

Петр Михайлович Хомяков

Влияние глобального потепления на газовую отрасль

4.1. Уточнение и постановка задачи. Ключевые проблемы работы отрасли на территории Западной Сибири, обусловленные спецификой природных условий

4.1.1. Вводные замечания

Из 47,8 трлн. м³ разведанных запасов газа в России 36,9 трлн. м³ или 77% сосредоточено в Западной Сибири [Стратегия развития газовой промышленности России/ под ред. Р.И. Вяхирева и А.А. Макарова/ М.: Энергоатомиздат, 1997 - 343 с.]. Причем подавляющее большинство газовых месторождений Западной Сибири находится на территории ее северных районов в зоне распространения вечной мерзлоты. Это так называемые «северные районы Тюменской области» или сокращенно СРТО.

Поэтому при исследовании проблем функционирования и развития газовой отрасли имеются в виду в первую очередь вопросы работы объектов газовой промышленности на севере Западной Сибири в СРТО. В связи с этим вполне оправдано то внимание, которое оказывается изучению проблемы влияния изменения прежде всего мерзлотных условий на функционирование и развитие газовой отрасли. Более того, апеллируя к той роли, которую занимает газовая отрасль в нашей стране, зачастую именно возможное изменение мерзлотных условий вследствие глобального потепления климата и их гипотетическое негативное влияние на добычу и транспортировку газа выдвигается как одна из основных угроз для экономики России, которая определяется этим потеплением [Оценки экологических и социально-экономических последствий изменения климата/Доклад Рабочей группы II МГИЭК/ Санкт-Петербург: Гидрометеиздат, 1992 - 250 с., Оценки экологических и социально-экономических последствий изменения климата/ Дополнение к докладу Рабочей группы II МГИЭК/ Санкт-Петербург: Гидрометеиздат, 1993 - 127 с.]

Вместе с тем, как было показано выше, в главе 2, из общих соображений о влиянии деградации мерзлоты на функционирование хозяйства в соответствующих районах отнюдь не следует однозначный вывод о катастрофичности этого процесса для добычи и транспортировки газа. Поэтому назрел вопрос о детальном изучении данной проблемы.

При этом, как уже отмечалось выше, в главе 2, решение этой задачи стало возможным только теперь, когда, в частности в рамках работ по проблемам глобального потепления, разработаны соответствующие методики комплексного геоэкологического прогноза, приемлемые для использования на практике.

Как показало предварительное исследование проблемы, о результатах которого будет сказано ниже, основные вопросы, которые надо в первую очередь изучить в рамках задачи оценки влияния глобального потепления на функционирования газовой отрасли, сводятся к следующим:

1) Влияние деградации мерзлоты на транспортировку газа. Это объясняется тем, что газопроводы являются протяженными объектами. И они в гораздо большей степени подвержены влияниям природной среды, чем относительно компактные места добычи газа. Кроме того, обслуживание коммуникаций требует постоянной готовности ремонтных служб к работе в разных местах в отдалении от баз, что осложняет в первую очередь эксплуатацию газопроводов.

При этом проблема обслуживания газопроводов подразделяется на две основные задачи - а) обслуживание переходов через реки и крупные линейные эрозионные формы и б) проблема обслуживания линейных участков газопроводов. Эти задачи требуют отдельного рассмотрения ибо имеет место различная специфика соответствующих проблем, а влияние природных факторов на работу газопроводов по разному проявляются в рассматриваемых ситуациях.

2) Влияние изменений мерзлотных условий и вообще природной среды на возможности освоения новых месторождений газа.

3) Отдельным вопросом можно считать возможное обобщение выводов о влиянии глобального потепления на функционирование газовой промышленности на работу всей нефтегазовую отрасли на территории Западной Сибири.

Характеризуя систему газопроводов в исследуемом регионе следует отметить, что на территории Тюменской области проложены следующие системы магистральных газопроводов: Уренгой-Новопсков, Ямбург-Центр, Перегребное- Пунга-Ухта, СРТО-Торжок, СРТО-Нечерноземье. Газопроводы проложены, в основном, в одном техническом коридоре, наибольшие отклонения трасс от этого коридора не превышают 15 км.

В географическом отношении трассы газопроводов на участке от месторождений газа до Уральского хребта расположены в границах 63-67⁰ северной широты и 65-74⁰ восточной долготы.

В административном отношении трассы газопроводов расположены на территории Надымского, Пуровского, Приурального районов Ямало-Ненецкого автономного округа и Белоярского, Березовского, Октябрьского районов Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Трассы газопроводов проходят по Западно-Сибирской равнине. До широты компрессорной станции "Надымская" трасса пересекает тундру и лесотундру с прерывистым распространением многолетнемерзлых пород. Далее она проходит по территории северной тайги.

Протяженность трасс газопроводов на территории Тюменской области значительна. Так, например, длина трассы СРТО-Торжок равна 1006 км, а длина трассы СРТО-Нечерноземье – 1150 км.

4.1.2. Опасные природные явления на территории севера Западной Сибири, влияющие на функционирование газовой промышленности

Природные явления, влияющие на переходы газопроводов через реки. Территория прохождения газопроводов расчленена значительным числом малых, средних и крупных водотоков, логов, оврагов, подверженных боковой и донной эрозии. Эти процессы значительно усиливаются вследствие следующих

факторов: нарушения естественного состояния грунтов при строительстве, подпруживания паводкового стока инженерными сооружениями (насыпи автодорог), расположением подводных или балочных переходов в излучинах. В результате происходит размыв русла и оголение береговых участков дюкеров или подмыв опорных частей оснований балочных переходов. Отступление размываемых берегов вызывает расширение подрусловых таликов, которое способствует "сходу" опор трубопроводов с пойм в русло.

Прокладка трубопроводов вблизи берегов озер влечет за собой нарушение равновесного состояния прибрежных грунтов. Воздействие озерного волнения (абразия) на грунты с разрушенной структурой усиливается, что вызывает рост аварийных ситуаций.

Основными особенностями тундровых рек являются их повышенная извилистость и, аномально широкие поймы, являющиеся следствием крайне интенсивной их боковой эрозии.

Поймы, долины и придолинные части междуречий лесотундровых и северотаежных рек заняты преимущественно лесами, существенно регулирующими поверхностный и внутрипочвенный сток, а также характер прохождения половодий и паводков на реках. Помимо этого, корневые системы деревьев и подлеска обуславливают относительно высокую противозерозионную устойчивость пойменных почвогрунтов. Все это вместе взятое существенно ограничивает боковую эрозию лесотундровых рек в естественных условиях.

В зоне тундры поймы заняты преимущественно тундровыми растительными сообществами, способными противостоять поверхностному смыву, но обладающими низкой противозерозионной способностью по отношению к речному потоку. Более того, моховые и лишайниковые покровы имеют очень низкую регулируемую способность по отношению к поверхностному и внутрипочвенному стокам (коэффициент стока в этих условиях достигает 0,7-0,8), что обуславливает резкие подъемы и спады половодий и паводков на тундровых реках, "залповый" характер их развития и прохождения.

Извилистость рек связана с регрессивной аккумуляцией наносов, что сопровождается подъемом уровня воды в реке, расширением русла и усилением боковой эрозии.

Развитие русел идет различными темпами в периоды с повышенной и пониженной водностью рек. Во влажные периоды наблюдаются усиление глубинной эрозии, вынос наносов вниз по течению, сужение и спрямление русел. В сухие, наоборот, идет заполнение русел наносами, расширение русел, обострение боковой эрозии, усиление меандрирования рек. Удовлетворительный прогноз руслоформирования невозможен без прогноза влажных и сухих климатических циклов в предстоящие 30 и более лет (расчетный период эксплуатации трубопроводных систем).

Другим фактором, влияющим на интенсивность боковой эрозии и развитие меандр, является поступление наносов с бортов долин. Интенсивность этого процесса только косвенно связана с водностью рек, и в значительной степени определяется в условиях тундры и северной тайги солифлюкцией. При потеплении (даже кратковременном), и связанной с этим деградации мерзлоты, солифлюкция усиливается, долины оказываются перегруженными рыхлым материалом, а интенсивность боковой эрозии растет. Возможно именно с этим,

а не с изменением водности рек связан рост боковой эрозии в относительно сухие (и теплые) периоды.

Впрочем, с изменением мерзлотных условий связано еще одно обстоятельство. Рост глубины сезонно-талого слоя, а тем более деградация мерзлоты при прочих равных ведет к увеличению фильтрации осадков в глубину. Эта процесс может иметь различную интенсивность, но его тенденции однозначны. Как следствие интенсификации фильтрации осадков вглубь возрастает доля грунтового стока за счет доли поверхностного стока. Это ведет в свою очередь к падению потенциала глубинной эрозии, зависящего в основном от поверхностного стока [Хомяков П.М. и др. Моделирование ..., МГУ, 2000] и росту аккумуляции рыхлого материала в долинах, а значит к усилению боковой эрозии и расширению пояса меандр.

Таким образом гипотеза о роли существенного изменения водности рек для объяснения периодов интенсификации боковой эрозии при потеплении и с этой точки зрения не представляется основной. В данном процессе ведущую роль могут играть изменения мерзлотных условий, что будет более подробно проанализировано и проиллюстрировано нами ниже.

Как правило, трассы газопроводов привязаны к автодорожным магистралям, а поэтому переходы газопроводов через реки находятся вблизи мостовых переходов. Мостовые переходы стесняют паводковый поток и приводят к сильному изменению режима затопления поймы и направления движения вод по пойме и в русле. Особенно резко сказывается влияние дорожных переходов на меандрирующих реках. Пологие излучины, смещающиеся вниз по течению, у переходов останавливаются. При этом у них резко увеличивается скорость бокового перемещения, в результате пологие вначале меандры приобретают омеговидную запрокинутую или сжатую форму.

При выходе сжатого речного потока из отверстия моста, ниже последнего образуются растекающиеся косоструйные течения, которые усиливают размыв берегов русла. Это приводит к деформациям русел, величины которых превышают значения прогнозных деформаций, определяемых в проектах переходов подводных газопроводов.

Боковая эрозия в районах подводных переходов развивается ускоренно по сравнению с деградацией многолетнемерзлых пород (ММП) в зоне теплового влияния газопровода. Отрицательную роль сыграли принятые конструктивные решения, в частности, устройство вертикальных колен, уложенных близ бровок высоких, размываемой в естественных условиях пойм. Тепловыделение от них сформировало глубокие, уходящие ниже русла реки, талики. В этой зоне возможны во время половодий не только интенсивная боковая эрозия, но и оползни (оплывания) грунта.

Определенную роль в обострении процессов переформирования русел рек сыграло рытье траншей в русле при прокладке дюкеров, а также земляные работы по заглублению береговых участков дюкеров в пойму.

При проведении строительных работ происходит разрушение структуры отмостки на дне русла, что приводит к понижению отметок дна на участке переходов превышающим значение размыва, определенное проектом.

Возможны несколько проблематичных вариантов защиты дюкеров от размыва речным потоком:

- заглубление дюкеров на недосягаемую для боковой и донной эрозий величину;

- проведение берегоукрепительных работ;
- формирование динамически устойчивых русел гидромеханизированным способом;
- спрямление русел.

Заглубление (переукладка) дюкеров позволит обеспечить бесперебойное функционирование перехода в течение 30 лет после окончания реконструкции [1]. Однако вследствие высокой стоимости переукладки этот способ защиты будет использован в очень редких случаях.

Возводить и ремонтировать берегоукрепительные сооружения – задача сложная и бесперспективная. На это указывают результаты обследования таких сооружений [1]. Так, например, отремонтированные берегоукрепительные сооружения на р. Хадуттэ, находившиеся в 1995 г. в удовлетворительном состоянии, к 1997 г. уже имели значительные повреждения. И это при том, что половодье и ледоходы этих лет не отличались особой силой.

Формирование динамически устойчивых русел гидромеханизированным способом [2] является достаточно перспективным способом, что показали результаты обследований состояния переходов подводных газопроводов через р. Обь на трассе Ямбург-Центр. (Метод был защищен патентом № 2108464).

Перспективным мероприятием по стабилизации русловых процессов может оказаться спрямление русел посредством выполнения прохода в шейке меандра, так как рано или поздно это спрямление русла может произойти естественным образом за ряд лет с аномально высокими половодьями.

Подводные переходы в условиях тундр предусматривают заглубление трубопроводов под дно русла ниже линии прогнозируемого размыва. При этом трубы, особенно большого диаметра, становятся своеобразными плотинами на пути подрусловых инфильтрационных водных потоков, существенно трансформируя их скорость и направление. Из гидротехники известно, что фильтрующаяся в подрусловом потоке вода оказывает существенное воздействие на подошву перегораживающих русла реки плотин. Это воздействие направлено снизу вверх и получило название противодействия. Оно уменьшает собственный вес сооружений (дюкеров), что приводит к выталкиванию трубопроводов. В условиях криолитозоны процесс выталкивания трубопроводов подрусловыми водными потоками может оказаться гораздо более значительным, чем в южных регионах. Дело в том, что формирующиеся в подрусловом аллювии водные потоки в условиях подрусловых таликов ограничены снизу и сдавливаются с боков многолетнемерзлыми водонепроницаемыми породами, что делает их весьма активно взаимодействующими с помещенными на их пути трубами.

На участках трасс трубопроводов, подвергшихся естественному или техногенному обводнению, газопроводы всплывают. Под руслами водотоков пески обводнены гораздо сильнее, что делает их максимально агрессивными по отношению к трубопроводам. Всплытие газопроводов по вышеуказанной причине наблюдалось на р. Ень-Яха [3]. Аварийная ситуация на переходе была устранена путем реконструкции участка перехода в русле и пойменной части реки с заменой железобетонных утяжелителей на чугунные.

Природные процессы, влияющие на линейную часть газопроводов. На линейную часть газопроводов в пределах рассматриваемой территории в первую очередь влияют криогенные процессы:

- деградация вечномерзлых грунтов основания и полосы, прилегающей к газопроводу;
- осадка грунтов в результате теплового воздействия трубы при транспорте газа с положительной температурой;
- выпучивание газопровода в результате пропуска по нему газа с отрицательной температурой;
- термоэрозионный размыв грунтов и солифлюкционное оползание их на склонах;
- термокарст в полосе, нарушенной при строительстве и непосредственно под газопроводом.

Помимо этих специфических мерзлотных процессов и явлений по трассам газопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах, отмечаются:

- всплытие трубы газопроводов на пониженных и обводненных участках;
- размыв материала засыпки траншей и насыпей;
- ветровой раздув насыпей, сложенных песчаным материалом.

Оттаивание многолетнемерзлых грунтов под газопроводом может быть подразделено на сезонное и многолетнее. Сезонному оттаиванию подвержены грунты основания газопровода в том случае, если транспортируется газ с положительной температурой летом и отрицательной среднегодовой температурой. При этом происходит полное восстановление мерзлых грунтов под трубой за счет низких зимних температур. Такому оттаиванию, например, были подвержены грунты на I-й очереди газопроводов Медвежье-Надым и Надым-Пунга в момент эксплуатации их в режиме бескомпрессорной перекачки. Глубина оттаивания под трубой здесь в 1972-73 гг. колебалась от 0,7-0,9 м до 2,1 м и этот объем грунта полностью промерзал за зимний период. На газопроводе Уренгой-Надым после первого года эксплуатации протаивание грунтов составило 1,8 м в начале газопровода и 0,1 м на 120-м км.

На участках с положительным балансом тепла сезонное оттаивание переходит в многолетнее. Так, например, в результате работы Надымской компрессорной станции глубина оттаивания мерзлого грунта за период с сентября 1976 г. по август 1977 г. увеличилась с 2,9 м до 4,5 м. Наблюдения показывают, что глубина сезонного протаивания увеличивается на обводненных участках на 20-25%.

В результате оттаивания вечномерзлых грунтов происходит их осадка. При сезонном оттаивании осадка стабилизируется в зимнее время, а на пучинистых грунтах сменяется выпучиванием. Деформации трубопровода зависят от осадки грунта, причем труба изгибается практически параллельно границе оттаивания. Нередко осадка грунта приводит к возникновению значительных дополнительных напряжений в трубе, что особенно характерно для участков перехода трассы газопровода с вечномерзлых грунтов на талые. Особенно отрицательно сказывается оттаивание вечномерзлых грунтов в основаниях крановых узлов.

Процесс, обратный оттаиванию грунтов – промерзание, также отрицательно влияет на работу линейной части газопроводов из-за сопутствующего ему пучения.

Грунты деятельного слоя, подвергающиеся в течение длительного периода времени промерзанию-оттаиванию, как правило, мелкодисперсные и, следовательно, пучинистые. В зимнее время (когда в основном и ведется

строительство) эти грунты содержат большое количество льда (до 60% и больше).

При обратной засыпке газопровода таким грунтом содержание воды в твердой фазе становится еще выше в результате добавки в грунт снега. При весеннем оттаивании засыпка траншеи, выполненная таким образом, полностью выносится паводковыми водами, и газопровод остается в траншее практически незашемленным. Траншея газопровода в этом случае служит водоводом.

Рассматривая систему "трубопровод – многолетнемерзлые грунты", образованную различными способами прокладки можно заключить следующее:

- участки газопроводов, уложенные подземно и полузаглубленно, на суглинистых, супесчаных грунтах и торфах с засыпкой их вечномерзлым грунтом, как правило, обнажены в результате размыва грунта засыпки;

- насыпи, с уложенными в них газопроводами, как правило, не имеют положенного слоя грунта (0,8-1,0 м) над верхней образующей, как в результате их недостаточного объема, так и последующего размыва, оползания и ветровой эрозии.

Результатом всех вышеперечисленных факторов являются аварии на линейных частях газопроводов, что можно охарактеризовать следующим образом. Согласно данным, опубликованным в работе [6], интенсивность отказов в 1995 г. – 0,21 случая на 1 тыс.км; в 1996 г. – 0,23 случая, что соответствует 30 случаям разрушения, причем средние потери газа от одного отказа составили около 4 млн. м³. В таблице 4.1 помещены сведения об авариях на линейной части магистральных газопроводов Тюменской области, характеризующихся значительным материальным ущербом за период 1981-1990 гг.

Таблица 4.1

Аварии на линейной части магистральных газопроводов Тюменской области за период 1981-1990 гг. (по данным Газнадзора СССР)

Наименование газопровода	Пикет, км трассы	Дата аварии	Потеряно газа, млн. м ³
1	2	3	4
Пунга – Ухта - Грязовец	738,4	26.03.81	10,27
Надым – Пунга	557	21.05.83	30,00
Уренгой – Центр	521,8	15.07.85	21,57
Ямбург – Елец	2	12.04.87	21,00

Продолжение табл. 3

1	2	3	4
Уренгой – Ужгород	614	22.05.87	3,30
Уренгой – Челябинск	174,3	20.11.87	20,1
Уренгой – Петровск (пойма р. Обь)	741	27.05.88	2,3
Уренгой – Центр	1055	25.10.89	17,0

4.1.3. Влияние изменений климата на функционирование газовой промышленности. Имеющийся опыт оценок.

На функционирование газопроводов влияют как инженерно-технические, так и природные факторы. При исследованиях возможного усиления роли природного фактора в процессе потепления климата будет целесообразной попытка выделить, насколько это вообще методологически возможно, роль этого фактора на основе имеющегося опыта. Это представляется в первом приближении возможным, ибо за время эксплуатации газопроводов на территории севера Западной Сибири сменилось несколько относительно теплых и холодных периодов.

Анализ чередования маловодных и многоводных периодов на севере Западной Сибири за период 1930-1990 гг. свидетельствует о существовании в регионе четко выраженных 5-летних циклов. Первая половина каждого десятилетия была повышено влажной, вторая – относительно сухой. Исключение составлял период 1950-1960 гг. Более того, вторая его половина отличалась аномально высоким увлажнением. Это был переход от теплого 25-летнего периода (1930-1955 гг.) к холодному 25-летнему периоду (1955-1980 гг.). В настоящее время идет очередной теплый период, который должен закончиться примерно к 2005 г. Однако, обращаясь к опыту последнего десятилетия следует быть осторожным. Очередной цикл потепления усиливается в данном случае отчетливо выраженной линейной тенденцией к потеплению. Широко известным фактом является то, что в период с 1990 по 1999 год имели место 7 из 10 самых теплых лет за все время метеонаблюдений. Поэтому и окончание теплого периода скорее всего смениться не очередным похолоданием, а стабилизацией климата на новом уровне.

Таким образом в период с 1990 по 2000 год все соответствующие процессы, обусловленные потеплением были гораздо резче выражены, чем это бывало раньше и их анализ еще не завершен.

Несколько забегаая вперед и говоря о перспективах, следует отметить, что помимо всего прочего весьма возможно, что по аналогии с 1950-1960 гг. десятилетие 2000-2010 гг. окажется многоводным периодом (рост стока для рек Сибири прогнозируется многими моделями, о чем подробнее будет сказано ниже в главе 8). Этот период будет очень сложным и опасным для эксплуатации подводных переходов, тем более, что к тому времени "возраст" рассматриваемых участков газопроводов станет большим.

И тем не менее есть все данные для сравнение аварийности в относительно холодный период 1955-1980 годов и отрезка теплого периода 1984-1990 годов. При этом, однако, следует учесть процесс «старения» газопроводов за эти годы и при анализе попытаться «снять» влияние данного фактора.

Согласно данным РАО "Газпром" и АК "Транснефть" рост числа дефектных ниток связан с увеличением срока эксплуатации трубопроводов. Удельный вес аварий достигает 85% для трубопроводов со сроком службы более 15-20 лет. Структура возрастного состава действующих подводных переходов газопроводов следующая: до 10 лет – 15%; 10-20 лет – 25%; 20-30 лет – 25%; 30-40 лет – 25%; более 40 лет – 7%.

Из анализа структуры возрастного состава следует, что срок службы 75% подводных переходов превышает 15 лет. В связи с этим в ближайшие годы

следует ожидать резкого увеличения числа отказов, вызванных в первую очередь износом трубопроводов.

В значительной степени подтверждает общий вывод о преобладании инженерно-технических причин аварий на газопроводах данные анализа аварий газопроводов на переходах через реки в период эксплуатации магистральной сети с 1971 по 1990 гг., проведенной в работе [4]. Согласно этой работе причины отказов следующие: наружная коррозия труб – 22,5%; заводские дефекты труб – 17,5%; брак строительного-монтажных работ – 15%; брак сварочных работ – 12,5%; разрыв труб при их провисании в руслах рек – 12,5%; внутренняя коррозия – 7,5%; нарушение правил эксплуатации – 10%; прочие причины – 2,5%.

Как видно из приведенных данных вклад отказов вследствие провисания (а это обусловлено именно геодинамическими природными факторами) относительно невелик. Однако оценку в 12,5 % можно увеличить, ибо в действительности именно этот вид отказов служит первопричиной последующих механических повреждений изоляции и стенок труб, а также способствует развитию дефектов на оголенных участках трубопроводов.

К этому же выводу пришел в своей работе С.И.Левин [5], который, обобщив материалы Госгазинспекции, получил, что из 39 случаев аварий на переходах газопроводов с 1965 по 1970 гг. на русловые участки (где геодинамические процессы особенно интенсивные) приходится 23 (59%).

Таким образом вышеприведенные данные позволяют в достаточно широких диапазонах оценить вклад природного фактора в создание проблем для эксплуатации газопроводов (на примере анализа работы их переходных участков). Эти оценки колеблются от 12% до 60% вклада роли природных явлений в возникновение аварий.

Для уточнения этих оценок полезно рассмотреть данные о средней интенсивности отказов на подводных переходах за последние 20 лет. По данным института Гипротрубопровод она составляет 1-1,5 отказа в год на 1000 переходов газопроводов. При этом в эти данные не включены сведения об отказах на переходах через малые водотоки.

Вместе с тем, количество отказов за определенный период времени может существенно превосходить приведенные выше средние значения. Так, количество отказов, на подводных переходах магистральных нефтепроводов в период 1984-1989 гг., следуя данным работы [3] составило 2,7 отказа на 1000 переходов. Объяснение увеличению отказов в указанный период можно найти, если обратиться к климатическим изменениям, произошедшим в Западной Сибири. Именно в эти годы наблюдался переход от холодного 25-летнего периода (1955-1980 гг.) к теплему, сопровождающийся интенсивной циклонической деятельностью.

Таким образом интенсивность отказов в относительно более теплый период возросла примерно в 1,8 - 2,0 раза. Но ведь и сами газопроводы «постарели» за это время в среднем не менее, чем на 10 лет.

В итоге на основе приведенных данных и экспертных оценок представляется все же, что пока вклад собственно природной составляющей был причиной не более 50% от всех аварий. Что, впрочем не исключает увеличения его роли в случае роста интенсивности изменений природной среды региона.

Эти выводы мы сделали в основном на основе анализа функционирования переходных участков газопроводов. Это объясняется тем, что большая часть аварий (не менее 2/3) происходит именно на переходах и поэтому данная проблема лучше изучена. Вместе с тем общие тенденции в оценках доли влияния природных изменений на функционирование газопроводов на переходных и линейных участках приблизительно совпадают [3,6].

4.1.4. Формулировка задачи для геоэкологических исследований с целью оценки влияния глобального потепления на функционирование газовой промышленности.

Исходя из вышеизложенного представляется целесообразным следующее уточнение задачи для геоэкологических прогнозов с целью оценки влияния глобального потепления на функционирование газовой отрасли на севере Западной Сибири.

1) Необходимо охарактеризовать экологические, инженерно-геологические и мерзлотные условия с учетом их реальной региональной специфики на всей территории севера Западной Сибири, разбив эту территорию на ряд геоэкологических регионов (иными словами провести комплексное физико-географическое и геокриологическое районирование).

Для всех регионов где находятся интересующие нас объекты (промыслы, газопроводы), как ныне действующие, так и в местах предполагаемого освоения необходимо:

2) Спрогнозировать динамику изменения мерзлотных условий. При этом следует добиться численных оценок динамики важнейших характеристик мерзлотных условий, непосредственно влияющих на функционирование любых хозяйственных объектов [Хомяков П.М. и др. Моделирование динамики геоэкосистем регионального уровня, М.: Из-во МГУ, 2000 - 381 с.], а именно глубины сезонно-талого слоя (СТС) и доли площади, занятой сливающейся мерзлотой по всем основным типам местности в каждом рассматриваемом регионе.

3) Спрогнозировать основные черты морфодинамики гидросети. В частности оценить развитие процессов глубинной эрозии (что выражается в изменении глубины эрозионного вреза долинной сети по региону) и боковой эрозии (что выражается в изменениях ширины пойм и пояса меандр). Отметим, что для общих оценок достаточно будет проведения данных исследований не по каждой отдельной реке (или тем более мелкому водотоку), в масштабах каждого природно-экологического региона на уровне тенденций, реализующихся в той или иной мере на всех водных объектах конкретных регионов.

4) Спрогнозировать динамику изменения заозеренности и заболоченности.

Комментируя задачи 1)-3) следует сделать следующие замечания.

1) Строго говоря было бы полезно спрогнозировать динамику стока. Однако при наличии возможности непосредственного прогноза динамики развития эрозионных процессов это не столь важно, ибо непосредственной первопричиной аварий является эрозия как таковая. В то же время, несколько забежав вперед (глава 8) заметим, что достоверно прогнозируемые изменения

стока рек Сибири сводятся лишь к констатации некоторого увеличения стока, оцениваемого тем не менее в пределах точности моделирования.

Тем более возрастает неопределенность этих прогнозов, если учесть достаточную приблизительность прогнозов осадков, о чем говорилось в главе 2. Вместе с тем, на интенсивность морфодинамических процессов в долинной сети однозначно и вполне предсказуемо влияют изменения мерзлотных условий. И масштаб этих влияний таков, что намного перекрывает возможные эффекты от неучтенных результатов изменения стока (порядка $\pm 5\%$).

2) При оценках изменений морфодинамики долин и геокриологических условий очень важен именно комплексный геоэкологический подход. Ибо на многие абиотические процессы существеннейшее влияние оказывает биота. В частности выше было отмечено влияние залесенности пойм на возможное развитие эрозионных процессов. Не меньшее влияние оказывают характеристики залесенности, например, на интенсивность склоновых процессов и т.д. и т.п.

3) Поставленные задачи необходимо решить, исходя из необходимости исследования довольно широкого диапазона допущений о климатических изменениях в процессе реализации глобального потепления на данной территории. При этом желательно оценить (хотя бы на уровне тенденций) те направления природных изменений, которые реализуются при достаточно широких допущениях.

При этом в качестве базового сценария потепления целесообразно принять сценарий оптимума голоцена, как наиболее вероятный (о чем уже говорилось выше в главе 2 и будет еще упомянуто ниже в главе 6). Вместе с тем необходимо изучить влияние нескольких вариантов глобального потепления, и оценить насколько могут отличаться тенденции изменения природной среды от сценария реализации оптимума голоцена.

В случае, если при глубине прогноза в 40-50 лет эти различия не носят качественного характера, и прогнозируемые направления природных изменений реализуются при достаточно широких допущениях, за основу для дальнейшей интерпретации принимаются последствия реализации сценария оптимума голоцена. Соответственно далее все прогнозные графики, если это не оговаривается отдельно, характеризуют динамику соответствующих характеристик для климатического сценария оптимума голоцена.

Решить все поставленные задачи с учетом сделанных замечаний можно только ориентируясь на использование количественных методов комплексного геоэкологического прогноза, каковой и является уже неоднократно упоминаемая выше система АСРЭП.

4.2. Общая характеристика геоэкологических и геокриологических условий севера Западной Сибири и прогноз их изменений в результате глобального потепления

Исследование общей экологической и инженерно-геологической обстановки на севере Западной Сибири несомненно является весьма объемной задачей, требующей полевых изысканий, привлечения аэрокосмических методов и т.п. дорогостоящих долговременных и масштабных исследований.

Очевидно, что в рамках наших работ подобные исследования невозможно проводить самостоятельно. Поэтому конкретно задача состоит в том, чтобы найти, инвентаризовать и представить в удобной для дальнейших прогнозных исследований форме уже имеющиеся многочисленные данные по изучаемому вопросу.

Такие данные были собраны на данном этапе исследований с помощью сотрудников кафедры мерзлотоведения Географического факультета МГУ. Работы сводились к решению следующих задач:

1. Территория севера Западной Сибири была отрайонирована в масштабе 1 : 2 500 000. В процессе комплексного геоэкологического, инженерно-геологического и геокриологического районирования учитывались ландшафтные, геоморфологические, гидрогеологические, и мерзлотные условия.
2. Для каждого выделенного района по всем типам местности (например, водоразделам, болотам, склонам различной экспозиции и т.п.) составлялись описания почв, растительности, морфологии гидросети, гидрогеологии, давались характеристики сезонно-талого слоя, глубина кровли и подошвы залежеобразующих льдов, объемной макрольдистости и общее описание специфики залежеобразующих льдов.
3. Все упомянутые в пункте 2 характеристики оценивались количественно и заносились в базу данных, состыкованную с системой комплексного геоэкологического прогноза в единый программно-вычислительный комплекс.
4. В процессе заполнения базы данных проводились методические вычислительные эксперименты с целью уточнения различных характеристик и проверки их на непротиворечивость.

В итоге территория севера Западной Сибири была разделена на 78 относительно однородных ландшафтно-экологических регионов. Карта районирования представлена на рисунке 4.1. В качестве иллюстрации степени детальности описания основных черт этих регионов ниже приводятся данные по п-ову Ямал.

Таблица 4. 2. Характеристики мерзлотных условий п-ова Ямал (номера районов соответствуют их нумерации в базе данных)

№№ рай-онов	Глубина СТС/СМС (Верхняя строка – СТС, нижняя строка – СМС), м	Площадь сливающихся ММП, (верхняя строка - дренированные междуречья, нижняя строка - болота), %	Общая характеристика криогенного строения
-------------	---	--	---

					Криогенные текстуры, в т.ч. лед-цемент	ПЖЛ	ПЛ	Ядра БП
	Минеральные грунты на водоразделах		торф					
	сугли- нки	пески						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
701	0.4- 0.6 Нет	0.8-1 Нет	0.2- 0.4 Нет	100 100	Сингенетические: слоисто-сетчатые до глубины 10-20 м	Синген.	Инъекц.- сегрегац.	Инъекц.
702	0.4- 0.6 Нет	0.8- 1.0 Нет	0.2- 0.4 Нет	100 100	Сингенетические: слоистые, сетчатые до глубины 10-20 м	Синген.	Нет	Инъекц.
703	0.8- 1.0 Нет	1.0- 1.2 Нет	0.3- 0.5 Нет	100 100	Син- и эпигенетические: слоистые, сетчатые	Синген., Эпиген.	Инъекц.- сегрегац.	Редко
704	0.8- 1.0 Нет	1.0- 2.0 Нет	0.2- 0.4 Нет	100 100	Сингенетические: слоистые, сетчатые	Синген.	Редко	Инъекц.
705	0.6- 0.8 нет	0.8- 1.0 Нет	0.4- 0.6 Нет	100 100	Синген. Запад, эпиген.-восток, слоистые, сетчатые	Синген.	Инъекц.- сегрегац	Инъекц.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
706	0.6- 1.0 Нет	1.0- 1.2 Нет	0.4- 0.6 Нет	100 100	Син- и эпигенетически е: слоистые, сетчатые, массивные	Синген	Инъекц.- сегрегац . Погребен. н.	Инъекц .	0.4-1.2 10-50
727	0.6- 0.8 Нет	1.2- 1.4 Нет	0.4- 0.6 Нет	100 100	Син-и эпигенетически е: слоистые, сетчатые, массивные	Синген	Инъекц.- сегрегац	Редко	0.4-1.4 10-50
707	0.8- 1.0 Нет	1.5- 2.0 Нет	0.6- 0.8 Нет	100 100	Эпи- и сингенетически е: слоистые, массивные	Эпиген	Редко	Инъекц .	0.6-2.0 10-40
714	0.6- 1.0 Нет	1.3- 1.5 Нет	0.6- 0.8 Нет	95 100	Эпи- и сингенетически е: массивные, слоистые	Эпиген	Нет	Инъекц .	0.6-1.5 10-40

**Принятые в таблице и дальнейшем тексте описания
аббревиатуры:**

СТС - сезоннотальный слой

СМС - сезонномерзлый слой

ПЖЛ - полигонально-жильный лед

ПЛ - пластовый лед

БП - бугры пучения

ММП - многолетнемерзлые породы

Инъекц. – инъекционные (текстуры или льды бугров пучения)

Сегрегац. – сегрегационные (текстуры или льды бугров пучения)

Синген. – сингенетические (ММП)

Эпиген. – эпигенетические (ММП)

Погребен. – погребенные (пластовые льды)

Миграц. – миграционные (текстуры)

Миграц.-инъекц. – миграционно-инъекционные (текстуры)

Атаксит. – атакситовые (текстуры)

Далее дается схематизированная характеристика геокриологических условий п-ова Ямал по районам, представленным в таблице.

701. Север и северо-запад Ямала. Район располагается в северной тундре с преобладанием арктической моховой растительности. Рельеф плоский и пологоволнистый. Максимальное распространение имеет казанцевская морская равнина с абсолютными высотами более 50 м, которая в

направлении береговой линии сменяется более молодыми, вплоть до лайды, уровнями. Возраст рельефа определяет мощность ММП. Она максимальна в пределах древней казанцевской равнины (200-300 м), а на лайдах — не более 50 м. В долинах мощность ММП составляет 50-150 м. Среднегодовая температура пород слабо зависит от изменения ландшафтной ситуации и равна $-7 - -9$ °С, и только с продвижением на юг в долинах она повышается до $-3 - -6$ °С.

В криолитологическом отношении наиболее типичным является распространение сильнольдистых суглинков со слоистыми и сетчатыми текстурами. Детальнее: верхняя часть разреза (10-20 м) промерзала сингенетически и характеризуется равномерным распределением по разрезу массивного и текстурообразующего льда. Объемная льдистость зависит от состава пород: пески – 40-50%, оторфованные грунты – 80-85%. Достаточно широко распространены пластовые льды мощностью 15-20 м. Термокарст на севере преимущественно позднеголоценовый, южнее – и современный. Его формы – это озера, хасыреи, а в сочетании с термоэрозией – полигонально-сетчатая дренажная сеть. На склонах речных долин и оврагов развивается быстрая солифлюкция, образующая языки, оплывины, оползни; на склонах положительных форм рельефа отмечается медленная солифлюкция, формирующая покровы, террасы, валы.

- 702.** Северо-восточная оконечность п-ова Ямал. Район располагается в северной тундре с преобладанием арктической моховой растительности. Рельеф пологоволнистый. Максимально распространена казанцевская морская равнина с абсолютной высотой более 50 м. Вдоль побережья широко развита лайда. Мощность ММП 200-300 м, лишь в долинах и на лайде она сокращается до 50-150 м. Температура мерзлых пород повсеместно составляет $-7 - -9$ °С.

На междуречьях преобладают сингенетически промерзшие песчаные и супесчаные породы с массивной и базальной текстурами, льдистость которых равна 25-40% (пески) и 45-55 % (супеси). Пылеватые и оторфованные пески в долинах и понижениях характеризуются льдистостью 55-65%.

Наиболее распространенным криогенным процессом является морозобойное растрескивание, формирующее полигонально-жильный рельеф ледяными жилами. Их мощность зависит от возраста: древние плейстоценовые – 7-10 м, современные – 1,5-2,5 м. На поймах, низких террасах, лайдах, в пределах болотных ландшафтов встречаются миграционные бугры пучения и булгунняхи.

- 703.** Центрально-Ямальский северный район располагается в подзонах северной и типичной (средней) тундры на высокой (50-95 м) пологохолмистой морской салехардской равнине, занятой мохово-лишайниковой и кустарниковой (ерниковой) ивняковой растительностью. Температура ММП $-7 - -9$ °С. мощность ММП 300-400 м, в соответствии с продолжительным периодом промерзания с конца среднего плейстоцена. Широко распространены эпигенетические ММП, в разрезе которых на различных глубинах присутствуют инъекционные и сегрегационные пластовые льды мощностью от 5 до 18-20 м. Встречаются эпигенетические ПЖЛ а в заболоченных депрессиях – современные сингенетические ПЖЛ.

Господствуют суглинки со слоистой и сетчатой текстурой, сильнольдистые.

Морозобойное растрескивание наблюдается повсеместно. В заболоченных ландшафтах оно формирует валиковый и безваликовый полигонально-жильный рельеф. На юге широко развиты провально-котловинные термокарстовые формы по вытаявшим пластовым льдам. Возможно, образование крупных озер связано с этим процессом. Активно развивается термоэрозия, сильно расчленяющая поверхность промоинами, врезами, оврагами. Склоны повсеместно подвержены солифлюкции быстрой и медленной, формирующей языки, оплывины, оползни, покровы, террасы, валы.

- 704** Восточно-Ямальский район располагается в подзонах северной и типичной (средней), а на юге и южной тундры. Рельеф представлен закономерно снижается с запада на восток от высоких и древних уровней к более низким и молодым. Максимально распространены верхнеплейстоценовые III и II лагунно-морские террасы, поверхность которых плоская, заозеренная. Растительность моховая, мохово-ивняковая, пушицево-кочкарная тундра.

Сплошное развитие ММП нарушается сквозными таликами под крупными озерами и в нижнем течении крупных рек; выше по течению талики несквозные. Температура пород -5 - -9 °С, мощность их 200-300 м.

Преобладающий тип ММП – сингенетически промерзшие песчаные толщи с массивными и слоистыми текстурами, сильнольдистые (45-60 %). Мощность этой пачки порядка 10 м. В пределах современной лагунно-морской террасы отмечаются уникальные для Западной Сибири мощные сингенетические ПЖЛ (12-16 м) с макрольдистостью 20-30%. В долинах и водораздельных депрессиях широко развиты торфяники и оторфованные супесчано-суглинистые отложения общей мощностью 3-5 м, в которых развивается полигонально-жильный рельеф с ледяными жилами высотой 3-4 м.

Наиболее распространенными криогенными процессами являются морозобойное растрескивание, формирующее полигональный и блочный рельеф, а также термокарст, древний и современный и термоэрозия, сформировавшие широкий спектр форм: озера, хасыреи, полигонально-сетчатый и полигонально-ложбинный рельеф. В пределах заозеренных равнин образуются булгунняхы.

- 705** Район располагается на северо-западе Ямала в бассейне р.Мордыаха в типичной (средней) тундре. На высоких водоразделах господствует кустарниковая ерниково-ивняковая моховая растительность, на плоских заозеренных междуречьях – пушицево-моховые кочкарниковые тундры. В прибрежной части и на востоке преобладают возвышенный пологохолмистый рельеф салехардской и казанцевской морских равнин, на юго-востоке – сниженная, плоская, заозеренная, прибрежно-морская терраса.

Сплошные ММП прорваны таликами под руслами крупных рек и озер. Температура ММП разнообразна: минимальна на почти бесснежных вершинах холмов, (-6 - -8 °С), в кустарниковых и заболоченных тундрах, где мощность снега порядка 0,7 м - -1 - -3 °С; в долинах - -3 - -5 °С. Мощность ММП на междуречьях 200-300 м, в долинах – 50-150 м.

Западная часть сложена сингенетическими ММП в верхних 5-15 м разреза; на востоке – преобладают эпигенетические ММП. Сингенетические ММП представлены разнообразными по составу и генезису породами, но преобладают сильнольдистые пески с массивными и тонкослоистыми текстурами. В озерно-болотных отложениях наблюдаются сингенетические ПЖЛ с мощностью 10-12 м с макрольдистостью до 20%. В песках – ледовогрунтовые жилы с макрольдистостью 5-7%. Эпигенетические ММП разнообразны по составу, их льдистость до глубины 5-12 м равна 35-45%. В них на глубине 5-6 м вскрываются пластовые льды мощностью 3-6 м.

Повсеместно развивается морозобойное растрескивание, образующее валиковый, а на морских и надпойменных террасах безваликовый полигонально-жильный рельеф. На северо-западе озера и хасыреи в депрессиях и на сниженных уровнях рельефа занимают 30-40% их площади; они образовались при вытаивании пластовых льдов, сильно льдистых сингенетических отложений с ПЖЛ. Вдоль морских берегов активно развивается термоабразия, особенно в местах обнажения пластовых льдов, где средняя скорость отступления берега равна 7-7,5 м в год. На поймах наблюдаются сезонные бугры пучения.

706 Район примыкает к Байдарацкой губе и располагается в пределах типичной (средней) и южной тундр с господством кустарниковой ерниково-ивняковой и мохово-лишайниковой растительностью. В рельефе выделяются следующие уровни рельефа: казанцевская морская равнина (50-60 м), в направлении побережья она сменяется III и II морскими террасами (примерно половина площади региона); затем следуют I морская или аллювиальные террасы, лайда и пойма. Состав приповерхностных отложений (до глубины, примерно, 10 м) пестрый – пески, супеси, суглинки, торф.

Сплошные ММП прорваны таликами под руслами крупных озер и рек. Диапазон изменения температур велик: типичные температуры на высоких междуречьях $-5 - -7$ °С; в долинах, понижениях, озерно-болотных котловинах с высоким кустарником и мощным снежным покровом $-2 - -3$ °С. мощность ММП зависит от возраста рельефа: на казанцевской равнине – до 300 м, на морских террасах 150-250 м, в долинах 50-150 м, в их устьях и на лайдах – до 50 м.

В верхней части разреза (до 10 м) преобладают сингенетические ММП с высокой льдистостью, среди которых наиболее распространены сильно льдистые (30-45%) пески с массивными и тонкослоистыми текстурами.

ПЖЛ в казанцевских отложениях достигают высоты 8-9 м, на пойме и лайде – от 1 до 3,5 м. Пластовые льды представлены внутригрунтовыми и погребенными типами. Их мощность от 5 м (внутригрунтовые) до 2-2,5 м (погребенные припайные). Обнажения ПЛ наблюдаются по долинам рр. Юрибей, Еркутаяха, Байдарата и по берегам Байдарацкой губы.

Морозобойное растрескивание развито повсеместно, формируя выпукло полигональный и блочный полигонально-жильный рельеф с ПЖЛ. Широко развит современный и, особенно, древний термокарст. Вторичное промерзание хасыреев сопровождается пучением с образованием гидролоккалитов высотой более 10 м. На высоких

междуречьях развивается солифлюкция; на морском побережье, на севере – термоабразия; термоэрозия расчленяет рельеф промоинами, врезами, оврагами. На востоке, где на поверхность выходят пески, в результате дефляции формируются обширные раздувы, а мощность эоловых толжений достигает 1-3 м.

727 Район располагается на левобережье р. Мордыяха в типичной (средней) тундре с кустарниковой ерниково-ивняковой пушицево-моховой растительностью на плоской, заболоченной II морской террасе.

ММП имеют сплошное распространение; температура ММП $-5 - -7$ °С, в закустаренных и заснеженных ландшафтах низин, подножий склонов $-2 - -4$ °С. Мощность ММП от 300-350 м (возвышенные междуречья) до 200-250 м (сниженные междуречья). В верхней части разреза преобладают сильнольдистые (45-55%) песчаные отложения с массивной и тонкослоистой текстурами. Сингенетические ПЖЛ достигают высоты 8-9 м; встречаются инъекционно-сегрегационные ПЛ.

Повсеместно морозобойное растрескивание, которое образует полигональный и блочный рельеф с ПЖЛ. По пескам активна дефляция. На склонах холмов, гряд, эрозионных форм быстрая и медленная солифлюкция формирует языки, оплывины, оползни, покровы, террасы, валы.

707 Район располагается на юге п-ова Ямал в южной тундре с кустарниковой ивняково-ерниковой и мохово-лишайниковой растительностью. Широко развиты две морские равнины – салехардская пологохолмистая (90-95 м) и казанцевская плоская, заболоченная и заозеренная на 20% поверхности (60-65 м)

ММП сплошного распространения характеризуются температурой $-5 - -7$ °С, а вдоль Байдарацкой Губы $-4 - -6$ °С. мощность ММП подчиняется «высотной поясности» – на салехардской равнине 300-350 м, на казанцевской равнине 200-300 м. Под крупными озерами сквозные талики.

В разрезе преобладают эпигенетические ММП, лишь верхние горизонты (4-6 м) промерзали сингенетически. В соответствии с песчаным составом приповерхностных отложений чаще всего наблюдаются массивные текстуры, а в суглинках – слоистые. Льдистость пород вверху велика – в песках 30-40%, в суглинках 40-55%.

Морозобойное растрескивание сформировало широко распространенные на казанцевской равнине плоскобугристые торфяники с ЛЖ. Склоны холмов, гряд, долин осложнены разнообразными формами медленной и быстрой солифлюкции. По пластовым и сегрегационным льдам сформировались термокарстовые формы – озера, хасыреи, а при участии термоэрозии – промоины, овраги. В озерно-болотных ландшафтах образуются булгуньяхи. Обилие песков способствует дефляции.

714 Район расположен на юге п-ова Ямал в пределах кустарничковой и ивняково-ерниково-й мохово-лишайниковой тундры; на речных террасах появляются березняки. Рельеф представлен тремя лагунно-морскими террасами и лайдой, на юге аллювиальной террасой. Поверхность террас плоская, слабоволнистая, заболоченная.

ММП сплошного распространения характеризуются температурой $-3 - -5$ °С, а на заснеженных участках $-1 - -3$ °С. мощность ММП 150-250 м.

В разрезе преобладают эпигенетические ММП, лишь верхние горизонты (3-5 м) промерзали сингенетически. В соответствии с преобладанием в верхней части разреза песков, чаще всего наблюдаются массивная и тонкослоистая текстуры, льдистость 20-45%; в суглинках со слоистыми текстурами 50-65%. За счет ЛЖ и ледяных ядер инъекционных БП макрольдистость равна 5%.

Среди криогенных процессов широко развиты термокарст и термоэрозия, сформировавшие озера, хасыреи, овраги, промоины. Болота заняты плоскобугристыми торфяниками с ЛЖ. В хасыреях образуются булгуньяхи. Обилие песков способствует дефляции.

Далее по всем таким образом выделенным регионам делались комплексные прогнозы динамики изменения геоэкологических условий (включая мерзлотные условия, структуру земельного фонда, морфодинамику долинной сети и т.п.)

Результаты прогнозов, на примере наиболее важных характеристик для наиболее важных регионов приведены на рисунках 4.2 - 4.10.

4.3. Проблемы транспортировки газа и их возможное обострение в связи с изменениями природной среды вследствие глобального потепления

4.3.1. Участки переходов газопроводов через реки

Как было сказано выше, одной из главных угроз для безаварийного функционирования участков перехода газопроводов через реки является боковая эрозия. Ее интенсивность помимо всего прочего, зависит от гидрологического режима и в наибольшей степени она проявляется на реках со свободным меандрированием. В таблице 4.3. указаны большие реки, пересекаемые системой газопроводов с указанием типа руслового процесса (ТРО) на участке перехода.

Таблица 4.3.

№ № п/п	Река	Т.Р.П.	Число ниток
1	2	3	4
1.	Надым	Осередковый	27
2.	Казым	Св. Меандр.	33
3.	Лонг – Юган	Св. Меандр.	13
4.	Пр. Хетта	- " -	17
5.	Ныда	Осередковый	10
6.	Амня	Св. Меандр.	19
7.	Сарум	Св. Меандр.	5
8.	Лозьва	Побочневой	14
9.	Б. Ярудей	Св. Меандр.	3
10.	Ехам-Ехам	- " -	3

Продолжение табл. 2

1	2	3	4
11.	Ун-Лыньюган	Св. Меандр.	3
12.	Лыхма	- " -	7
13.	Пелым	Побочневой	4
14.	С. Сосьва	Св. Меандр.	3
15.	Сосьва	Побочневой	3
16.	М. Сосьва	- " -	3

Из всего числа рассмотренных рек, разного порядка по водности и размерам русел, осередковый ТРП встречается на 2 крупных реках, побочневой на 2 реках, на 11 реках – свободное меандрирование.

Анализ материалов обследований подводных переходов показывает, что к числу наиболее подверженных опасным размывам рекам в створах переходов относятся рр. Надым, Казым, Лонг-Юган, Пр. Хетта, Ныда, Сарум и Амня. Эти реки расположены в пределах 744, 745, 758, 759, 761 регионов согласно нашему районированию, представленному на рисунке 4.1.

Исходя из данных таблицы 4.3 следует, что в разряд наиболее опасных попали реки со свободным меандрированием. Всего из 249 переходов через средние и крупные реки севера Тюменской области около 200 переходов построены через реки с типом руслового процесса, представляющим свободное меандрирование.

Потепление климата на некоторых из них возможно и вызовет незначительное уменьшение годового стока. Однако это уменьшение будет достаточно мало. Более того, скорее всего (и мы об этом уже говорили выше) сток на значительной части территории севера Западной Сибири может даже возрасти. Однако заполнение русел наносами, их расширение, обострение боковой эрозии, усиление меандрирования в связи с изменениями климата несомненно будет наблюдаться.

Но произойдет оно прежде всего вследствие деградации мерзлоты на склонах долинной сети и резкой интенсификации солифлюкции, из-за чего долины окажутся переполненными наносами. Иллюстрацией подобных тенденций может служить график на рисунке 4. ..., где представлен прогноз расширения пойм в результате потепления климата в 759 районе.

Комментируя рисунок, следует отметить, что при различных допущениях о темпах потепления и уточнениях оценок характеристик подземных льдов, сроки наступления финальной фазы деградации мерзлоты и масштабы расширения пойм несколько меняются (сроки начала реализации соответствующих процессов на 2-3 года, а амплитуды расширения пойм на 2%-4%). Однако общие результаты прогноза остаются неизменными.

Следует особо подчеркнуть, что характер тенденций эволюции морфодинамики долинной сети в упомянутых регионах остается неизменным в том числе и в широком диапазоне допущений о прогнозе осадков, а следовательно стока. Даже в случае такого увеличения осадков, которое обеспечивает неизменность или даже некоторый рост стока на фоне потепления, на меандрирующих реках будет отмечено усиление боковой эрозии, обусловленное деградацией мерзлоты на склонах и переполнением долинной сети рыхлым материалом.

Именно на такую причину интенсификации боковой эрозии указывает характер графика рисунка 4. ..., из которого видно, что расширение пояса меандр носит временный характер и совпадает с периодом усиленной деградации мерзлоты на склонах (рис. 4.).

И при любых допущениях оценки расширения пояса меандр будут составлять не менее 3%-5% от имеющейся ныне ширины за 10 лет. А это составляет для крупных рек десятки и сотни метров.

Последствия различных вариантов реализации глобального потепления были сравнены с последствиями начального периода потепления в 1980-1990 годах. Эти сравнения показали, что, что интенсификация соответствующих процессов в период 2000-2015 года по сравнению с периодом 1980-1990 ожидается выше, чем это наблюдалось при сравнении периодов 1950-1980 гг. и 1984-1990 гг. Иными словами уже упоминаемое нами ранее увеличение аварийности при потеплении в 1984-1990 гг. в 1,8 раз будет превышено.

В данном случае линейные экстраполяции не вполне корректны. Однако согласно экспертным оценкам, прогнозируемая нами дальнейшая интенсификация морфодинамических процессов, связанных с усилением боковой эрозии, вызовет увеличение аварийности на переходах газопроводов через реки еще как минимум в 2,0-2,5 раза по сравнению с периодом 1990-2000 гг.

4.3.2. Линейные участки газопроводов

При обосновании ущерба, вызванного интенсификацией опасных природных процессов на линейной части системы магистральных газопроводов (термокарстовые, термоэрозионные, пучения, солифлюкции, обвально-осыпные, водно-эрозионные процессы) и обосновании выбора защитных мероприятий на трассах использовался анализ природных условий, а также результаты прогноза развития неблагоприятных геодинамических процессов вследствие потепления климата.

Технический коридор, в пределах которого расположены трассы газопроводов расположен в пределах 726, 731, 744, 745, 758, 759, 761, 762, 764, 765, 767 регионов карты-схемы, представленной на рисунке 4.1.

Напомним, что для всех этих регионов нами были сделаны прогнозы изменений геоэкологических и геокриологических условий. Примеры результатов данных прогнозов представлены на рисунках 4.2 - 4. ..., 4 ..., 4.

На основе проведенных исследований можно охарактеризовать основные черты динамики мерзлотных условий по трассе технического коридора газопроводов СРТО, разбив ее на ряд зон, близким образом реагирующих на потепление (табл.4.4).

Комментируя данные таблицы 4.4 следует напомнить, что меньшие значения глубины СТС и соответственно большие значения доли площади сливающейся мерзлоты характеризуют ситуацию середины 1990-х годов, а соответственно большие значения глубины СТС и меньшие значения доли площади сливающейся мерзлоты характеризуют ситуацию, прогнозируемую к 2020-2030 году.

Трактуя геокриологические изменения с точки зрения их влияние на работу газопроводов, следует также учитывать, что глубина 1м является глубиной верхней образующей трубы, а глубина 2,5 м глубиной нижней образующей. Поэтому превышение глубиной СТС 1 м означает, что соответствующие участки трубопровода будут частично находиться в зоне действия процессов сезонного промерзания-оттаивания, а превышение 2,5 м (если только при этом мерзлота не исчезла окончательно) будет означать, что труба может «зависнуть».

Таблица 4.4.

Районирование трассы магистральных газопроводов
СРТО – ТОРЖОК и СРТО – НЕЧЕРНОЗЕМЬЕ

№ № п/п	Природная характеристика района	Протяженность участка, км	заозеренности, %	Пределы изменения глубины СТС, м		
				<u>болота</u> площадь, %	<u>водоразделы</u> площадь, %	<u>склоны</u> <u>южной</u> <u>экспоз.</u> площадь, %
1	2	3	4	5	6	7

1.	Тазовская южнотундровая провинция морских равнин с преимущественно ерниковыми тундрами на тундровых глеевых и болотно-тундровых почвах	0 – 100 (Ямбург)	8-10	<u>0,4-0,7</u> 43-83	<u>0,8-2,1</u> 83-26	<u>1-2,2</u> 7-69
2.	Северо-Надымско-Пуровская лесотундровая провинция расчленения морских равнин с лиственничными рединами на тундровых элювиально-глеевых почвах. В центральных частях междуречий – обилие озер и мерзлых плоскобугристых болот	100- 200	8-10	<u>0,4-0,7</u> 43-83	<u>0,8-2,1</u> 83-26	<u>1-2,2</u> 7-69

3.	<p>Южно-Надымско-Пуровская северотаежная провинция морских равнин, сильно заозеренных и заболоченных, с сосновыми и березо-сосново-лиственничными лишайниково-зеленомощными лесами на подзолисто-элювиально-глееватых почвах. Большие площади заняты плоскобугристыми торфяниками и грядово-мочажинными болотами</p>	<p>200- 277,5 (Соединение с трассой Уренгой-Петровск)</p> <p>0 – 2— (Уренгой – Петровск)</p>	8-10	<p><u>0,4-0,7</u> 43-83</p>	<p><u>0,8-2,1</u> 83-26</p>	<p><u>1-2,2</u> 7-69</p>
4.	<p>Надымская северотаежная провинция низменных сильно заболоченных бассейнов рек Надым и Казым с комплексом крупнобугристых мерзлых торфяников и осоково-пушицево-моховых болот, с фрагментами малопродуктивных темнохвойных лесов с примесью березы и лиственницы по берегам рек</p>	200 – 250	6-17	<p><u>0,5-0,7</u> 50-77</p>	<p><u>1-2,4</u> 26-83</p>	<p><u>1-2,3</u> 7-69</p>

Продолжение табл. 4

1	2	3	4	5	6	7
5.	Полуйская провинция холмистых северотаежная возвышенных равнин с темнохвойными и смешанными зеленомошными лесами на аллювиально-железистых подзолах. На пониженных участках – массивы крупнобугристых торфяников	250 – 350	6-17	<u>0,5-0,7</u> 50-77	<u>1-2,4</u> 26-83	<u>1-2,3</u> 7-69
6.	Надымская провинция (см. выше) северо-таежная	400 – 600	5 – 40	<u>0,8-1,0</u> 19-49	<u>1-2,4</u> 26-83	<u>1-2,3</u> 7-69
7.	Белогорская провинция холмистой хорошо дренированной возвышенности с лиственнично-сосновыми и кедрово-лишайниковыми лесами на аллювиально-гумусовых подзолах и подзолисто-элювиально-глеевых почвах среднетаежная	650 – 700	-	<u>0,9-1,8</u> 0-25	-	-
8.	Обская таежная провинция пойм с обилием проток, островов, стариц, занятая ивняками и разнотравно-злаковыми лугами	700 – 750	-	<u>0,9-1,8</u> 0-25		
9.	Северо-Сосьвинская среднетаежная провинция куполовидной возвышенности с лиственнично-кедровыми и еловыми лесами на подзолисто-аллювиальных гумусовых глееватых почвах	750 – 900	-	<u>0,9-1,8</u> 0-25		
10.	Уральская провинция горная и предгорная о среднетаежной, горно-таежной и фрагментами горно-тундровой растительности	950 – 1006	-	-	<u>0,7-1,3</u> 50-85	<u>0,9-2,1</u> 0-66

Обобщая влияние потепления на трассу газопроводов СРТО в целом, следует отметить, что оно будет проявляться в усилении процессов пучения, просадки, локальному увеличению обводненности, развитию процессов, уменьшающих устойчивость склонов - солифлюкции, эрозии и оползневых процессов. Все эти процессы в разном сочетании будут присутствовать в различных районах, охарактеризованных в таблице 4.4. И все эти процессы, во всяком случае степень их относительной интенсификации, можно оценить для каждого из выделенных районов, опираясь на прогнозы динамики мерзлоты.

Что и было сделано в рамках настоящих исследований. Далее была проведена оценка возможностей прогноза больших аварий в результате развития вышеупомянутых негативных явлений с помощью методов оценки риска.

Понятие риск, трактуемое как вероятность появления негативных природных процессов вследствие потепления климата может быть охарактеризовано применительно к рассматриваемой трассе следующим образом. В пределах отрезка трассы (длиной L) комплексы прогнозируемых природных процессов (n_1, n_2, \dots, n_i), занимающие участки трассы (l_1, l_2, \dots, l_n) включают в себя неблагоприятные природные процессы (криогенные, эрозионно-склоновые, заболачивания) с вероятностями $P_{n_1}, P_{n_2}, \dots, P_{n_i}$.

Вероятность появления в пределах участка L неблагоприятных процессов R равна:

$$R = \sum_{k=1}^n \frac{l_k}{L} \sum_{i=1}^{n_k} P_{n_i} \quad (4.1)$$

Величины P_{n_i} представляют собой отношения площади с n_i -м

неблагоприятным природным процессом к общей площади данного таксона.

В таблице 4.5 приведены вероятности проявления неблагоприятных природных процессов в различных ландшафтно-экологических условиях, фигурировавших выше в наших описаниях СРТО.

Таблица 4.5

Вероятности проявления неблагоприятных природных процессов в различных ландшафтах СРТО

№ № п/п	Природные характеристики	Вероятность P_n , %
1	2	3
1.	Тундры на многолетнемерзлых песках и супесях, суглинках и глинах	60-70
2.	Лесотундры на многолетнемерзлых суглинках и глинах	50-55
3.	Тундровые многолетнемерзлые торфяники	10
4.	Долины рек с многолетней мерзлотой	70

1	2	3
5.	Горные тундры	80
6.	Верховые болота	40
7.	Низменные болота	20
8.	Лесные долины малых рек лесной зоны	80
9.	Луговые долины больших рек лесной зоны	50
10.	Тайга на склонах, сложенными песками	15

Из таблицы следует:

- вся территория, по которой проложена трасса, относится к зоне повышенного экологического риска;
- наивысшая степень риска приурочена к горным тундрам и лесным долинам малых рек лесной зоны.

В целом обнаруживается тенденция снижения степени риска при прослеживании трассы с северо-востока на юго-запад (от 0,54-0,60 поражения площади полосы отвода негативными процессами до (0,3-0,4).

Наивысшая вероятность (55-61%) неблагоприятных следствий потепления климата отмечена для Северо-Надымско-Пуровской и Южно-Надымско-Пуровской лесотундровых провинций (100-500 км трассы Ямбурга, 0-160 км трассы от Уренгоя). Прилегающие к Ямбургскому ГКМ участки, расположенные в пределах Тазовской южнотундровой провинции (0-100 км трассы от Ямбурга) также сложны – степень риска составляет 54%. При пересечении границы Надымской северотаежной провинции (160 км трассы от Уренгоя) риск уменьшается до 45%. Несколько увеличивается риск в пределах Полуйской северотаежной провинции (до 53%). В среднетаежном Белогорье риск равен 50% из-за повышения вероятности развития эрозии.

Сложность условий невелика в интервале 700-750 км по трассе от Уренгоя, соответствующем долине р. Обь (34%).

Северо-Сосьвинская среднетаежная провинция может считаться сложным районом (50%), как и Уральская горная (46%).

Производительность системы газопроводов Тюменской области составляет 290 млрд. м³/год. Среднегодовая вероятность аварийного останова системы из-за усиления опасных природных процессов в результате потепления составляет 45-50%. Следовательно, недоподача газа (включая его потери) составит в случае несвоевременного проведения инженерных защитных мероприятий 130-140 млрд. м³/год.

Подобные оценки разумеется являются максимальными. Они будут характеризовать ситуацию только в том случае, если все опасные природные процессы с упомянутой вероятностью реализуются, а предварительные упреждающие мероприятия не будут проведены.

Трудно представить, что уверенно прогнозируемые негативные явления, воздействия которых вполне можно компенсировать инженерными мероприятиями, будут, тем не менее, оставлены без внимания.

Несомненно, в любом случае определенная часть компенсирующих мероприятий будет осуществлена. Возможно даже в полном объеме. И тогда потери газа от аварий составят только первые проценты от общего объема перекачки.

И тем не менее стоит еще раз подчеркнуть, что игнорирование, или даже просто недооценка, влияния глобального потепления на работу газовой отрасли в северных районах Тюменской области в самом неблагоприятном случае может привести к потере почти половины добываемого в регионе газа, что поставит теплоэнергетику Центральной России на грань краха.

4.3.3. Возможные мероприятия по компенсации влияния глобального потепления на транспортировку газа. Предварительная экономическая оценка компенсационных мероприятий.

Мероприятия на переходах через реки. Текущая практика борьбы с аварийностью на переходах через реки характеризуется следующими фактами. По данным института Сибгипрогаза АО "Уренгойгаздобыча", ПО "Тюменьтрансгаз" в результате реформирования русел 42 подводных перехода газопроводов уже давно находятся в аварийном состоянии и требуют немедленного капитального ремонта (таблица 4.6).

Таблица 4.6

ПРОГРАММА ремонта, реконструкции подворных переходов магистральных газопроводов

№ № п/п	Наименование ПП	Глубина ширина	Метод ремонта	Стоимость в ценах 1984 г. т.р.
1	2	3	4	5
1.	р. Морелова-Яха	36/1,8	Укладка мешков 1500 шт.	10
2.	р. Хадатте	230/4,5	Берегоукрепление 800 м	20
3.	р. Каква Уренгой - Петровск	310/5,0	Укладка мешков 5000 шт.	40
4.	р. Каква Уренгой - Ужгород	270/6,3	Укладка мешков 4500 шт.	35
5.	- " - Уренгой - Новопсков	300/6,0	Отсыпка щебня 500 м ³	25

6.	- " - Уренгой - Центр	425/6,2	Отсыпка 400 м ³	20
7.	- " - Ямбург - Елец	580/5,0	Отсыпка 500 м ³	25
8.	- " - Уренгой - Центр	133/1,5	- " -	25
9.	р. Пелым Надым - Пунга	55/2,0	- " -	15
10.	р. Эсс Надым - Пунга	23/2,1	- " -	40
11.	р. Пелым г/д СРТО	38/1,8	- " -	15
12.	р. Лонг-Юган Надым - Пунга	79/2,6	Подсадка	100

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5
13.	р. Обь Надым - Пунга	1660/22	Отсыпка 2000 м ³	100
14.	р. Лонг-Юган Надым - Пунга	120/3,3	Подсадка	75
15.	р. Лыхма Уренгой - Центр	30/3,3	- " -	75
16.	р. Лыхма Уренгой - Ужгород	33/3,0	- " -	75
17.	р. Лыхма Уренгой - Центр II	30/3,3	- " -	75
18.	р. Правая Хета Медвежье - Надым	65/1,6	- " -	75
19.	р. Надым Медвежье - Надым	915/20	- " -	80
20.	р. Надым Уренгой - Надым	670/2,7	- " -	80

21.	р. Надым Медвежье - Надым	1030/3,0	- " -	80
22.	р. Лонг-Юган Надым - Пунга	110/3,8	- " -	45
23.	р. Лонг-Юган Надым - Пунга	110/4,0	- " -	45
24.	2-я протока р. Надым Медвежье - Надым	54/0,8	- " -	50
25.	р. Лонг-Юган Надым - Пунга	95/3,0	- " -	45
26.	пр. Сорум-Казым Надым - Пунга	135/2,0	Отсыпка	15
27.	пр. Сорум-Казым Надым - Пунга	155/2,0	Подсадка	150

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5
28.	пр. Сорум-Казым Надым - Пунга	167/1,0	Отсыпка	15
29.	р. Малая Сосьва	58/4,3	Укладка мешков	30
30.	р. Эсс, СРТО - Урал	27/3,5	Отсыпка	20
31.	р. Ивдель СРТО - Урал	56/2,7	Отсыпка	10
32.	р. Сосьва СРТО - Урал	54/3,0	Отсыпка	10
33.	р. Каква Серов - Н.Тагил	52/0,7	- " -	10
34.	р. Каква СРТО – Урал	40/2,0	- " 2	15
35.	р. Каква Надым – Пунга	43/0,5	- " -	15
36.	р. Ляля Надым – Пунга	72/1,6	Подсадка	45
37.	р. Обь Надым – Пунга	1710/20	Отсыпка	50
38.	р. Лонг-Юган Надым – Пунга	150/1,5	- " -	125
39.	р. Обь Уренгой – Петровск	1370/17	- " -	150
40.	р. Лонг-Юган Надым – Пунга	263/1,3	- " -	25
41.	р. Надым Надым – Пунга	110/5,1	- " -	40
42.	р. Надым Надым – Пунга	218/4,0	- " -	25

Суммарная ориентировочная стоимость средств, которые необходимо направить на нормализацию состояния подводных переходов, следуя данным таблицы 4.6, составляет 2070 тыс. рублей в ценах 1984 г. (что ориентировочно составляет около 3 миллионов долларов, ибо в отличие от потребительских товаров, для товаров производственного назначения и работ рубль в 1984 году действительно соответствовал официальному курсу примерно в 1,4 доллара).

Следует отметить, что мы здесь привели цены 1984 года для наибольшей реалистичности оценок, прямо привязав стоимость работ с конкретным набором инженерных мероприятий. Это сделано намерено, ибо в настоящее время весьма затруднительно оценить стоимость реализации соответствующих проектов из-за непрогнозируемой спекулятивной составляющей в ценах.

В то же время следует отметить, что основные способы проведения ремонта – укладка мешков (3 перехода), отсыпка (20 переходов), подсадка (19 переходов) неэффективны, так как срок действия предлагаемых программой ремонта противозерозионных креплений ограничен 1-2 годами и вызывает русловые деформации в других областях участка перехода, где, как правило, уложены другие нитки трубопроводов. Так, например, переход подводных магистральных газопроводов через р.Обь (пос. Андра) содержит 18 ниток трубопроводов. Поэтому в среднесрочной перспективе эксплуатации этих переходов затраты на "реконструкцию" подводных переходов возрастут в 10 раз, исходя из необходимости срочного укрепления всех остальных ниток трубопроводов на каждом из аварийных переходов. Совершенно очевидно, что применение таких способов защиты переходов через реки от опасных эрозионных процессов не оптимально.

Более эффективный способ защиты подводных переходов от размыва предложен АОЗТ "Эконг" (патент № 2106484). Сущность этого способа состоит в создании устойчивого к размыву участка русла путем формирования гидромеханизированным методом таких русловых форм, которые приведут к созданию нового скоростного поля, не вызывающего эрозию ложа реки. Впервые этот способ был применен в 1992 г. для защиты подводного 18-ниточного перехода через р.Обь у пос. Андра, а в 2000 г. – для защиты перехода на протоке Алешкинской (р. Обь, пос. Сергино). Ширина протоки в межень 100-150 м, глубины 3-4 м. Стоимость ремонта вместе с проектными работами составила 280 тыс. долларов США. Возвращаясь к данным, приведенным в таблице 4.6, мы видим, что размеры Алешкинской протоки соответствуют осредненным характеристикам, полученным для рек, где переходы находятся в аварийном состоянии. Поэтому применение этого, самого эффективного, способа защиты для всех подводных переходов, находящихся в аварийном состоянии потребует привлечения средств в объеме около 12 млн. долларов США.

С учетом спрогнозируемого выше повышения уровня аварийности вследствие глобального потепления на переходах в 2,0-2,5 раза следует, что количество переходов, которые будут находиться в аварийном состоянии в 2010-2015 году, составит около 100, а следовательно объем инвестиций, направленных на их разовую реконструкцию превысит сумму 28 млн. долларов США при использовании гидромеханизированного способа.

Заблаговременное применение гидромеханизированного способа позволит обойтись этой разовой реконструкцией, защитив переходы от неблагоприятных природных влияний не менее, чем на 10 лет.

Если же следовать традиционным рекомендациям, то требуемый объем инвестиций будет нарастать, начиная с 1,5 млн. долларов в год в начале нового столетия (по 3 миллиона каждые 2 года) и может дойти до 15 миллионов в год к 2015 году, когда результаты потепления климата начнут сказываться наиболее активно, а последствия неоптимальных инженерных решений уже проявятся в полном объеме.

В этом случае общий объем инвестиций в традиционные мероприятия по креплению переходов составят к 2015 году свыше 50 миллионов долларов.

Мероприятия на линейных частях газопроводов. Все мероприятия могут быть сгруппированы в четыре основных комплекса:

- комплекс мероприятий по сохранению температурного режима грунтов криолитозоны намечается в зоне многолетнемерзлых пород со слабой дренированностью на плоских, волнисто-увалистых слабо расчлененных равнинах, где прогнозируются протаивание грунтов, термокарст, термоэрозия, солифлюкция;

- комплекс мероприятий по технической и биологической рекультивации предусматривается практически повсеместно, на любых типах рельефа, за исключением заболоченных территорий;

- комплекс противоэрозионных мероприятий намечается во всех природных зонах на грядовых, увалистых равнинах крутизной склонов более 5 градусов;

- комплекс мероприятий по организации поверхностного стока предусматривается на слабодренируемых территориях.

В таблице 4.7 помещены комплексы мероприятий и их перечень, входящий в каждый комплекс.

Таблица 4.7

Комплекс мероприятий по защите линейной части газопроводов от негативного влияния потепления.

№ № п/п	Комплекс мероприятий	Перечень мероприятий, входящий в комплекс
1.	Комплекс мероприятий по сохранению температурного режима грунтов криолитозоны	Термоизоляция и ветровая изоляция торфом
2.	Комплекс мероприятий по технической и биологической рекультивации	Биологическая и техническая рекультивация
3.	Комплекс противоэрозионных мероприятий	Противодефляционные мероприятия Противоэрозионные мероприятия Моделирование склонов Устройство нагорных водоотводных

4.	Комплекс мероприятий по организации поверхностного стока	канав Устройство поддерживающих сооружений Берегоукрепление Искусственный дренаж
----	--	---

Кроме перечисленных в таблице 4.7 мероприятий, направленных на защиту трассы газопроводов от опасных природных явлений, необходимо провести реконструкцию магистральных газопроводов на участках: Надым – Пунга, Игрим – Серов, СРТО – Урал, Надым – Пунга – Нижняя Тура, Уренгой – Петровск, Уренгой – Новопсков, где по мнению специалистов газопроводы находятся в наиболее неблагоприятном состоянии, что делает эти участки наиболее восприимчивыми к угрозам, обусловленным глобальным потеплением.

Характеристика участков и мероприятий дана в таблице 4.8.

Таблица 4.8.
Перечень участков газопроводов, требующих первоочередной реконструкции

1. Строительство газопроводов Ду 1400, Ру 5,4 МПа, взамен существующих Ду 1000-1 и Ду 1200-2.
2. Строительство участков газопроводов на местах реконструируемых площадок КС.
3. Строительство шлейфов на реконструируемых площадках КС.
4. Ликвидацию существующих газопроводов в местах реконструкции.
5. Реконструкцию мест пересечений газопроводов и систем.
6. Реконструкцию переходов через автомобильные и железнодорожные магистрали.
7. Засыпку и балластировку участков с негативными природными явлениями.
8. Переизоляцию дефектных участков.

Капитальные вложения и текущие затраты на защиту действующей системы магистральных газопроводов (в их линейной части) от опасных природных явлений, развивающихся на фоне потепления климата на территории Тюменской области и их реконструкцию составят по экспертным оценкам 15-20 млн. долларов, без учета стоимости проектно-изыскательских работ (1,5-2,0 млн. долларов).

Суммарные экономические оценки компенсирующих мероприятий (для переходных и линейных частей газопроводов).

Все вышеупомянутые защитные мероприятия (как на переходных, так и на линейных участках) необходимо осуществить до 2006-2010 гг.; в противном случае они станут малоэффективными в связи с выходом из строя участков газопровода большой протяженностью, под воздействием интенсивно развивающихся негативных природных явлений. В этом случае необходима будет только реконструкция системы с установкой труб на бетонные свайные конструкции. Стоимость такой реконструкции оценивается уже в 150-180 млн. долларов.

Таким образом, стоимость защитных мероприятий от опасных природных процессов, направленных на реконструкцию подводных переходов и линейной части магистральных трубопроводов Тюменской области составит в случае их своевременного проведения до 2005 года около 50 млн. долларов США. Из них около 30 миллионов необходимо затратить на переходные участки (в случае применения не оптимальных инженерных решений эта цифра может со временем значительно возрасти и составить в сумме более 50 миллионов к 2015 году при необходимости в дальнейшем тратить ежегодно по 15 миллионов) и около 20 миллионов на линейные. Если вышеуказанные меры не будут приняты своевременно (до 2005 года), стоимость реконструкции системы возрастет до 150-180 млн. долларов США.

Следует отметить, что эти экспертные оценки не включают убытки, связанные с потерями газа при авариях на трассах.

Следует напомнить, что несвоевременное проведение, а тем более отказ, от этих мероприятий повлечет за собой к 2007-2010 году потери газа при авариях на трассах в размерах свыше 130 млрд. м³ в год. В нынешней системе цен эти потери могут быть оценены в сумму около 10 миллиардов долларов в год.

В свете вышеизложенного представляется очевидной необходимость скорейшего проведения упомянутых компенсационных работ, стоимость которых более чем на два порядка ниже суммы возможных потерь при отказе от них.

4.4. Проблемы освоения новых месторождений в условиях изменения природной среды вследствие глобального потепления климата

На севере Западной Сибири расположен главный газодобывающий район страны - Надым-Пуртазовский. Однако большинство месторождений этого района, за исключением Ямбургского уже вступили в стадию падающей добычи. Последнее вступит в эту стадию в 2003 году [Стратегия развития газовой промышленности России/ под ред. Р.И. Вяхирева и А.А. Макарова/ М.: Энергоатомиздат, 1997 - 343 с.].

С учетом сказанного очевидна не просто перспективность, а жизненная необходимость освоения новых месторождений в СРТО, где, как мы уже упоминали, сосредоточено 77% всего объема разведанных запасов газа. В этом отношении внимание привлекает Ямальская нефтегазоносная провинция (Ямальская НГП), которая наряду с Гыданской НГП является основным резервом для развития газодобычи в Западной Сибири. При этом Ямальская НГП является наиболее перспективной, ибо: а) ее территория изучена лучше территории Гыданской НГП и б) по предварительным оценкам затраты на ее освоение меньше затрат на освоение Гыданской НГП [Стратегия развития газовой промышленности России/ под ред. Р.И. Вяхирева и А.А. Макарова/ М.: Энергоатомиздат, 1997 - 343 с.].

Таким образом оценка возможного влияния потепления климата на освоение Ямальской НГП представляется весьма актуальной.

Территория рассматриваемой НГП лежит в пределах 701, 703 и 705 региона согласно нашей схемы районирования, представленной на рисунке 4.1.

Данная территория в настоящее время достаточно доступна для эксплуатации с инженерно-геологической точки зрения.

Она относительно слабо по меркам Западной Сибири заболочена и заозерена. Глубина сезонно-талого слоя (СТС) повсеместно мала (на большей части района от 0,2 до 0,4 м). Это означает возможность свободного проезда наземного транспорта по большей части территории не только в зимнее, но и в летнее время.

Трубопроводы, если бы они функционировали сейчас, не были бы подвержены многим негативным влияниям, связанным с большой глубиной СТС (пучению, просадкам, повышенной обводненности). Кроме того, территория более или менее однородна в инженерно-геологическом плане. Распространение многолетнемерзлых пород практически повсеместное, участков с чередованием мерзлых и талых пород (что весьма неблагоприятно для трубопроводов) почти нет.

Реакция природной среды различных регионов Ямальской НГП на потепление имеет свою специфику, однако на качественном уровне совпадает. Важнейшие результаты влияния потепления на структуру земельного фонда и мерзлотные условия представлены на рисунках 4.2. - 4.6.

Из результатов, представленных на рисунках 4.2-4.6, можно сделать следующие основные выводы:

1) Структура земельного фонда в результате потепления резко меняется. Регион становится по большей части озерно-болотным (суммарная доля озер и болот превышает 50%).

2) Мерзлота деградирует. Она не исчезает полностью ни в одном типе местности, однако доля площади, занятой сливающейся мерзлотой становится равной примерно 55%. Это означает увеличение мозаичности строения территории в инженерно-геологическом плане. Что в свою очередь исключает возможность избежать при прокладке газопроводов чередование участков мерзлых и талых пород.

3) Глубина СТС растёт. На водоразделах и склонах северной экспозиции она приближается к неблагоприятному для эксплуатации трубопроводов рубежу в 1 м. А на склонах южной экспозиции едва не достигает критического рубежа в 2,5 м, что не исключено при более резком, нежели в сценарии оптимума голоцена, потеплении.

4) Единственным негативным фактором, который не обостряется в процессе потепления на данной территории является развитие боковой эрозии. Соотношение изменений тепла и влаги, динамики стока и динамики склоновых процессов, а также изменение режима динамики пойм (переход от типично тундрового типа пойм к лесотундровому и даже северо-таежному) таково, что заметного изменения ширины днищ долин и развития боковой эрозии не наблюдается.

В гипотетической ситуации, если бы все коммуникации были бы проложены в пределах Ямальской НГП уже сейчас, то они оказались бы в результате потепления в гораздо более худшем положении, чем имеющиеся ныне газопроводы в СРТО, работа которых в условиях потепления была рассмотрена нами ранее.

В данном случае стоит заметить, что основные проблемы возникали бы не на переходных (как на ныне действующих газопроводах в более южных районах), а на линейных участках.

Более того, значительная часть линейных участков, проложенных по территории водоразделов оказалась бы на болотах или на дне озер. Даже не оценивая количественно эту гипотетическую ситуацию, стоит отметить, что если бы система газопроводов была уже построена на Ямале, в результате глобального потепления она практически вышла бы из строя. И тем самым добыча газа в Ямальской НГП была бы остановлена.

В данном случае, если все же будет принято решение и найдены средства на освоение Ямальского НПП следует рассмотреть следующие альтернативные стратегии этого освоения.

1) Освоение начинается без учета влияния глобального потепления. Собственно строительство соответствующих объектов идет в условиях постоянно меняющейся природной обстановки. Поэтому сроки освоения затягиваются не менее, чем на 20% от принятых нормативов и планов.

Кроме того, с 2010 года начинает нарастать аварийность. Потери от аварий при транспортировке нарастают, достигая к 2015 году не менее 50% от всего транспортируемого газа. С 2015 года каскадные системные аварии на коммуникациях принимают катастрофический характер. В зависимости от принятых инженерных решений и от сценариев реализации глобального потепления это приводят к 2019-2023 году к полному выходу из строя всей системы газопроводов.

2) Освоение откладывается до того момента, когда изменение природной среды территории вследствие потепления будет в основном завершено естественным образом. Это не ранее 2040 года.

Однако и после этого следует готовиться к освоению очень мозаичной в природном плане озерно-болотной территории. Если же учесть и возможные изменения береговой линии и вероятное наступление моря, то эта территория будет иметь озерно-болотно-лиманский характер с очень сложным строением. Оценивать стоимость освоения такой территории в настоящее время представляется не корректным. Однако можно уверенно утверждать, что оно будет по крайней мере в 1,5-2,5 раза дороже, чем это представляется сейчас.

Помимо всего прочего, откладывание освоения до 2040 года означает, что территорию Ямальской НГП не следует считать реальным резервом развития газовой отрасли на ближайшие годы. И запасы газа на Ямале следует исключить из всех текущих экономических проектов, как практически не доступные в настоящее время.

3) Наиболее интенсивные изменения природной среды на Ямале в результате потепления начнутся примерно с 2008-2011 года. Из этого следует, что в принципе можно применить некие временные схемы добычи и транспортировки газа, учитывающие то, что примерно к 2015 году использование построенных в начале 2000-х годов коммуникаций станет невозможной и их придется забросить, а добычу на время прекратить.

Экспертные оценки говорят, что такие схемы теоретически возможны и технически реализуемы. Однако ни технической, ни технико-экономической подготовки к реализации именно такой стратегии добычи, насколько нам известно, пока не ведется.

Между тем такая нестандартная стратегия потребует очень большого объема не столько даже проектной, сколько исследовательской работы, на которую может и при наличии средств, не хватить времени.

Поэтому, если такая стратегия не начнет реализовываться уже в 2002-2003 годах, то можно утверждать, что сроки для ее выполнения уже упущены.

в) Прогнозируемые общие изменения природной среды Ямала могут быть детализированы. В частности, места расположения будущих озер можно уточнить, проведя детальное картирование подземных льдов. Теоретически возможен и прогноз динамики береговой линии при наступлении моря. В результате детальных гидрогеологических исследований возможно также уточнение мест локализации будущих болотных массивов.

Исходя из этих теоретически возможных прогнозов реально планирование освоения Ямальской НГП уже сразу как будущей сложной озерно-болотно-лиманной территории. Соответственно должны будут предусматриваться и адекватные инженерные решения при строительстве коммуникаций и обустройстве мест добычи газа.

При этом вполне возможны не стандартные решения. Например, отказ от транспортировки газа по трубопроводам, а его сжижение и вывоз морским путем на специально оборудованных судах.

Хотя собственно строительство лучше начинать как можно раньше, пока условия более или менее стабильны, тем не менее такого рода проект можно начинать реализовывать без ограничения сроков, ибо он сразу ориентирован на идущие изменения природной среды.

Пока проектные работы такого рода не проводились. Однако можно утверждать, что при таком подходе:

а) Стоимость освоения Ямальской НГП повысится не менее, чем на 15%-20%.

б) В случае принятия решения о транспортировке газа по трубопроводам стоимость инженерно-геологических и геокриологических проектно-изыскательских работ возрастет не менее, чем в 4 раза, а стоимость собственно проектных работ не менее, чем в 1,5 раза.

в) В случае принятия решения об иных, не стандартных, методах транспортировки, стоимость изыскательских работ будет значительно меньше. Но разработка новых инженерных решений потребует пока не прогнозируемых затрат времени и средств. Однако вместе с тем найденные таким образом решения могут быть использованы не только при освоении Ямальской, но также Гыданской и Енисейско-Хатангинской НПП.

г) Сроки освоения возрастут не менее, чем на 3-4 года.

Исходя из сделанного анализа возможных стратегий освоения Ямальской НГП и имеющихся сведений о положении дел в этой сфере (руководитель авторского коллектива участвовал в совещании по данной проблематике в Газпроме в октябре 1999 года) можно утверждать, что скорее всего пока Ямальскую НГП не следует рассматривать как возможный первоочередной резерв развития газовой отрасли.

Ибо не учет влияния глобального потепления сделает любой проект освоения Ямала трудно реализуемым и практически не рентабельным. А учет фактора природных изменений обусловленных потеплением пока мало вероятен вследствие организационно-управленческих трудностей в стране и в отрасли.

4.5. Попытка обобщения результатов на нефтяную отрасль

В отличие от газовой отрасли, где более 2/3 разведанных в России запасов газа сосредоточено в СРТО, ситуация в нефтяной отрасли существенно иная. Разведанные запасы нефти в СРТО имеют подчиненное значение даже в масштабах Тюменской области, не говоря уже о России в целом.

Таким образом деградация мерзлоты в СРТО вследствие реализации глобального потепления является в масштабах нефтяной отрасли частной проблемой. Других же, аналогичных по силе факторов воздействия климата на добычу любого типа сырья (в том числе и нефти) на суше нет.

Более того, потепление климата и прогнозируемое при этом уменьшение заболоченности в Западной Сибири окажут положительное влияние (правда незначительное) на условия обслуживания месторождений в Тюменской и Томской областях.

За пределами же Западной Сибири согласно нашим предварительным эскизным исследованиям потепление климата не значительно изменит условия функционирования предприятий нефтяной отрасли и будет противоположным для разных регионов. А факторы, непосредственно влияющие на отрасль и в свою очередь зависящие от потепления весьма различны для каждого региона.

В итоге влияние глобального потепления на нефтяную промышленность будет мало значимо. А в масштабах отрасли и страны его оценки лежат в пределах точности соответствующих прогнозов.

Полученные же выводы о работе газовой отрасли на севере Западной Сибири можно попытаться использовать для оценки влияния глобального потепления на всю нефтяную отрасль только в случае гипотетического сценария резкого наращивания добычи нефти на территории СРТО.

В этом гипотетическом случае можно утверждать следующее.

1) В принципе все выводы о работе газовой отрасли на территории СРТО применимы к работе нефтяной отрасли. Следует только учитывать, что транспортировка газа принципиально сложнее транспортировки нефти (транспортировка газа под большим давлением создает больше инженерных проблем, чем транспортировка жидкости). Поэтому выводы о работе магистральных нефтепроводов в СРТО в условиях глобального потепления будут более умеренными.

В целом проблемы на переходных и линейных частях нефтепроводов и газопроводов, обусловленные потеплением в местах распространения мерзлоты в связи с потеплением аналогичны. Аналогичны и мероприятия по их нейтрализации. А значит и приблизительные оценки затрат из расчета на 1000 км трассы.

2) Но при этом фактически любой сценарий глобального потепления не осложнит бы работы нефтепроводов на территории СРТО настолько, что поставил бы под угрозу их функционирование. Аварийность даже в самых острых сценариях развития ситуации будет значительно ниже, чем на газопроводах. Еще ниже будут потери нефти при авариях.

3) Вместе с тем радикальные изменения природной среды на Ямале и Гыдане, будущее превращение их в результате потепления в озерно-болотно-лиманные территории делает данные регионы проблемными не только для добычи газа, но и для добычи нефти. Во всяком случае как первоочередной резерв для нефтяной отрасли их пока нельзя рассматривать.

4.6. Выводы

1. Влияние глобального потепления на функционирование газовой отрасли несомненно имеет место.

2. Это влияние негативное. Оно обусловлено деградацией мерзлоты при потеплении климата и соответствующей активизацией геодинамических процессов, осложняющих работу прежде всего газопроводов.

3. Вопреки установившемуся мнению, деградация мерзлоты влияет на работу газопроводов в основном опосредованно через активизацию боковой эрозии при переполнении долинной сети материалом вследствие быстрой солифлюкции.

Это влияние сказывается в первую очередь на участках переходов газопроводов через реки.

4. Деградация мерзлоты влияет и на линейные части газопроводов. Однако в целом рост аварийности на линейных участках на начальных этапах потепления меньше, чем рост аварийности на переходных участках.

5. Вопреки установившемуся мнению, потепление климата не вызовет катастрофических последствий для уже работающих объектов газовой отрасли. Демпфирование последствий потепления для действующих предприятий газовой промышленности при их своевременном выполнении (до 2005 года) составляет весьма скромную в масштабах отрасли сумму в 50 миллионов долларов США.

6. Даже в случае несвоевременного или неоптимального выполнения компенсирующих влияние потепления мероприятий, их суммарная оценка не превысит 200 миллионов долларов США.

Следует заметить, что это несравнимо меньше, чем оценка экономии топлива теплоэнергетикой страны в случае реализации потепления (не менее 5 миллиардов долларов США в год).

7. Только полное игнорирование глобального потепления, и неприятие никаких компенсационных мероприятий вплоть до 2010 года может создать реальные проблемы для газовой отрасли и снизить подачу газа из Западной Сибири в 2 раза после 2011 года.

Но это проблема скорее организационная, чем обусловленная глобальным потеплением.

8. Вместе с тем оценивая долгосрочные перспективы газовой отрасли следует отметить, что в результате глобального потепления Ямальскую и Гыданскую нефтегазоносные провинции (НГП) нельзя рассматривать как реальный первоочередной резерв для развития отрасли. Прогнозируемое усложнение инженерно-геологической ситуации на Ямале и Гыдане после 2010 года, особенно резкое после 2015 года, делают освоение этих НГП практически не реализуемым в рамках существующих проектных решений и организационных реалий.

Это означает, в частности, что закономерное (однако никак не связанное с фактором потепления) падение добычи газа в СРТО пока нечем компенсировать в полном объеме, и расчеты на освоение Ямальской и Гыданской НГП не являются в данной связи реальной альтернативой снижению потребления газа экономикой России.

9. Выводы относительно негативного влияния глобального потепления на газовую промышленность России нельзя распространять на нефтяную промышленность. Проблемы газовой отрасли в связи с потеплением

обусловлены локализацией большей части отрасли и ближайших перспектив ее развития в СРТО. Регионе с весьма специфическими природными условиями.

Отсутствие аналогичной ситуации в нефтяной промышленности, рассредоточенность нефтяных месторождений по многим регионам с весьма разными условиями, делает не обоснованными утверждения о негативном влиянии потепления на нефтяную отрасль. Скорее можно говорить о некотором (хотя и незначительном) улучшении условий эксплуатации нефтяных месторождений в результате потепления. Во всяком случае это справедливо для центра и юга Западной Сибири.

1998 г.

Литература

1. Ланчаков Г.А., Степаненко А.И., Пазиняк В.В. и др. Подводные переходы рек тундровой зоны. – М.: Газовая промышленность, 1995, № 11, с. 16-17.
2. Медведев С.С., Хороших А.Б., Щербаков А.О. и др. Способ выправления русла реки с защитой его от размыва. – Авторское свидетельство. (19) R4 (11) 2108424 (13) С1.
3. Нефедова Н.Ф., Махартова Н.П. Некоторые вопросы состояния эксплуатационной надежности подводных переходов. // Сб. материалов "Обмен опытом при производстве подводно-технических работ, связанных с ремонтом и эксплуатацией подводных переходов магистральных газопроводов / ВНИЖ Газпром. – 1989. – С. 22-25.
4. Мальцев В.С. Ремонт подводных трубопроводов // Материалы совещания "Создание, модификация технических средств для приборного обследования подводных переходов, рассмотрение и выбор прогрессивных технологий ремонта и реконструкции подводных переходов" (Самара, февраль, 1994) / ИРЦ "Газпром". – 1994. – С. 60-68.
5. Левин С.И. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1970. – 288 с.
6. Черняев К.В., Черняев Б.Д., Байков И.Р. и др. Диагностирование технического состояния линейной части магистральных нефтепроводов на основе внутритрубной дефектоскопии. – М.: Изд-во АО "Диаскан", 1996. – 66 с.
7. Стратегия развития газовой промышленности России/ под ред. Р.И. Вяхирева и А.А. Макарова/ М.: Энергоатомиздат, 1997 - 343 с.
8. Оценки экологических и социально-экономических последствий изменения климата/Доклад Рабочей группы II МГИЭК/ Санкт-Петербург: Гидрометеоздат, 1992 - 250 с.
9. Оценки экологических и социально-экономических последствий изменения климата/ Дополнение к докладу Рабочей группы II МГИЭК/ Санкт-Петербург: Гидрометеоздат, 1993 - 127 с.
10. Хомяков П.М. и др. Моделирование динамики геоэкосистем регионального уровня, М.: Из-во МГУ, 2000 - 381 с.