

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

системы «стенка скважины – ММП» находится ниже 0°C, что удовлетворяет условию нерастепления массива ММП (Рис. 2).

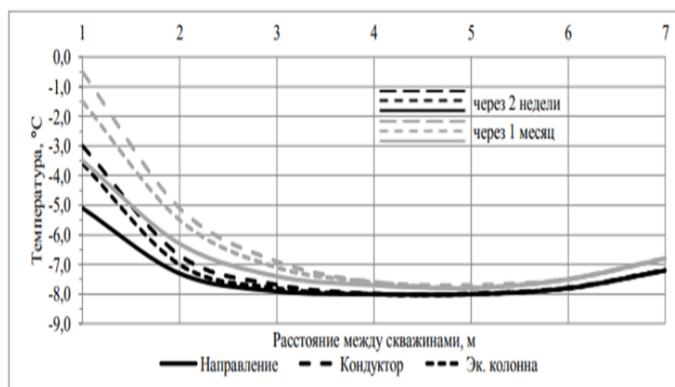


Рис. 2 - Распределение температуры между скважинами, находящимися на расстоянии 8 м друг от друга

Одним из вариантов получения тампонажных материалов, имеющих низкое значение теплопроводности, является применение в их составе компонента Термогласс, представляющего собой гранулированное пеностекло, которое получают при помощи спекания измельченного в пыль стеклянного боя и порообразователя (мел, доломит, кокс).

Другим возможным вариантом решения проблемы растепления ММП является применение термоизолирующих направлений обсадной трубы – термокейсов. Основная колонна создается из стальных труб диаметром 530 и 820 мм по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства теплоизолирующим материалом – пенополиуретаном (ППУ).

По результатам проделанной работы возможно дать следующие рекомендации устранения выявленной проблемы:

- 1) предупреждение проблем, связанных с растеплением ММП, состоит в термоизоляции скважины, в применении специальных типов буровых растворов и их дополнительном охлаждении;
- 2) наибольшей эффективностью обладает термоизоляция скважины, так как данный метод создает задел безопасной работы при последующей эксплуатации скважины;
- 3) термоизоляция скважины может осуществляться применением тампонажных материалов с низкой теплопроводностью и созданием специальной термоизолирующей конструкции обсадной колонны – термокейса;
- 4) для достижения максимальной термоизолированности скважины и защищенности массива окружающих ММП, применение данных решений следует осуществлять совместно.

Литература

1. Ермилов О.М. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические акценты / О.М. Ермилов, Б.В. Дегтярев, А.Р. Курчиков. Новосибирск: Изд-во СО РАН. - 2003. - 218 с.
2. Кудрявцев С.А. Численные исследования теплофизических процессов в сезонно-мерзлых грунтах // Криосфера Земли. - 2003. - Т. IX. - № 4. - С. 102–104.
3. Полозков А.В. Разработка методов контроля технического состояния скважин в криолитозоне: Дис. ... канд. техн. наук. - М., 2009. - 161 с.
4. Рогов В.В. Теплообменные процессы в криолитозоне и их использование при оптимизации технологии крепления скважин: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. - Ухта: УГТУ, 2013. - 19 с.
5. Салихов З.С. Исследование и учет глубинных геокриологических условий на техническое состояние добывающих скважин в многолетнемерзлых породах при оттаивании / З.С. Салихов, И.А. Зинченко, А.В. Полозков, А.В. Орлов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2006. - № 8. - С. 8-22.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАР В НЕФТЕПРОВОДАХ

Н.Ю. Демидов

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы: сравнение результатов расчетов гидравлического удара в магистральных нефтепроводах и аварийных утечек при разгерметизации линейной части трубопровода, полученных при использовании программного модуля ТОХИ+Гидроудар и модели Н.Е. Жуковского.

Явление гидроудара несет в себе разрушительную силу для технологического оборудования, разрушение которого может привести к загрязнению окружающей среды, вплоть до экологической катастрофы.

В связи с этим необходимо моделирование неустановившихся режимов течения вязких сред, подбор средств и методов защиты трубопроводов.

Современные программные комплексы, основанные на математическом моделировании гидродинамических процессов, в том числе методом характеристик, позволяют смоделировать неустановившиеся режимы течения при открытии или закрытии задвижки на участке нефтепровода, остановке или пуске насосов перекачивающей станции, при аварийном разрыве трубопровода и т.д. К таким программным комплексам можно отнести OLGA, разработанный компанией Schlumberger, PipelineStudio компании EnergySolutions, платформа Corelium компании Corelium inc, TACITE компании Schneider Electric. Среди отечественных программных комплексов можно выделить «Гидросистема» компании ООО «НТП Трубопровод» АО «ИПН», NIPAL, разработанный ООО «Институт проблем транспорта энергоресурсов», математическая модель «Cassandra» компании ООО «Энергоавтоматика», Комплекс «ТОХИ+Гидроудар», разработанный ЗАО НТЦ ПБ [1].

Графическое отображение результатов моделирования показано на рис. 1а, 1б. Профили давления показаны на рисунке 1а, профили скорости потока на рисунке 1б. Анализ начнем с кривых 1 (рис. 1а, б), которые соответствуют времени 59,99 с. до момента срабатывания задвижки в конце нефтепровода. Следовательно, они справедливы для стационарного (штатного) режима перекачки нефти (т.е. до возникновения явления гидравлического удара).

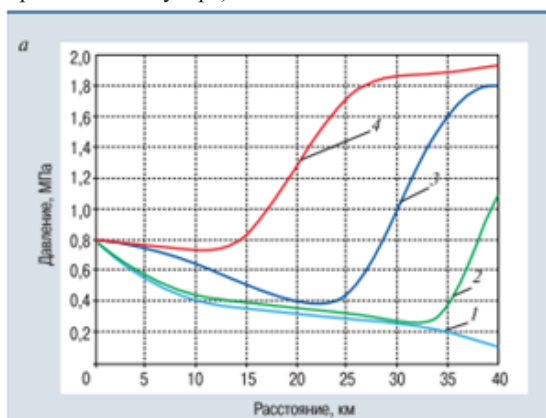


Рис. 1а – Профиль давления

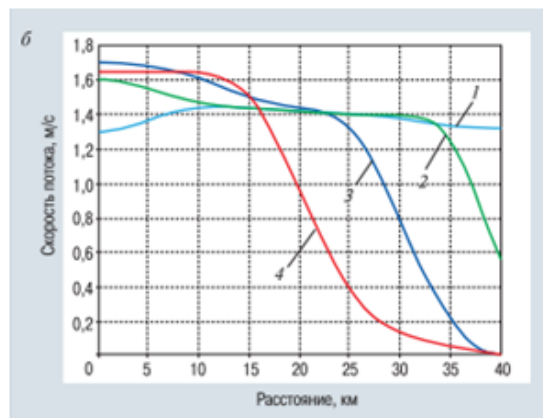


Рис. 1б – Профили скорости

Рисунок 1а, б – Распределения результатов моделирования: профили давления (а) и профили скорости потока (б) в магистральном нефтепроводе в различные моменты времени: 1 – 59,99 с; 2 – 65,01; 3 – 72 с; 4 – 80 с.

Действительно, применяя известное уравнение Д. Бернулли, можно для условий приведенного процесса по определению изменения давления иметь:

$$P_x = 0,8 - 0,0175x, \quad (1)$$

где P_x — давление в нефтепроводе на расстоянии x от его начала, МПа; x — линейная координата, характеризующая расстояние от начала нефтепровода до рассматриваемого сечения, км.

Уравнение (1) — уравнение нисходящей прямой. Оно удовлетворяет граничным условиям примера: $P_x = 0,8$ МПа при $x = 0$; $P_x = 0,1$ МПа при $x = 40$ км. Кривые 2, 3 и 4 на рис. 1, а — гладкие функции давления от координаты x в различные фиксированные моменты времени (65,01; 72 и 80 с соответственно) после закрытия задвижки. Причем все кривые имеют общее начало, соответствующее давлению 0,8 МПа.

Изменение скорости в начале нефтепровода (при постоянном значении давления) в различные моменты времени (кривые 2, 3 и 4 на рис. 1, б показывают в начале нефтепровода скорости, равные 1,6; 1,8 и 1,7 м/с соответственно). В этом можно убедиться, если их сравнить с расчетными зависимостями, полученными по теории Н.Е. Жуковского (рис. 2). Согласно теории Н.Е. Жуковского, при внезапном закрытии задвижки по трубопроводу пройдет волна повышенного давления от задвижки к началу трубопровода. Значение превышения давления определяется по формуле:

$$\Delta P_{г.у} = \omega_0 \rho_0 C_{ф.в} \quad (2)$$

где $\Delta P_{г.у}$ — скачкообразное превышение давления, обусловленное гидравлическим ударом, Па; ω_0 — скорость течения нефти в нефтепроводе при штатном режиме эксплуатации, м/с; ρ_0 — плотность капельной жидкости (нефти) при штатном режиме эксплуатации, кг/м³; $C_{ф.в}$ — скорость распространения фронта ударной волны по трубопроводу, м/с.

Фронт ударной волны — граница, разделяющая возмущенную область от невозмущенной. В возмущенной области скорость движения капельной жидкости (вода, нефть, жидкие нефтепродукты и др.) равна нулю, давление повышенное.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

В соответствии с моделью Н.Е. Жуковского (2) фронт ударной волны разделяет весь трубопровод на две области — возмущенную (за фронтом волны) и невозмущенную (перед фронтом волны). В невозмущенной области поток еще «не почувствовал», что произошло закрытие задвижки в конце нефтепровода, поэтому параметры потока в этой области (скорость, гидростатическое давление и плотность жидкости) сохраняют значения, соответствующие штатному режиму эксплуатации. На фронте волны гидравлического удара происходит скачкообразное изменение параметров потока. В возмущенной области скорость течения становится равной нулю, гидростатическое давление увеличивается на $\rho g h$, вычисляемую по формуле Н.Е. Жуковского (2) [2,3].

Результаты расчетов, соответствующих гидравлическому удару для данного примера, проведенные согласно модели Н.Е. Жуковского, представлены на рис. 2 а, б.

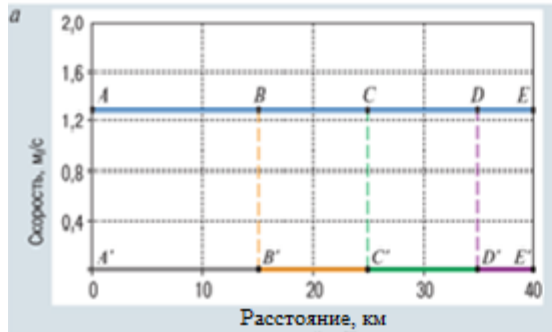


Рис. 2а – Изменение скорости потока нефти в трубопроводе

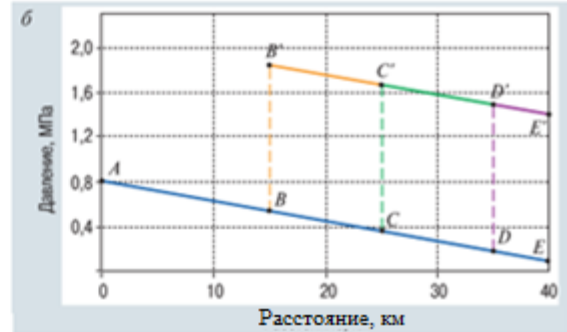


Рис. 2б – Изменение давления вдоль нефтепровода

В момент времени 65,01 с (т.е. через 5,01 с после закрытия задвижки) фронт волны давления достигнет отметки $x = 34$ км. Для этого момента времени изменение скорости как функции координат описывает ломаная $ADD'E'$ на рис. 2, а, изменение давления вдоль нефтепровода — ломаная $ADD'E'$ на рис. 2, б.

В момент времени 72 с (через 12 с после закрытия задвижки) фронт волны давления достигнет отметки $x = 25,1$ км. Для этого момента времени изменению скорости как функции координат соответствует линия $ACC'E'$ на рис. 2, а, изменению давления вдоль нефтепровода — линия $ACC'E'$ на рис. 2, б.

В момент времени 80 с (после закрытия задвижки прошло 20 с) фронт волны давления достигнет отметки $x = 15,2$ км. Для этого момента времени изменению скорости как функции координат соответствует линия $ABB'E'$ на рис. 2, а, изменению давления вдоль нефтепровода описывает линия $ABB'E'$ на рис. 2, б.

Сравнение рис. 2, б и рис. 2, а данных изменения скорости и давления вдоль нефтепровода показывает существенное их различие. То же самое можно сказать и о зависимостях (см. рис. 2, а, рис. 2, б), демонстрирующих изменение давления вдоль нефтепровода.

В результате исследований, можно сделать несколько выводов. 1. Выяснено, что исходных данных для расчета, которые задаются с помощью программного модуля ТОХИ+Гидроудар явно недостаточно для проведения полноценных расчетов. Так, не указан способ прокладки трубопровода, глубина заложения труб, если трубопровод уложен в грунт. 2. Расчет параметров явления гидравлического удара следует проводить в соответствии с моделью Н.Е. Жуковского, а не моделью, заложенной в программном модуле ТОХИ+Гидроудар.

Литература

1. Левин В. И. Методы математической физики. – М.: Мир, 1981. – 598 с.
2. Рецензия на статью «Моделирование аварийных утечек на магистральных нефтепроводах»/ В.Н. Антипов, Е.В. Налобина, И.Н. Налобин. – 2015. – №9.
3. Моделирование аварийных утечек на магистральных нефтепроводах/ С.И. Сумской, А.А. Агапов, А.С. Софьин и др.//Безопасность труда в промышленности. – 2014. – №9. – С. 50-53.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ И МЕТОДОВ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Э.Р. Жамалдинов, И.К. Черненко, Б.Б. Очиров

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ультразвуковая обработка является одним из наиболее перспективных альтернативных методов для воздействия на жидкость как в условиях скважины, так и на поверхности. В процессах добычи ультразвук используется, в первую очередь, для повышения продуктивности скважин, регулирования реологических свойств нефтяных систем, снижения вязкости, удаления АСПО и накипи, полимер - цементных отложений, неорганических включений, буровой жидкости и т.д. При транспортировке ультразвук используется для