В результате можно говорить о том, что представленные результаты отражают чувствительность гармонических составляющих к структурным изменениям в стали и соответствующим им изменениям твердости и коэрцитивной силы, а именно снятие напряжений, выделение карбидов их изменения. Использование представленного метода является одним из путей для дальнейшего развития метода магнитной структуроскопии который поможет при раннем предупреждение аварий и технологических катастроф на нефтегазовом производстве, а также упростит мониторинг состояния технических объектов методами неразрушающего контроля.

Литература

1. Белашов В.Ю., Чернова Н.М. Эффективные алгоритмы и программы вычислительной математики. СВКНИИ ДВО РАН, 1997. – 160 с.
2. Михеев М.Н., Горкунов Э.С. Магнитные методы структурного анализа и неразрушающего контроля. М.: Наука, 1993. – с. 50–75.

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЗОНЫ АКТИВНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ

Е. В. Тишкина
Научный руководитель, доцент Н. А. Антропова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все больше нефтепроводов прокладывают в зонах, характеризующихся повышенной сейсмической активностью. Например, *Восточная Сибирь – это не только жара под 40 градусов летом и морозы до минус 60 зимой. Это одна из самых сейсмоопасных частей России, которая в последнее время славится активным освоением природных ресурсов, а, значит, и большим строительством. И вся эта огромная инфраструктура должна работать в условиях, когда земля в буквальном смысле слова уходит из-под ног*.

При землетрясениях создаются различные сейсмические волны – разные по скорости распространения, амплитуде и разрушающим способностям. Причем возникновение и распространение этих волн растянуто во времени. Они могут возникнуть непосредственно после землетрясения, а могут быть отодвинуты во времени и произойти после разрушительного воздействия комплекса факторов на деформированный грунт (промерзание, оттаивание, переувлажнение, механические нагрузки от транспорта, снега и т.д.)

Одними из наиболее опасных участков при землетрясениях являются участки, приходящиеся на зоны активных тектонических разломов (АТР). Большинство норм, регламентирующих строительство ответственных сооружений, не рекомендуют строительство в этих зонах. Это вызвано возможными смещениями грунта в зонах разрыва, которые достигают значительных величин. При проектировании и сооружении в тектонических активных зонах выбирают благоприятные в сейсмическом отношении участки трасс и площадки строительства. Если это не удается, то применяют рациональные конструктивные решения и антисейсмические мероприятия.

При проектировании и строительстве, как переходов магистральных нефтепроводов, так и самих нефтепроводов в зонах с повышенной сейсмической активностью и, непосредственно, через сами разломы земной поверхности, компании-подрядчики должны опираться на единые строительные нормы и правила, разработанные российским законодательством. Но не всегда эти нормативные документы соответствуют различным геокриологическим, природно-климатическим, антропогенным факторам и т.д., при которых происходит строительство и эксплуатация переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, и требуют расширения нормативной базы.

В таблице 1 рассмотрены различные технологии прокладки нефтепроводов, пересекающих тектонические разломы.

Опираясь на основной нормативный документ, такой как СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы», и, проанализировав технологию прокладки нефтепроводов у разных компаний, можно сделать следующие заключения:

1) Нефтепровод ВСТО, оператором которого является « Транснефть», использует несколько способов прокладки: надземный и подземный. Особенности конструкции перехода при разных видах прокладки соответствуют нормативному документу, однако, компания внесла дополнительные меры по повышению безопасности подземного перехода, такие как: песчаная подушка 0,2 м, сооружаемая непосредственно под трубопроводом и установка интеллектуальных вставок на самой трубе, для контроля нормативно-деформированного состояния.

2) Нефтепровод проекта «Сахалин – 1», оператором которого выступает компания «Эксон Нефтегаз Лимитед», также удовлетворяет условиям основного нормативного документа, но, как и ВСТО, компания внесла свои коррективы в проект. При подземной прокладке использовались трубы с повышенной толщиной стенки, а также был проведен дренаж на месте перехода; при надземной прокладке использовалась специальная гравийная подушка под опоры с компенсаторами, сам трубопровод был построен зигзагообразно.

3) Нефтепровод проекта «Сахалин – 2», оператором является компания «Сахалин Энерджи». По всей трассе трубопровода использовалась подземная прокладка, так как отсутствуют вечномерзлые грунты, и, чтобы избежать антропогенного воздействия на нефтепровод (несанкционированные врезки, покушения и т.д.). Помимо правил строительства, которые описаны в НД, компания разработала дополнительные технологии

обустройства подземного перехода магистрального нефтепровода через ДТР: использование труб сейсмического, высокого и среднего класса безопасности, установка компенсаторов специальной конфигурации, позволяющие трубопроводу свободно двигаться в траншее без образования чрезмерных деформаций, и, следовательно, не подвергая опасности структурную целостность трубы. Для того, чтобы достичь этого, материал обратной засыпки вокруг трубы, в траншее, должен легко сжиматься, таким образом, минимизируя фрикционное взаимодействие вокруг трубы. Для предотвращения замерзания сооружались сухие, теплоизолированные траншеи, путем установки изоляционных плит поверх трубопроводов и внутри траншеи. Также было установлено повышенное количество дистанционно управляемых задвижек.

4) Трансаляскинский нефтепровод (Трансаляскинская трубопроводная система) – это нефтепровод в США, принадлежащий компании «Alyeska Pipeline Service Company». Трасса нефтепровода пересекает зоны повышенной сейсмичности, а также районы с вечной мерзлотой. Поэтому трубопровод был проложен надземным способом, на специальных опорах с компенсаторами, позволяющими трубе скользить по специальным металлическим рельсам в горизонтальном направлении почти на 6 м, при помощи специальной гравийной подушки, и на 1,5 метра вертикально. Кроме того прокладка трассы нефтепровода осуществлялась зигзагообразной ломаной линией для компенсации напряжений, вызываемых смещением почвы при очень сильных продольных сейсмических колебаниях, а также и при температурном расширении металла.

Таблица 1

Сравнительная характеристика трубопроводов при пересечении тектонических разломов

Трубопровод	Особенности конструкции перехода		Дополнительные мероприятия по повышению безопасности
	при подземной прокладке	при надземной прокладке	
СНиП	- траншея с пологими откосами; - засыпка крупнозернистым песком, торфом и т.д.	- свободноподвижные опоры.	- установка демпферов на опорах; - автоматическая система контроля и отключения аварийных участков; -установка сейсмометрических станций.
ВСТО	- уширенная траншея с пологими откосами (1:2); - песчаная подушка 0,2 м; - засыпка несвязным грунтом; - max допустимая глубина заложения 1 м.	- установка двух наклонных Г-образных компенсаторов; - свободноподвижные опоры.	- интеллектуальные вставки на трубе; - сейсмический мониторинг; - *автоматическое отключение подачи нефти.*
Сахалин – 1	- повышенная толщина стенки трубы; - дренаж в месте перехода; - траншея трапециевидной формы с пологими откосами; - засыпка траншеи сухим крупнозернистым песком.	- специальные опоры с компенсаторами; - специальная гравийная подушка.	- зигзагообразная линия прокладки; - система сейсмического наблюдения с датчиками перегрузок; - система обнаружения утечек.
Сахалин – 2	- толстостенные трубы; - оптимальные углы пересечения; - траншеи трапецеидальной формы с пологими откосами; - компенсаторы специальной конфигурации; - специальный материал обратной засыпки; - герметичность, теплоизоляция и дренажирование траншеи.	нет	- применение дистанционно управляемых задвижек; - использование волоконно-оптического кабеля.
Трансаляскинская трубопроводная система	нет	- подвижные поры с компенсаторами; - гравийная подушка; - зигзагообразная трасса.	- сейсмический мониторинг; - дистанционное наблюдение и контроль состояния задвижек.

Таким образом, сочетание многообразных факторов требует разработки различных технологий прокладки магистральных трубопроводов через действующие тектонические разломы. Из-за недостатка в СНиП дополнительных мер по обеспечению безопасности магистральных трубопроводов в сейсмоактивных зонах,

компании вынуждены создавать вспомогательные мероприятия по повышению эксплуатационных характеристик переходов. Следовательно, возникает необходимость усовершенствования СНиП и нормативных документов, дабы избежать высоких рисков разгерметизации трубопровода во время активизации тектонического разлома.

Литература

1. Документ компании: «Проект «Сахалин II» – Этап 2 – Основы проектирования переходов тектонических разломов», Документ № 5600 – Z – 90 – 42 – T – 9006 – 00, 2008 г.
2. Документ подрядчика: «Проект «Сахалин II» – Этап 2 – Конструкция траншей в зависимости от категории разлома – оценка взаимодействия труба-грунт», Документ №. 5600 – Z – 90 – 42 – T – 9003 – 00 – P2, 2007 г.
3. СНиП 2.05.06 – 85* «Магистральные трубопроводы», Москва, 1997 г.
4. Справочный документ компании «Сахалин Энерджи»: «Трансаляскинская трубопроводная система (ТАТС) в сравнении с трубопроводной транспортной системой по проекту «Сахалин – 2». – Южно-Сахалинск, 2005. – 22с.
5. СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах. – Введ. 1982-01-01. – М.: Госстрой СССР, 1987;

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОБКОВОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ В ДВУХФАЗНОЙ СРЕДЕ

В. Т. Фан, Т. Ф. Т. Данг, В.Т. Динь
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пробковое (или снарядное) течение — наиболее распространенная форма течения газожидкостной смеси, оно встречается в самых различных областях техники. В этой работе мы изучаем это течение при моделировании, и также с помощью эмпирических результатов.

Самым простым и, следовательно, самым распространённым, подходом к моделированию пробкового течения является сокращение перемежаемость в периодичность и взять на себя полный развитой поток так, что сложная структура может быть упрощена до «элемент эквивалентной клетки», состоящий из жидкой пробки и длинного пузыря (Wallis, 1969). Dukler и Hubbard [1975] разработал «модель элементарной клетки» («equivalent cell unit» - по английскому языку) для горизонтального потока. Они были первыми, чтобы определить зон смешивания на передней части пробки и предложить отношения к процессу захвата на фронте и пролития на хвосте пробки. Рисунок 1 показывает одиночную клетку, по их мнению, состоящей из тела жидкой пробки и одного длинного пузыря.

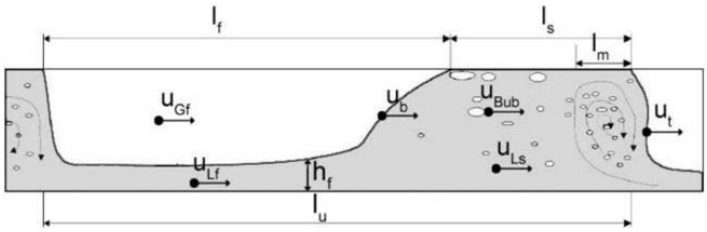

Рис.1. Схема элемента клетка [Dukler и Hubbard, 1975]

Один элемент пробки делится в двух регионах – регион жидкой пробки, также называемый телом пробки, длины l_s и регион жидкой пленки, длины l_f, состоящий из жидкой пленки с высоты h_f и удлиненного газового пузыря. Газ из региона пленки имеет тенденцию быть увлекаемым в передную часть пробки, как показано на рисунке 1, и образует зон смешивания с длиной l_m. Скорость жидкой пробки на фронте называется U_t и U_b – скорость его хвоста. Средняя скорость жидкости в теле пробки обозначается как U_{Ls} и скорости пузырьков внутри пробки U_{Bub}. Средняя скорость жидкости в пленке обозначена как U_{Lf}.

Хорошо известно, что в начало жидкая пробка движется с большей скоростью, чем полной скорости смеси. Это означает, что жидкость берется на пробки спереди и проливается на его конце. Скорость пролития определяется истинной скоростью удлиненного газового пузыря. Некоторые авторы предполагают, что пробковый поток считается полным развитым, когда скорость захвата жидкости в нос развитывающей пробки равна скорости пролития жидкости на его хвосте. Когда это происходит, то скорость жидкой пробки на передней части пробки U_t равна скорости жидкой пробки на его хвосте U_b и длина жидкой пробки L_s затем постоянным.

Двухфазная модель состоит из набора уравнений сохранения для каждой фазы (Ishii и Hibiki, 2006). Использованы формулы для одномерного потока и получена модель, путем осреднения процесса в поперечного сечения потока. Поток считалось изотермическим вдоль горизонтальной трубы, без массопереноса между фазами. Жидкую фазу моделируется как несжимаемой, а газовая фаза регулируется законом идеального газа. На основании предыдущих исследований (Карнейро и др., 2005; Карнейро и Nieckele, 2008), равенства давлений по обе стороны от поверхности раздела рассматривалась также и, для простоты, давление газа считается равным его межфазному значению.

Сумма объемных долей фаз должен подчиняться следующим отношением,

$$\varphi_G + \varphi_L = 1 \qquad (1)$$