

раз пропускную способность благодаря многоканальности. Другим существенным достоинством является, что система автоматически адаптируется к изменениям среды распространения (например: смена плотности, турбулентные потоки и т.д.) при помощи учета заранее введенных калибровочных сигналов.

Улучшение качества и скорости наблюдения с последующей оценкой подводных технологических трубопроводов приведет к повышению степени надежности системы, что в первую очередь есть одна из наиболее важных технических характеристик. Благодаря своевременному обнаружению неисправностей в оборудовании, существует возможность избежать экологических загрязнений среды, что в современном мире является актуальной проблемой.

Главный параметр при добыче нефти и газа является надежность, которая напрямую зависит от контроля подводных добычных комплексов.

Литература

1. В. Кроха, С. Шибакин. Эксплуатация Киринского газоконденсатного месторождения / Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 93-95.
2. В. Петренко, С. Чигай, Б. Никитин, А. Дзюбло. Ресурсы углеводородов шельфа Охотского моря и результаты их освоения ОАО «Газпром» / Газовая промышленность. – 2014. – № 716. – С. 16-21.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТОКА ЖИДКОСТИ РАЗНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Овчаренко А.М.

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации месторождений вязкой нефти возникает проблема ее добычи, промысловой подготовки и транспортировки вследствие неоднородности и сложности химического состава, обусловленного наличием более тяжелых компонентов нефти (парафины, церезины, асфальтены), включением органических соединений (смолы), а также из-за повышенных значений некоторых реологических характеристик (плотность, вязкость, скорость и напряжение сдвига), это определяет характер течения жидкости как неньютоновской с возможным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Выбор оптимальной технологии промысловой подготовки и трубопроводного транспорта такой нефти позволит поддержать эффективный диаметр трубопровода и обеспечить требуемый объем перекачки с уменьшенными гидравлическими потерями углеводородов.

Научному сообществу известны методы предотвращения и удаления образовавшихся АСПО различными физико-химическими полями способом воздействия на трубопровод и углеводородную среду. Эти же поля можно применять с целью улучшения реологических свойств неньютоновских жидкостей для получения из нее жидкости с ньютоновскими свойствами, что, в конечном итоге, будет способствовать оптимизации процессов подготовки и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов повышенной вязкости.

В результате лабораторных исследований по теме работы было получено снижение значений некоторых реологических свойств нефти повышенной вязкости с помощью ультразвуковой, тепловой, химической обработки и комбинации их этих полей. Для проверки эффективности той или иной методики обработки, помимо измерения показаний реологических характеристик, необходимо провести моделирование потока жидкости для вычисления рабочих характеристик течения нефти в трубопроводе.

Цель работы: смоделировать жидкость с разными исходными реологическими свойствами для вычисления рабочих характеристик потока жидкости трубопровода.

Объектом исследования служит участок промыслового сборного коллектора, характеристика которого приведены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные участка сборного коллектора

Параметр	Значение
Модуль упругости	$E = 2 \cdot 10^5$ МПа
Предел прочности	$\sigma_{пр} = 520$ МПа
Предел текучести	$\sigma_{тек} = 430$ МПа
Максимально допустимое напряжение	$\sigma_{max} = 215$ МПа
Запаса прочности	$n=2$
Материал	13ХФА
Длина	$l = 10$ м
Диаметр	$d_n = 219$ мм
Толщина стенки	$\delta = 8$ мм
Толщина слоя АСПО	$\delta_{АСПО} = 10$ мм
Рабочее давление	$p = 4$ МПа
Коэффициент Пуассона	$\mu_0 = 0,3$
Коэффициент линейного расширения	$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} (^\circ\text{C})^{-1}$

СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Задачи исследования: смоделировать участок трубопровода с последующим расчетом на пропускную способность в SolidWorks Flow Simulation и определением: а) скорости потока на выходе из трубопровода; б) завихренности потока; в) потерь давления по длине трубопровода; г) потерь на трение; д) пропускной способности трубопровода.

Обработанный и необработанный образцы нефти характеризуются разным набором реологических характеристик. При перекачке необработанной нефти возможен образования слой АСПО.

Примем, что при перекачке необработанной высоковязкой нефти с динамической вязкостью μ_1 и плотностью ρ_1 , массовым расходом G по трубопроводу длиной L метров, диаметром d и абсолютной эквивалентной шероховатости Δ , образовался слой парафина толщиной δ на стенках трубопровода, причем при перекачке обработанной нефти пренебрегаем образованием соля парафина. Индекс $i=1$ – необработанная нефть, $i=2$ – образец обработанной нефти

С помощью аналитического расчета можно определить потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой нефти по сравнению с перекачкой нефти незначительной динамической вязкости μ_2 плотностью ρ_2 .

Порядок работы по определению пропускной способности: 1. Оценка по критерию Рейнольдса режима течения. 2. Начать создание проекта в Fluid Flow. 3. Задача осесимметричная, поэтому решаем в 2d - двумерной модели, можно решать и в 3d. 4. Импорт или создание геометрии с необходимым диаметром. 5. Генерация сетки со сгущением вблизи стенок. 6. Присвоение имен границам области - вход, выход, стенка, ось x. 7. Сохранение, запуск fluent в проекте (setup). 8. Установить данные для вычислителя - задание геометрии, модель турбулентного течения - (к-эпсилон), вид пристеночных функций. Это все выбирается в меню. Уравнение энергии выключить. 9. Задать плотность и вязкость жидкости. 10 Задать граничные условия на всех 4 границах области - задание скорости на входе, интенсивность турбулентности и далее по пунктам меню. 11. Выбрать разностную схему. 12. Задать критерий сходимости. 13. Задать начальные условия (инициализировать проект). 14. Задать число итераций- начать с 1000. 15. Рассчитать задачу (calculate). 16. Провести анализ результатов.

Расчет провести для разных свойств нефти и режимов течения. При перекачке вязкой необработанной нефти образуется слой АСПО толщиной 10 мм по всей длину трубопровода с шероховатостью 0,9 мм. При перекачке обработанной нефти незначительной вязкости пренебрегаем образованием слоя парафина. Расчет в Solid ведем по методу Finite Volume (FVM).

Материал трубопровода – сталь. Перекачиваемая жидкость (Н1) – неньютоновская жидкость. Перекачиваемая жидкость (Н2) – ньютоновская жидкость. Слой АСПО – органические отложения.

Таблица 2

Исходные данные к расчету гидравлических потерь трубопровода при перекачке нефти №1 и №2

Показатель	Значение	Размерность
Динамическая вязкость необработанной нефти (2)	33,18	мПа·с
Динамическая вязкость обработанной нефти (1)	3,41	мПа·с
Плотность высоковязкой нефти (2)	872	кг/м ³
Плотность нефти (1)	802	кг/м ³
Массовый расход	3500	т / сут
Разность геодезических отметок	9	м
Длина трубопровода	7000	м
Диаметр трубопровода	219	мм
Толщина стенки	8	мм
Абсолютная эквивалентная шероховатость (2)	0,9	мм
Абсолютная эквивалентная шероховатость (1)	0,1	мм
Толщина слоя парафина, образовавшегося при перекачке высокопарафинистой нефти	10	мм

Гидравлический расчет проводится согласно методике ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование [1].

Исходя из полученных результатов расчетов: при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение в 2,13 раз и потери давления по длине трубопровода в 2,3, что, определенно, приведет к ухудшению показателей перекачки жидкости и будет крайне нецелесообразно с экономической стороны процесса транспортировки. Все это указывает на важность совершенствования применяемых методов борьбы и предотвращения парафиновых отложений, значимость улучшения реологических характеристик рабочей среды, а также непосредственно способов транспортировки углеводородов, так как направление, связанное с перекачкой трудных нефтей, несомненно, является перспективным.

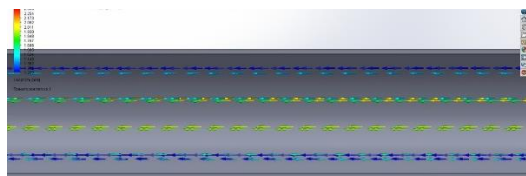


Рис.1 Распределение скорости в парафиненном трубопроводе (Н1)

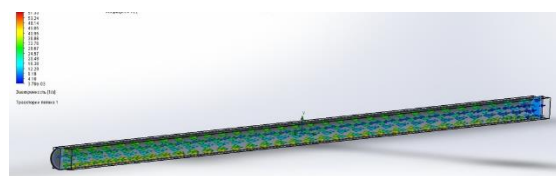


Рис. 2 Распределение завихренности в парафиненном трубопроводе (Н1)

Условия прочности выполнены с большим запасом согласно ГОСТ Р 55990 [2]. На этом расчет на прочность нефтесборного трубопровода из стали 13ХФА для транспорта образцов необработанной и обработанной нефти можно считать завершенным. Можно сделать вывод о том, что трубопровод будет обеспечивать более высокий уровень прочности и надежности.

Литература

1. ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ТИПА ТРЕЩИНА

Овчаренко Д.М.

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день для большей части трубопроводов характерно снижение значения остаточного ресурса и уменьшение значений показателей надежности вследствие износа материала трубы, например, по причине коррозионного растрескивания под напряжением (SCC – stress-corrosion cracking). Коррозионное растрескивание обычно возникает на внешней поверхности и растет как в глубину, так и вдоль поверхности трубопровода с образованием микротрещин по причине достижения эквивалентным напряжением предела прочности [1]. Цепная реакция по развитию макротрещин сопровождается изменением напряженного состояния с возможным образованием сквозных трещин. Для исключения нарушения работоспособности объектов трубопроводного транспорта необходим своевременный мониторинг на основе системы технического диагностирования с последующим анализом влияния полученных данных на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода. В данной статье приведен литературный анализ причин возникновения и развития SCC и возможность моделирования коррозионного растрескивания под напряжением для поддержания целостности трубопровода.

При эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и газа возможно появление дефектов в металле и отклонение геометрической формы, к которым, помимо дефектов геометрии трубы, металлургических дефектов, механических повреждений и коррозии (рис.1), относят трещины и их зоны, включая стресс-коррозию [4].

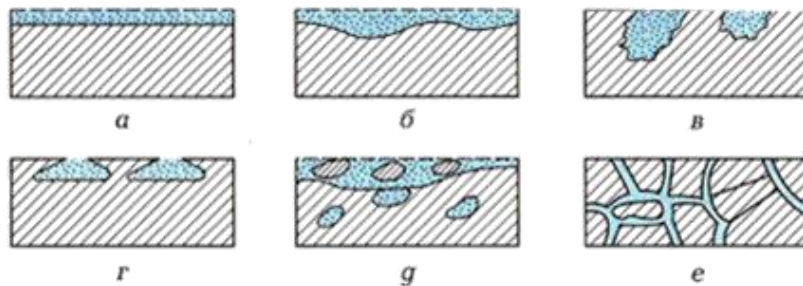


Рис.1 Виды коррозионных разрушений [4]:

а – сплошная равномерная; б – сплошная неравномерная; в – язвенная; г – подповерхностная; д – избирательная; е – межкристаллитная

Согласно ГОСТ 55999-2014 [2] стресс-коррозия определяется образованием и развитием трещин на поверхности трубопровода, причиной чему служат длительные механические напряжения и агрессивная коррозионная среда.

Коррозионное растрескивание под напряжением – дефект, при котором рост трещины зависит от нескольких факторов, таких как напряжение и его интенсивность, свойства окружающей среды, скорость деформации [2].

Рассмотрим модель трещин в связанной среде [6], из которой следует: с увеличением интенсивности напряжения потенциал на вершине увеличивается, но не изменяется в устье трещины; – в случае концентрации кислорода – обратная зависимость; – скорость роста трещин не зависит от pH и температуры, они влияют на разность потенциалов между вершиной трещины и внешней средой. На рис.2 приведена схема развития стресс-коррозионного растрескивания.