность по отношению к аварийным ситуациям следует проводить с учетом нагрузок при нормальной эксплуатации объекта, а также с учетом повреждений, которые накапливаются в объекте по мере приближения его к предельному состоянию.

Особую роль в обеспечении безопасности МНГС играет живучесть конструкции. С точки зрения безопасности конструктивную схему следует выбирать так, чтобы ее основная (несущая) конструкция и наиболее ответственные элементы сохраняли целостность во время и непосредственно после аварии. Конструкция должна выдерживать эксплуатационные нагрузки при наличии повреждений или разрушений части элементов, т.е. должна обладать достаточной живучестью. Нарушение этого требования делает конструкцию уязвимой и может стать источником возникновения аварийной ситуации.

Важная роль в обеспечении безопасности МНГС принадлежит системе прогнозирования индивидуального остаточного ресурса, которая позволяет непрерывно следить за техническим состоянием каждого конкретного элемента конструкции, действующим на него нагрузкам и выдавать рекомендации о дальнейшей эксплуатации объекта.

Причины, по которым могут произойти аварии МНГС, можно условно разделить на следующие группы [2-4]:

**Техногенные:**

* ошибки при проектировании;
* ошибки изготовления и монтажа блоков МНГС;
* повреждения при транспортировке блоков и строительстве МНГС;
* повреждения от навала судна на МНГС;
* повреждения от аварий технологического оборудования;
* взрывы на МНГС или вблизи них;
* ошибки персонала при эксплуатации.

**Природно-климатические**:

* размыв дна;
* осадка платформы;
* осадка сооружения с окружающим грунтом;
* разжижение грунта;
* сейсмические нагрузки (удары);
* давление ледовых полей;
* удар айсберга или стамухи.
* Прочностные (техническое состояние конструкций):
* трещины (малоцикловые, хрупкие, надрыв и т. д.);
* напряженно-деформированное состояние;
* утончение элементов (коррозия, истирание и т.д.);
* потери формы элементов (от удара, коррозии и т.д.);
* накопление повреждений.

**Сочетание указанных причин (в настоящий момент не исследовано).**

* Возможны следующие виды аварий МНГС[5]:
* скольжение по грунту;
* скольжение вместе с грунтом;
* опрокидывание;
* разрушение опор;
* погружение;
* осадка, наклон.

При авариях повреждаются трубопроводы и устья скважин, обусловливая разливы нефти (или выброс газа), что определяет степень экологического бедствия. Действие на МНГС каждой из указанной причин аварий по отдельности и в совокупности учитывается при расчете универсального критерия безопасности - ресурса конструкции МНГС, что позволяет до минимума снизить возможность возникновения аварии. Чем детальнее и полнее учтены все факторы при расчете ресурса, тем ниже вероятность возникновения аварий.

На стадии проектирования, когда объект еще не создан, его расчет, в том числе оценку ресурса, производят на основании нормативных документов, которые, в свою очередь, основаны (явно или неявно) на статистических данных о материалах, воздействиях и условиях эксплуатации аналогичных объектов. Таким образом, прогнозирования ресурса на стадии проектирования должно быть основано на вероятностных моделях. Назначенный ресурс задают определенным числом, соответствующим некоторой вероятности, с которой он должен быть реализован в проектируемом объекте. Обычно используют понятие *гамма - процентного ресурса- значение ресурса*, обеспеченное с заданной вероятностью Y. Часто употребляют также понятие *среднего ресурса и среднего срока службы*. На стадии проектирования эти понятия означают математические ожидания соответственно ресурса и срока службы [1,2,5].

Применительно к эксплуатируемым объектам понятие ресурса также можно толковать по-разному. Основным понятием здесь является *индивидуальный остаточный ресурс* - продолжительность эксплуатации от данного момента времени до достижения предельного состояния. В условиях эксплуатации межремонтные периоды назначают индивидуально, исходя из технического состояния. Анологично вводят индивидуальные сроки для других профилактических мероприятий.

Ресурс в значительной степени зависит от нагрузок, действующих на элементы машины или конструкции. Правильный выбор материалов и корректный расчет - основные источники повышения ресурса без значительного удорожания конструкции. Поскольку прогнозирование ресурса включает установление зависимости его от всех внешних и внутренних факторов, разработку методов прогнозирования следует рассматривать как одну из неотделимых частей общей проблемы ресурса.

Особое место занимает прогнозирование ресурса на стадии эксплуатации. В отличии от стадии проектирования, когда прогнозу подлежит ресурс генеральной совокупности еще не созданных технических объектов, прогнозирование на стадии эксплуатации выполняют для конкретных существующих объектов. При этом оценке подлежат *остаточный ресурс и остаточный срок службы*. Прогнозирование индивидуального ресурса включает целый комплекс задач: оценку текущего технического состояния на ближайшее будущее и выдачу на основе этого прогноза рекомендаций об оптимальном остаточном сроке эксплуатации. Если доступной информации не достаточно для вынесения решений о прекращении эксплуатации, то необходимо назначить обоснованный срок очередного диагностирования объекта.

Вместе с тем в задачу прогнозирования входит оценка вероятности наступления различных отказов с целью их предупреждения.

Еще одна задача индивидуального прогнозирования - оценка риска по отношению к опасным аварийным ситуациям, установление предельно допустимых остаточных сроков эксплуатации при наличии возрастающего риска и выдача рекомендаций о мерах повышения безопасности.

Задача прогнозирования ресурса, кроме собственно оценки ожидаемых распределений фактического ресурса и изучения факторов, влияющих на эти распределения, включает в себя также традиционный расчет на эксплуатационную надежность [1]. Поэтому проверка объекта в целом и его отдельных блоков на безотказность также входит в задачу прогнозирования ресурса. Особое место занимает расчет на безопасность по отношению к редко встречающимся интенсивным воздействиям или их сочетаниям. В процессе выработки ресурса общее сопротивление объекта интенсивным воздействиям снижается (из-за изнашивания, коррозии, роста устойчивых трещин и т.д.). Таким образом, расчет на безопасность и прогнозирование ресурса - тесно связанные задачи.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ.**

Может быть, когда мы получим дипломы, станем полноценными специалистами, мы вспомним дисциплину “Экология” и этот свой доклад. Мы будем вспоминать его с благодарностью и надеждой на то, что всё услышанное здесь за это недолгое время поможет нам в дальнейшем, на производстве, вести правильную экологическую политику, направленную на укрепление нашей отрасли, улучшение экологической обстановки в регионе и по стране в целом, предотвращение потерь невосполнимых биоресурсов и загрязнению окружающей среды.