



АНАЛИЗ ТЕПЛООВОГО И ГРУНТОВОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СИСТЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Мирзазаде Бахруз, Алиев Аллахверди

**Азербайджанский Государственный Университет Нефти и
Промышленности**

Развитие нефтегазового комплекса в России в настоящее время связано с интенсивным освоением месторождений нефти и газа, расположенных в удаленных от потребителей на тысячи километров восточных и северных районах, характеризующихся сложными климатическими и геокриологическими условиями. Бесперебойная транспортировка углеводородов потребителю является одной из приоритетных задач обеспечения экономической безопасности государства.

Безопасность и надежность функционирования подземных магистральных нефтепроводов, проложенных в криолитозоне, зависят от целого ряда природно-техногенных факторов. Богатый отраслевой опыт достаточно полно раскрывает серьезные проблемы, возникающие при проектировании, строительстве и эксплуатации газонефтепроводных магистралей на многолетнемерзлых грунтах. Главную опасность для подземных магистральных нефтепроводов, проложенных в криолитозоне, представляет формирование ореола оттаивания грунта вокруг трубопровода. Оттаивание приводит к неравномерной просадке грунта, образованию термокарстовых провалов и, как следствие, к изгибу и повреждению нефтепровода.

ANALYSIS OF THERMAL AND GROUND INTERACTION OF MAIN OIL PIPELINE SYSTEMS IN EXTREME CONDITIONS

Bahrüz Mirzazade, Aliyev Allahverdi





Azerbaijan State University of Oil and Industry

The development of the oil and gas complex in Russia is currently associated with intensive development of oil and gas fields located in remote from consumers for thousands of kilometers of eastern and northern areas characterized by complex climatic and geocryological conditions. Trouble-free transportation hydrocarbons to the consumer is one of the priorities ensuring the economic security of the state.

Safety and reliability of operation of underground main oil pipelines laid in the permafrost zone depend on a number of natural and technogenic factors. Rich industry experience fully reveals the serious problems that arise when design, construction and operation of gas and oil transport

highways on permafrost soils. The main danger for underground main oil pipelines laid in the permafrost zone, represents the formation of a soil thawing halo around the pipeline.

Thaw leads to uneven subsidence of the soil, the formation thermokarst sinkholes and, as a result, to bending and damage oil pipeline.

Многолетнемерзлые грунты занимают более 20 % земной поверхности и около 60 % территории Российской Федерации [16]. Мерзлые породы представляют собой сложные многофазные и многокомпонентные системы, обладающие специфическими свойствами: при отрицательных температурах они сочетают механическую прочность с высокой несущей способностью, а при нулевой и положительной температурах оттаивают и практически полностью утрачивают способность нести нагрузки от инженерных сооружений. Важно отметить, что при оттаивании мерзлые грунты дают разную осадку в зависимости от своей структуры. При проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов в районах распространения ММГ возникает ряд проблем, которые определяются особенностями климатических и инженерно-геокриологических условий местности, а также характером и степенью



вмешательства техногенных элементов трубопроводной системы в естественную природную среду. Эти проблемы обуславливаются как изменением свойств мерзлых грунтов в зависимости от температуры перекачиваемого продукта и окружающей среды, так и возникновением и развитием в зоне влияния трубопровода опасных инженерно-геологических процессов (термокарст, заболачивание, пучение грунтов и пр.). При строительстве трубопроводов могут применяться три конструктивные схемы (подземная, наземная, надземная) [26, 27, 28]. Согласно нормативным документам для магистральных трубопроводов 16 рекомендуется подземная прокладка [134], это конструктивная схема наиболее распространена (более 95% от общей протяженности трубопроводов). В настоящее время существуют два основных принципа строительства подземных трубопроводных сооружений на ММГ: *принцип I* – использование и сохранение грунтов оснований сооружений в мерзлом состоянии на протяжении всего периода эксплуатации; *принцип II* – использование мерзлых грунтов в оттаянном (предварительное оттаивание) или оттаивающем (допущение оттаивания) состоянии без выхода сооружений из проектного положения. На основании прогнозных теплотехнических расчетов было показано, что принцип *I реализуем при наземной прокладке, а принцип II – при подземной*. Выбор между *I* и *II принципами* строительства определяется на основании анализа данных инженерно-геологических изысканий и обосновывается многими факторами: распространенностью ММГ на площадке строительства, составом и температурным состоянием грунтов, реологическими, пучнистыми и просадочными свойствами грунтов и пр. При строительстве магистральных трубопроводов чаще применяется *принцип I*, при этом рекомендуется избегать участки с активными мерзлотно-грунтовыми процессами. В случае применения *принципа II* рекомендуется рассчитывать сооружение на прочность и устойчивость с учетом дополнительных напряжений от изгиба вследствие неравномерной осадки основания при оттаивании. Более тридцати лет назад были разработаны рекомендации по выбору конструктивной схемы

трубопроводов в зависимости от категории ММГ. На грунтах I категории возможно использование любых способов прокладки. На грунтах II категории наземный и надземный способы прокладки могут применяться без ограничений, а подземная прокладка возможна лишь с применением средств инженерной защиты трубопровода. На грунтах III категории не рекомендуется размещать тепловыделяющие подземные трубопроводы. На грунтах IV категории строительство подземных трубопроводов запрещено, а надземная конструктивная схема может быть использована в исключительных случаях.

Для защиты магистрального нефтепровода могут применяться различные способы защиты [21, 90, 93, 96, 97, 115, 126]. Выбор способа инженерной защиты трубопровода и сохранения грунта в мерзлом состоянии зависит от ряда факторов: конструктивной схемы трубопровода (типа прокладки), перекачиваемого продукта, эксплуатационного теплового режима, типа многолетнемерзлого грунта и т.д. В настоящее время важным этапом проектирования и строительства трубопроводов в криолитозоне становится проведение прогнозных расчетов с учетом всех вышеописанных факторов.

.Способы инженерной защиты трубопроводов и сохранения грунта в мерзлом состоянии. Способы инженерной защиты трубопроводов и сохранения грунта в мерзлом состоянии можно разделить на две группы. К первой относятся способы, применяемые с целью уменьшения теплового влияния трубопровода на мерзлый грунт. В их числе:

- 1) обоснованный выбор наземного или надземного способа прокладки трубопровода;
- 2) теплоизоляция наружной поверхности трубопровода (например, пенополиуретаном, пеноплексом, полистиролом);
- 3) использование теплоизоляционных экранов между трубопроводом и ММГ;

4) управление режимами перекачки углеводородов для уменьшения теплового влияния трубопровода на ММГ (охлаждение нефти);18

5) установка георешеток и геоматов для укрепления дневной поверхности (особенно на склонах);

6) обустройство дренажа и стока вод из полосы прокладки трубопровода;

7) проведение мероприятий по сохранению или восстановлению растительного покрова в полосе строительства трубопровода.

Ко второй группе можно отнести мероприятия, проводимые с целью предотвращения или снижения деформации конструкции линейной части трубопровода при оттаивании ММГ:

1) применение механических конструкций, удерживающих трубопровод в проектном положении при оттаивании ММГ (подземных опор на свайном основании для подземных нефтепроводов);

2) балластировка трубопровода;

3) замена грунта основания трубопровода непросадочным грунтом;

4) установка регулируемых опор трубопровода для обеспечения стабильности трубопроводной системы и защиты трубопровода и грунта основания от нагрузок (например, в местах сопряжения надземных участков трубопроводов с подземными участками), компенсаторов.

В связи с тем, что основной целью проведения натурных исследований являлась верификация прогнозной модели расчета ореола оттаивания, основными критериями выбора участков трубопровода для проведения натурных исследований стали: 1) репрезентативность участков, то есть

нахождение в пределах ключевых ландшафтов, имеющих широкое распространение по трассе трубопровода; 2) наличие признаков льда и высокольдистых отложений, которые обуславливают максимальные величины просадок при развитии ореола оттаивания, и 3) обводненность 63 участка, так как наличие поверхностных вод имеет определенное влияние на развитие ореола оттаивания. На подготовительном этапе натурных исследований были проанализированы топографические карты, космо- и аэрофотоснимки территории, что позволило оценить ландшафтную изменчивость исследуемой территории и наметить места оборудования шурфов в пределах ключевых ландшафтов. В результате для проведения работ по инструментальному измерению ореолов оттаивания были выбраны два участка трассы действующего подземного магистрального нефтепровода (таблица 3.1), подверженные термокарстовым процессам. Первый выбранный участок (участок № 1) расположен в Республике Саха (Якутия) на территории Олекминского района в пределах долины реки Большой Черепанихи. Участок оборудован тремя термоскважинами, объединенными в термометрический профиль (ТП). Инженерно- геологический разрез на данном профиле представлен насыпными грунтами, супесями, песками и галечниковыми грунтами как в мерзлом, так и в талом состоянии. В полосе строительства участка находятся: магистральный трубопровод с валиком до 1 м из извлеченных из траншеи грунтов;

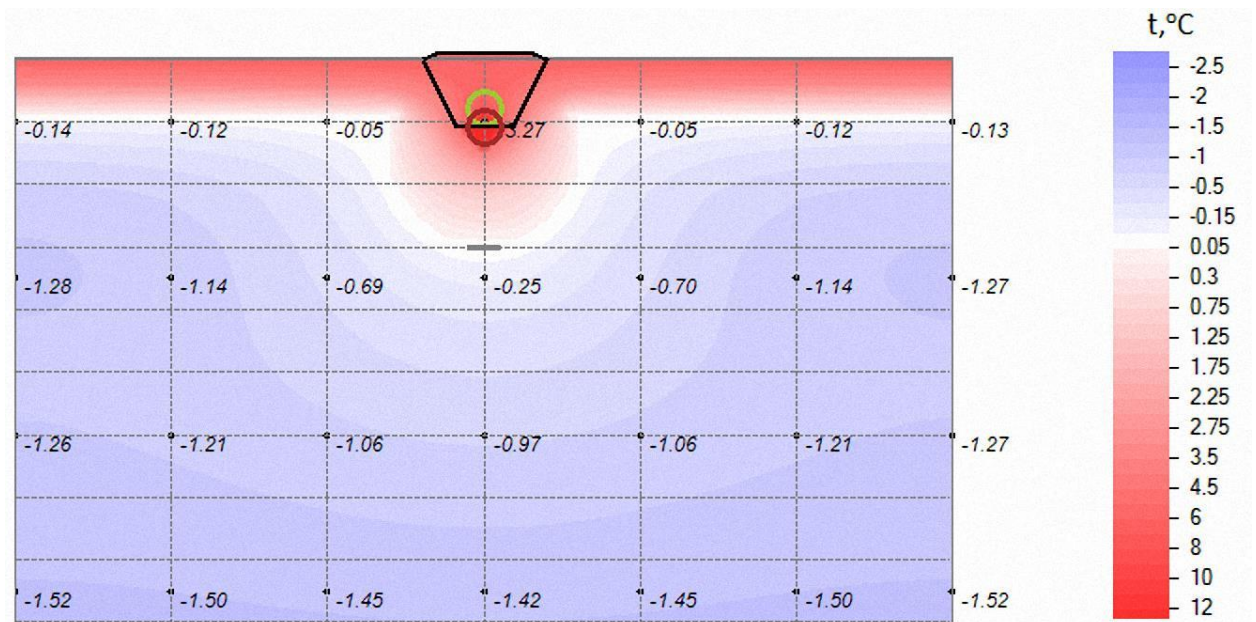
- вдольтрассовый проезд шириной до 8 м из привозных щебнистых грунтов;65
- линия электропередач (ЛЭП), воздушный вариант на железобетонных опорах;
- другие объекты (задвижка, радиорелейная мачта и т.п.).

Охранная зона на данном участке трубопровода представляет собой поверхность с практически полностью удаленным древесным и напочвенным покровом (около 45% площади нарушенности) и составляет в среднем около 40 м, расширяясь у отдельных инженерных сооружений до 80 м и более.



Пораженность неблагоприятными экзогенными геологическими процессами составляет около 40% площади. Существенно повышает риск развития опасных криогенных процессов (термоэрозия, термокарст) наличие на участке полигонально-жильных льдов (ПЖЛ). Прогнозный расчет глубины ореола оттаивания и осадки грунта, изменения ПВП и НДС действующего нефтепровода производился для участков с многолетнемерзлыми грунтами общей протяженностью более 700 км. Тепловое взаимодействие трубопровода с грунтом было исследовано в более чем 7000 сечений. На рисунке 4.4 представлен результат долгосрочного прогнозирования формирования ореола оттаивания для подземного магистрального нефтепровода в одном из сечений. Заданный интервал прогнозирования составил 20 лет, наружный диаметр трубопровода

– 1220 мм. На рисунке 4.5 показаны результаты прогнозирования изменения плано-высотного положения трубопровода на участках прокладки с ММГ до 2040 года.



– проектное положение трубопровода

– смещенное положение трубопровода вследствие осадки оттаявшего грунта

Рисунок 4.4 – Прогнозирование размеров ореола оттаивания и просадки



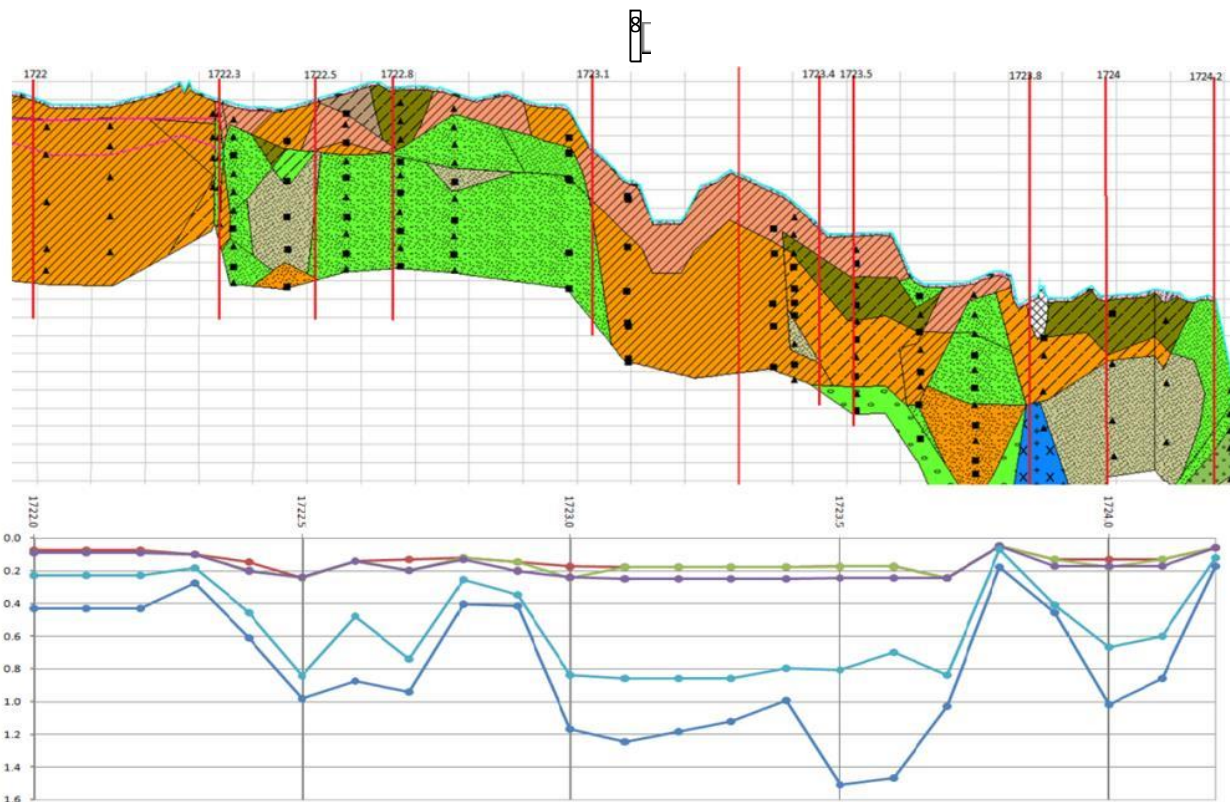


Рисунок 4.5 – Фрагмент прогнозного расчета изменения высотного положения трубопровода вследствие просадки грунта на участке протяженностью 2,2 км: 1, 2, 3 – наиболее опасные участки трассы

ЛИТЕРАТУРА

- 1.Новиков П.А. _Диссертация_2016-06-30_с актом
2. Асланов В.Д. Геологические основы создания подземных хранилищ газа в связи с решением проблемы газоснабжения. Баку, Изд-во Нурлан, 2001-162с.
3. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использования в газовой промышленности. М: Недра, 1986, 238с.