

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

- соискание учебной степени кандидата технических наук / - Краснодар, 2014. – 118 с.
4. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.
 5. В.А. Истомина, В.Г. Квон. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа – Москва.:ООО ИРЦ Газпром, 2004 – 363 , 430 с.
 6. Прахова М.Ю. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. №1.

**ОЦЕНКА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ С ГРУНТАМИ
СО СЛАБЫМИ ПРОЧНОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ**

В.В. Матвиенко, В.П. Бурков

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Гигантские нефтегазоконденсатные месторождения, открытые в последние годы в Арктике перспективны для добычи в результате истощения многих месторождений на суше и увеличивающегося спроса на нефть. Россия владеет большой береговой зоной Арктики, а это, многие млрд. условного топлива [1]. Залежи углеводородного сырья в Арктическом регионе оцениваются некоторыми экспертами как треть мировых запасов. Большое количество открытых месторождений Арктики располагаются на морском шельфе. Добыча на шельфе обходится в 2 – 3 раза дороже добычи на суше, потому что для освоения подводных залежей нефти и газа необходимы более сложные технологии и другая, более высокопроизводительная техника. В принадлежащей России мелководной части Арктики добывать нефть гораздо удобнее и экономично целесообразно, чем на глубине [2]. Но существует множество причин, которые усложняют эксплуатацию месторождений в этом регионе. По этим причинам в условиях Арктики невозможна прокладка по дну, необходимо нефтегазопроводы заглублять в грунт. В настоящее время отсутствует четкая методика проектирования морских трубопроводов в грунтах со слабыми прочностными свойствами, также отсутствует методика испытания водонасыщенных грунтов на прочность и несущую способность применительно к морским трубопроводам.

Целью данной работы является расчет напряженно-деформируемых участков шельфового трубопровода, проложенных в водонасыщенном грунте для выбора оптимальных параметров укладки в траншею.

Размыв донных грунтов – это форма эрозии морского дна, причиной которой служит гидродинамическое воздействие воды. Придонные течения бывают постоянные, приливные, вызванные волнением и т.д., зависят от скорости течения и направления, а также качеств донного грунта и могут вызывать размыв дна, в результате этого образуются промоины, воронки, борозды, котловины. Размывы дна обнажают трубопровод, вследствие чего возникают размывы дна под трубопроводом. Возникающие локальные свободные пролеты могут достаточно быстро развиваться вдоль трубопровода, в результате чего возможно образование пролетов значительной длины[3]. Появление свободных пролетов большой

протяженности может повлечь за собой опасные для целостности трубопроводной линии изменения НДС в локальных зонах трубопровода, особенно на краях пролета и в его середине, ведущие к горизонтальному и вертикальному выпучиваниям. На НДС размытого участка прямое влияние оказывают балластировка, скорость течения потока, температура, давление[4]. Если говорить в целом, то при проектировании подводного трубопровода необходимо решить две основные задачи:

- Оценить несущую способность слабых грунтов применительно к морским трубопроводам;
- Подобрать оптимальные параметры проектирования обеспечения устойчивости морского трубопровода[5]

На основании входных параметров построили модель методом конечных элементов. Используя программный пакет ANSYS 15.0, провели расчет трубопровода и определили опасные зоны. Наибольшее напряжение возникает в месте перегиба. Экспериментируя с высотой засыпки (рис. 1) было установлено, что наиболее оптимальной глубиной укладки, обеспечивающей безопасную эксплуатацию, является 1,5 метра.

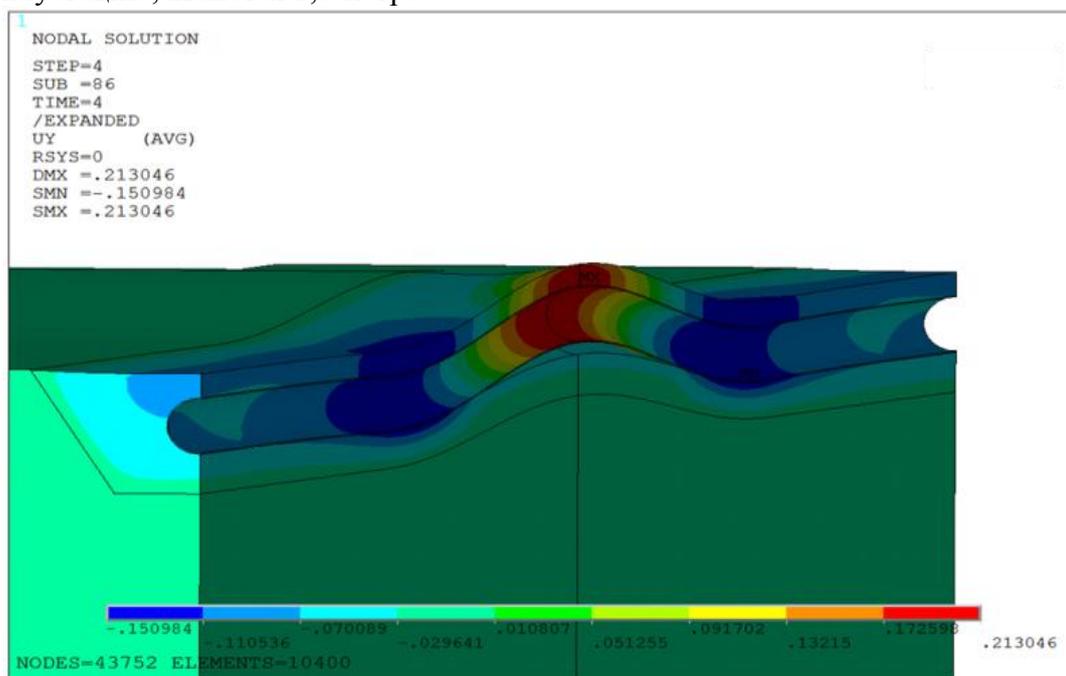


Рис.1. Напряжения в трубопроводе при выпучивании

Выводы: Оценка напряжений, возникающих в трубопроводе при выпучивании, из-за слабых прочностных свойств грунта, показала необходимость обязательного моделирования, постановки и математической формализация задачи взаимодействия морского трубопровода с окружающим грунтом со слабыми прочностными свойствами. Проведено построение модели грунта и определение граничных условий поставленной задачи. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов, взаимодействующих с окружающими донными грунтами со слабыми прочностными свойствами позволило рассчитать оптимальные параметры, обеспечивающие устойчивость системы трубопровода.

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Литература

1. Михалицына Ю.В. К вопросу о транспортировке нефти//Экономический журнал. – Иркутск, 2003. – № 2. – С. 35 – 40.
2. Павлюченко Е.И. Проблемы и стратегические ориентиры сохранения, восстановления и эффективного использования нефтегазового потенциала //Руснаука., 2011. – № 8.
3. DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. – DNV, August 2012. – 367 p
4. Чумаков М.М. Методика моделирования процесса размыва донного грунта в окрестности килей крупных ледяных образований//Экономический журнал. – Москва, 2013. – № 3. – С. 125 – 132.
5. Халфин И.Ш. Воздействие волн на морские нефтегазопромысловые сооружения / И.Ш. Халфин. – М.: Недра, 1990. – 310 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ СЕПАРАЦИИ И СТРУКТУРЫ
УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТОКА В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ
ИЗМЕНЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА
УСТРОЙСТВ ТЭК И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Е.В. Николаев, С.Н. Харламов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Введение.

В последние годы к запасам нефти и газа в Арктике проявляется большой интерес. На данный момент на российском арктическом шельфе открыто 20 крупных нефтегазовых провинций, в 10 из которых запасы нефти и газа являются доказанными. По оценкам USGS, в Арктике имеется приблизительно 13% мировых неразведанных запасов нефти и до 30% – природного газа [1].

В России было выдано ряд лицензий на большие участки северных акваторий ОАО «НК «Роснефть» (суммарно более 90 тыс. км² в Баренцевом и Печорском морях и 128 тыс. км² в Карском море) и ОАО «Газпром» и ОАО «Новатэк» на несколько меньших по площади участков в Обской и Тазовской губах [2]. Нефтегазовые проекты, реализуемые на арктическом шельфе, существенно отличаются друг от друга в технологическом плане, что обуславливается различными природно-климатическими условиями регионов, в которых они находятся. Это требует разработки новых технологий практически под каждый отдельный проект, что увеличивает время реализации, а также стоимость проектов. Поэтому задача исследования механизмов сепарации углеводородного сырья в экстремальных термобарических режимах работы устройств ТЭК играет чрезвычайно важную роль в реализации таких проектов. В силу вышесказанного, цель данной работы состоит в выявлении закономерностей сепарации углеводородных сред в экстремальных режимах изменений термобарических условий: $T \cong 0-70^{\circ}\text{C}$, $P \cong 50-3500$ кПа. Для достижения цели поставлены следующие задачи: 1) сформулировать физико-математическую модель процесса сепарации; 2) провести верификацию модели; 3) дать представление об особенностях изменений компонентного состава и теплофизических свойств газовой смеси в широком диапазоне изменений термобарических условий.