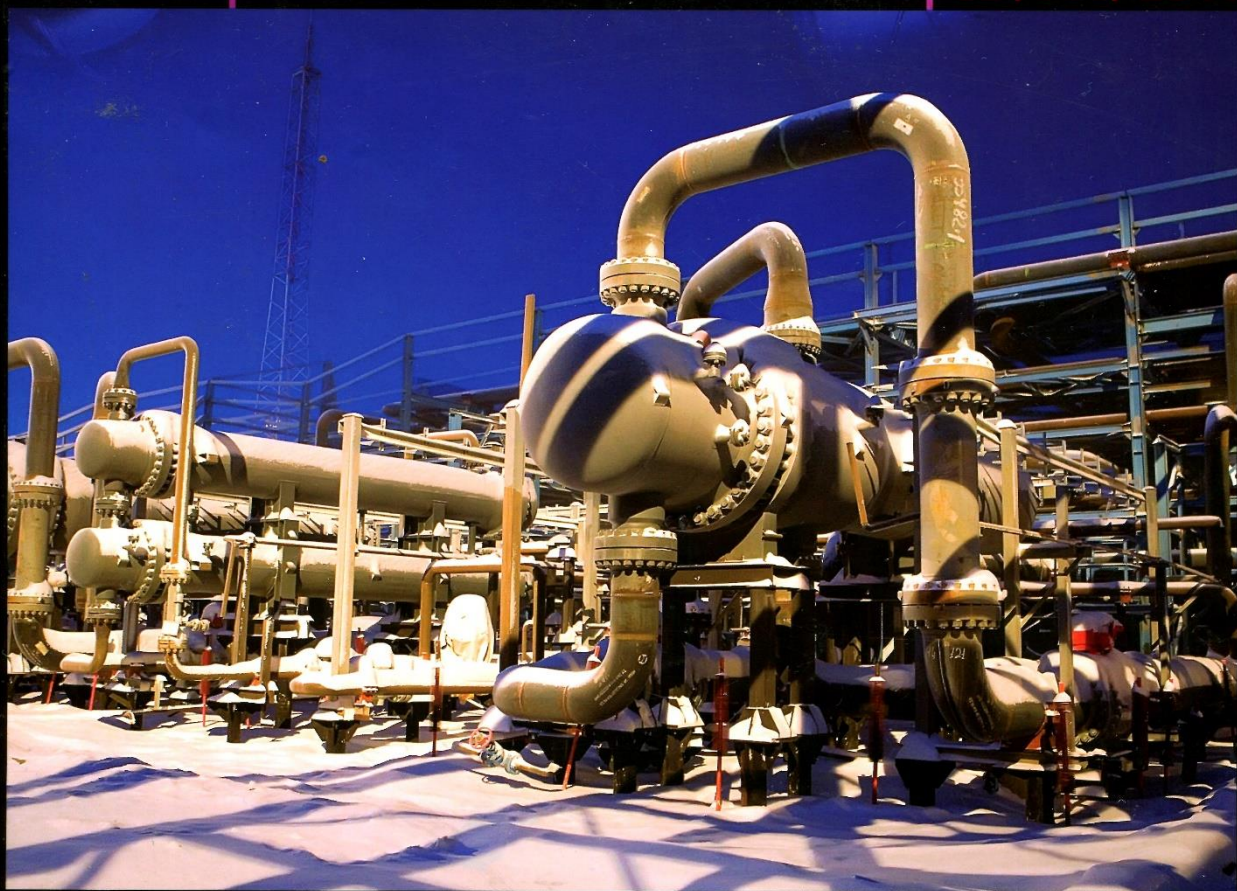


Газовая промышленность

55
лет
ISSN 0016-5581

февраль

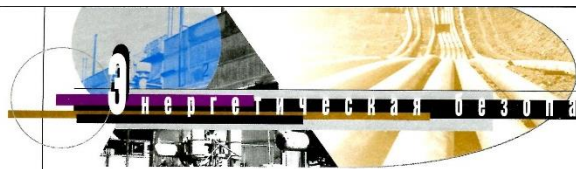
02 / 656 / 2011



Ремонт и диагностика газопроводов

Автоматизация диспетчерского управления

Метан угольных пластов



с помощью навигационных систем GPS и (или) ГЛОНАСС;

- определение типа трубы (прямошовная, спиралешовная, бесшовная и т. д.) в любом месте газопровода (рис. 3), например при размещении на картографическом портале (ArcGis Server) с доступом через WEB. Соответствующим цветом показаны тип трубы и размещенные на них дефекты;

- учет выполненных ремонтных работ на ЛЧМГ, например при закрытии заказа на выполнение ремонтных работ в системе SAP R/3 (рис. 4). В этом случае результаты привязки ВТД транслируются в подсистему ТОРО. В момент закрытия выполнения работ выбираются трубы, которые были заменены или отремонтированы. Таким образом, имеется возможность оперативного учета мест ремонта с фиксацией затрат.

Предложенный способ сведения в единое координатное пространство различных диагностических обследований позволяет оценить коррозионное состояние трубы по комплексным параметрам. Способ может быть использован для геодезической привязки диагностических обследований (электрометрические и сезонные замеры) при линейном распределении комплексных параметров. Данный способ геодезической привязки экономически выгоден по сравнению с геодезической привязкой ВТД, выполняемой специализированной организацией.

Положительный эффект от внедрения способа обусловлен снижением временных затрат на анализ диагностической информации, а также повышением эффективности защиты при обследовании состояния газопровода. Время привязки и анализа по сравнению с традиционной технологией при использовании дорогостоящих гироскопических систем сокращается не менее чем в 6 раз.

Список литературы

1. Распутин А. Н. Оценка влияния природных факторов на физико-техническое состояние магистральных газопроводов ООО «Уралтрансгаз» // Инновационный потенциал молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром»: Мат-лы науч.-техн. конференций молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром» – призеров 2007 г. В 2 т. Т. 2. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 238 с.
2. Распутин А. Н. Применение геоинформационных систем для оценки влияния природных факторов на техническое состояние магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» / А. Н. Распутин, В. А. Желобецкий, С. Н. Куимов, К. В. Постаутов // Газовая промышленность. – 2009. – № 11. – С. 81–83.



УДК 622.691.4

Опасные мерзлотные процессы и эксплуатационная надежность межпромыслового коллектора месторождения Медвежье

С. А. Егурцов, М. А. Великоцкий, В. П. Марахтанов, В. Г. Чигир (ООО «Газпромэнергодиагностика»), С. Н. Меньшиков, В. Н. Полозов (ООО «Газпром добыча Надым»)

Мерзлотные инженерно-геологические процессы (термозрозия, термокарст, криогенное пучение) ухудшают техническое состояние газопроводов межпромыслового коллектора месторождения Медвежье. Среди этих процессов наиболее опасна термозрозия, под воздействием которой происходят значительные изменения пространственного положения трубопровода. Термозрозия усиливается по мере продвижения на север месторождения, в тундровую физико-географическую зону. Там на отдельных участках с термозрозийным размывом положение трубопровода за 34 года эксплуатации снизилось более чем на 3 м. Криогенное пучение грунта представляет значительную угрозу для крановых узлов, на которых оно способствует смещению вверх трубопровода байпасной линии с возможностью его отрыва от магистральной трубы.

Газовое месторождение Медвежье расположено на севере Тюменской обл. и протягивается на 130 км в меридиональном направлении от истоков рек Правой Хетты и Большого Ярудея до р. Верхней Хадытты. Большая часть месторождения расположена в бассейне р. Ныда. Около трети площади месторождения находится за полярным кругом, в зоне тундры.

С севера на юг в пределах площади месторождения выделяются три природно-климатические зоны: тундровая долина р. Ныда, лесотундровая (включая

подзоны северной и южной лесотундры) до р. Большой Ярудей и северотаежная к югу от р. Большой Ярудей.

Выделенные зоны резко различаются по мерзлотным и инженерно-геологическим условиям [1]. В зоне тундры многолетне-мерзлые породы (ММП) имеют сплошное распространение, вертикальная толщина их достигает 400–450 м, температура на подошве слоя годовых колебаний изменяется от –3...–5 °С на тундровой поверхности междуречий до –1...–3 °С в речных долинах с лесными урочищами. В лесотундровой

зоне толщина ММП сокращается до 250 м. Здесь наблюдается массивно-островное распространение ММП. Температура мерзлых грунтов колеблется от $-1...-2$ °С на заторфованных тундровых междуречьях до $-0,5...+0,5$ °С на поймах рек и надпойменных террасах с лесными урочищами.

В зоне северной тайги наблюдается островное и редкоостровное распространение ММП, толщина которых достигает 200 м. Часто верхняя кровля мерзлоты погружается на глубину 20–40 м от дневной поверхности. На полого-выпуклых междуречьях температура ММП около 0 °С, на выпукло-бугристых торфяниках она составляет $-0,5...-2$ °С на заболоченных понижениях и на поймах рек – выше 0 °С.

С севера на юг, в соответствии с зональностью, изменяются льдистость и криогенное строение ММП. На севере, в пределах тундры, озерно-болотные отложения сложены высокольдистыми суглинками с атакситовой и слоистой криогенной текстурой, торфяниками с полигонально-жильными льдами и песками с массивной криогенной текстурой. В северной части лесотундровой зоны в среднелдистых суглинках наблюдаются слоистые криогенные образования, а в торфяниках – атакситовые и массивные криогенные текстуры. Южнее распространены слабольдистые суглинки с сетчато-слоистой и массивной криогенной текстурой. В зоне северной тайги встречаются отдельные острова ММП с тонкосетчатой, слоистой и массивной криогенной текстурой.

Обустройство газового месторождения Медвежье началось в 1973 г. Оно было первым эксплуатирующимся в условиях ММП. Проектом предусматривалось охлаждение газа в северной части месторождения (УКПГ-9) до -2 °С, а в южной части (УКПГ-1, -2, -3) без охлаждения температура газа на выходе около $+20$ °С, кроме того, предусматривались подземный и наземный способы прокладки, не исключающие формирования ореолов оттаивания и тепловой осадки грунта под трубами в допустимых пределах.

Межпромысловые коллекторы (МПК) диаметром 1420 мм были пущены в эксплуатацию между УКПГ-1 и УКПГ-4 в 1974 г., а диаметром 1020 мм – между УКПГ-9 и УКПГ-8 в 1978 г. Таким образом, продолжительность эксплуатации газового



Рис. 1. Термоэрозионная форма вдоль газопровода второй нитки МПК (ПК 160)

месторождения Медвежье составляет более 30 лет.

В 1999–2002 гг. и 2007–2009 гг. проводилось детальное обследование состояния газопроводов межпромыслового коллектора, оценивались их отклонение от проектного положения и степень изменения инженерно-геологических условий вдоль трубопроводов. Изучались неблагоприятные инженерно-геологические (главным образом мерзлотные) процессы, угрожающие устойчивости газопроводов, оценивалась скорость их развития. При этом можно выделить два типа мерзлотных процессов: обусловленные формированием ореолов оттаивания ММП под трубопроводами (термоэрозия и термокарст) и вызванные промерзанием грунта в основании сооружений (многолетнее пучение).

Наиболее активным из упомянутых процессов оказалась термоэрозия. По отношению к положению газопровода можно выделить термоэрозию: вдоль труб, проложенных на склонах; вдоль труб, проложенных

в днищах речных долин; в днищах оврагов, пересекающих газопровод, и вдоль труб, за счет боковой эрозии русел рек.

Термоэрозия вдоль труб, проложенных на склонах речных долин, активно развивается на участках перехода поверхности междуречий в склоны или борта речных долин. Данный вид термоэрозии представляет наибольшую опасность для газопровода вследствие значительной протяженности участков размыва под трубой, что приводит к ее существенному снижению относительно проектного положения. На рис. 1 представлен характерный участок термоэрозионного размыва, на котором была выработана промоина глубиной около 5 м и шириной около 30 м (передний план снимка). Фактическое положение трубы на этом участке на август 2007 г. снизилось по сравнению с проектным примерно на 3 м (рис. 2).

В настоящее время процесс размыва под трубой не происходит, о чем свидетельствует зарастание днища ложбины (см. рис. 2), а высотное положение газопровода стабилизировалось. Согласно имеющимся данным средняя годовая скорость термоэрозионного размыва составила (за 30 лет) около 17 см/год. В то же время фактическая величина этой скорости могла быть по крайней мере в 2 раза большей. Так, считается, что почти предельная глубина и длина овражной формы достигается уже в первые 50 % времени ее развития, причем наиболее интенсивный размыв происходит в начальные годы [2].

Глубина термоэрозионных промоин зависит от многих природных факторов: относительного перепада высот рельефа, экспозиции и крутизны склонов, льдистости, толщины метелевого снегонакопления на участках, примыкающих к бровкам склонов, плотности корневой системы растительного покрова. Скорость термоэрозии

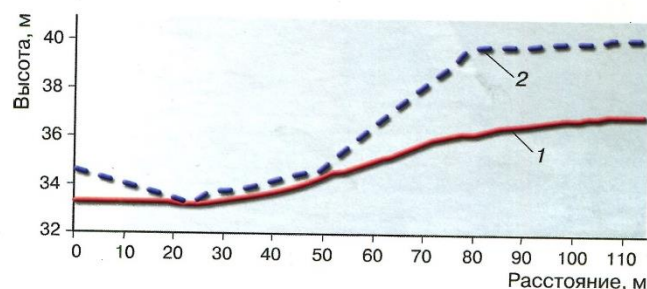
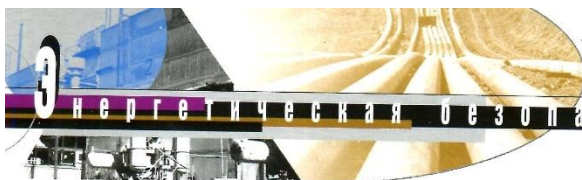


Рис. 2. Изменение высотного положения газопровода на участке размыва



а



б



рис. 3. Трубопровод, размытый поперечной термоэрозией (а) и вдоль отвешка оврага (б)

ольшее в тундре, на склонах, сложенных высокольдистыми отложениями, которые характеризуются более высокой размываемостью ММП по сравнению с их малольдистыми аналогами. Более глубокие промоины наблюдаются на склонах южной экспозиции, на которых при метелевом переносе северные ветры сформировали мощные снежники. При таянии этих снежников вода активно размывает мерзлое днище промоин. Кроме того, растительность в тундре также защищает грунты от размыва. Таким образом, скорость термоэрозии в тундровой зоне значительно выше, чем в северотаежной. Подобная закономерность отмечена также для Уренгойского НГКМ [3], где сделан вывод, что уровень устойчивости северных ландшафтов на порядок ниже таковых в таежной зоне, а реакция однотипное техногенное вмешательство на порядок выше. Если сравнить скорость

роста промоин на месторождении Медвежье и в лесостепной зоне Курской обл., где очень активны эрозионные процессы, то можно отметить, что вдоль газопровода Уренгой – Помары – Ужгород глубина промоин на бровках склонов, сложенных супесчаными отложениями, составляла в 2000 г. не более 1,5 м, а скорость глубинной эрозии промоин, вычисленная за 20 лет, равняется 7 см/год, что в 2,5 раза меньше скорости термоэрозии на газовом месторождении Медвежье.

Термоэрозия вдоль труб по руслам временных водотоков исследовалась в долине р. Хусь-Яха, где сформировались промоины длиной от 300–500 до 800–1000 м. Летом в некоторых промоинах текут постоянные водотоки. Главная причина появления таких промоин – перехват траншеями газопровода временных водотоков. Ширина промоин в настоящее время составляет 10–15 м,

а глубина достигает 3–5 м. Под трубами местами образовались просветы высотой до 1,5–2,0 м от дна водотока. Общая глубина размыва в описываемых промоинах достигает 4–5 м. Средняя скорость термоэрозии достигает 15–17 см/год. Данные термоэрозионные промоины характерны для тундровой зоны, в лесотундре встречаются весьма редко.

Термоэрозия в днищах оврагов, пересекающих газопровод. На таких участках образовались «природные», или «естественные», воздушные переходы (рис. 3, а). Скорость глубинного роста таких оврагов составляет 15–17 см/год. Для газопроводов такие места вследствие небольшой протяженности размыва представляют меньшую опасность по сравнению с промоинами первых двух типов. Тем не менее следует опасаться возможности бокового размыва трубопровода вдоль отвешка ов-



рис. 4. Участок газопровода, размытый боковой эрозией, на р. Правая Яха



рис. 5. Термокарстовые озера вдоль газопровода

рага, примыкающего к его основному стволу. Такой размыв, наметившийся по соседству с участком, отображенным на рис. 3, а, показан на рис. 3, б.

Следует выделить еще одну разновидность термоэрозии, наблюдаемой при боковом смещении речных русел. На переходе третьей нитки МПК через р. Хэ-Яха в результате бокового смещения русла обнажилась труба длиной более 10 м (рис. 4). Средняя скорость боковой эрозии здесь около 40 см/год. Это наиболее опасный вид термоэрозии, так как из-за высокой скорости процесса обнажаются большие участки труб, которые подвергаются действию плавучего льда в период ледохода.

Термокарст наиболее активно развивается на междуречьях, сложенных сильнольдистыми грунтами, перекрытыми торфом. Вдоль трубопроводов обычно образуются цепочки термокарстовых озер шириной до 10–20 м и глубиной до 2,0–2,5 м. Часто озера образуют сплошной водный канал с плавающей трубой, с которой свалились утяжелители (рис. 5). Высокая активность термокарстовых процессов на указанной поверхности, скорее всего, связана с пуском «теплого» газа, не предусмотренного проектом. Как следует из описания, радиус зоны действия трубы на развитие термокарстовых процессов составляет около 10 м. Глубинная скорость термокарстовых процессов – не менее 10 см/год. Термокарстовые процессы нарушают устойчивость трубопроводов. На участках развития термокарста между «защемленными» в мерзлых торфяниках участками трубы могут образовываться «змейки» и «арки».

Пучение грунта в основании газопровода наблюдается значительно реже по сравнению с термоэрозией и термокарстом. Скорее всего, это связано с отепляющим воздействием на грунты газопровода с положительной в течение всего года температурой газа. Тем не менее в определенных условиях развивается и многолетнее пучение. Такие условия могут наблюдаться, например, в грунтах в основании трубопроводов байпасных обвязок крановых узлов. Эти трубопроводы (малого диаметра) при отсутствии постоянного тока по ним теплого газа практически не отепляют залегающие под ними грунты, что не препят-



Рис. 6. Наклон кранов байпасной линии кранового узла вследствие пучения грунта

ствует пучению и возможной деформации труб. Деформации могут способствовать и конструктивные особенности некоторых байпасных обвязок: укладка под трубами бетонных плит, которые легко перемещаются вверх совместно с поверхностью грунта при его пучении. Деформации пучения могут распознаваться по внешнему виду кранового узла – по характерному наклону кранов обвязки в сторону линейной части (основного газопровода) (рис. 6). Опасность подобной ситуации состоит в возможности отрыва нижней части байпаса в месте его примыкания к газопроводу линейной части кранового узла.

Обобщая сказанное, можно сделать ряд выводов относительно характера развития мерзлотных процессов и их влияния на устойчивость газопровода МПК на газовом месторождении Медвежье:

- наибольшие скорости глубинной термоэрозии наблюдаются в тундре – до 30–40 см/год;
- активность термоэрозии повышается с юга на север. Причиной этого является увеличение льдистости ММП и мощные снежники на бортах долин, образованные за счет ветрового переноса снега в тундре;
- скорость боковой эрозии на р. Правая Хэ-Яха составляет около 40 см/год;

- термокарстовые процессы наиболее активны на заторфованных поверхностях междуречий. Скорость термокарстовой осадки поверхности – не менее 10 см/год. Причина активизации термокарста – транспортировка теплого газа;

- пучение грунтов в основании трубопровода наиболее опасно для байпасных обвязок крановых узлов;

- полученные результаты могут найти практическое применение для разработки стабилизационных мероприятий как на газопроводах Медвежинского ГПУ, так и при проектировании других газотранспортных систем в криолитозоне.

Список литературы

1. Баулин В.В., Данилова Н.С., Павлова О.П. и др. Мерзлотные условия Медвежьего газового месторождения и их прогноз при освоении территории // Геокриологические условия и прогноз их изменения в районах первоочередного освоения Севера. – М.: ПНИИИС, 1984. – С. 3–24.
2. Никольская И.И. Механизм и закономерности оврагообразования // Сб. «Овражная эрозия». – М.: МГУ, 1989. – С. 74–91.
3. Ремизов В.В., Сулейманов Р.С., Ланчаков Г.А. и др. Диагностика состояния газотранспортных систем Крайнего Севера. Техногеоэкологический анализ состояния территорий трасс газопроводов. РАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 77 с.