

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ПОТОКА НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В КАНАЛЕ ВНУТРИТРУБНОГО СПИРАЛЬНОГО ТУРБУЛИЗАТОРА

MODELING THE BEHAVIOR OF THE OIL EMULSION FLOW IN THE CHANNEL OF THE IN-TUBE SPIRAL TURBULATOR

С. А. Кинев
Sergey A. Kinev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Д. Ф. Ханов
Dinis F. Khanov

ООО «СНЭМА-СЕРВИС»,
г. Уфа, Российская Федерация

SNEMA-SERVICE LLC,
Ufa, Russian Federation

А. О. Борисов
Aleksandr O. Borisov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В данной статье описано проведение расчета и моделирования потока при протекании через канал внутритрубного спирального турбулизатора. Конструкция внутритрубного спирального турбулизатора была разработана с целью предотвращения расслоения нефтяной эмульсии при ламинарном режиме течения потока. Его предназначение — защита внутренней поверхности промысловых нефтепроводов от канавочной коррозии. Данный вид коррозии возникает вследствие возникновения ламинарного режима течения нефтяной эмульсии, где происходит расслоение нефти и пластовой воды из-за разности плотностей. Принцип действия турбулизатора заключается в оказании потоку движения завихрения благодаря смонтированной спирали во внутренней части корпуса турбулизатора по всей длине. Применение конструкции пластины в виде спирали обуславливается оказанием меньшего коэффициента местного сопротивления. Для вычисления гидродинамических задач расчеты были произведены в программе ANSYS CFX. Главным образом для защиты внутренней поверхности трубопроводов от коррозии используют коррозионностойкие материалы и ингибиторы.

Использование добавлений ингибиторов коррозии в потоке трубопровода имеет неточности, а именно: в какой момент необходимо начать применять ингибиторную защиту и в какие места участков потока, в каком количестве и какой именно подавать.

При определенных условиях эффективным способом предотвращения возникновения ламинарного режима течения является технологический способ, сущность которого состоит в увеличении давления перекачки или расхода потока, при котором невозможно соприкосновение пластовой воды с внутренней поверхностью трубопровода, однако увеличение этих параметров ограничено.

Турбулизаторы нефтяного потока, такие как: устьевой турбулизатор трубопроводного потока, турбулизатор в узле для обессоливания нефти, статический смеситель потока, турбулизатор с рассекающими муфтами имеют один общий недостаток в виде высокого местного сопротивления. Конструкции данных турбулизаторов спроектированы для грубого перемешивания потоков и имеют относительно внутритрубного спирального турбулизатора высокий коэффициент местного сопротивления.

Ключевые слова

турбулизатор; нефть; вода;
коррозия; спираль;
местное сопротивление

This article describes the calculation and simulation of the flow when flowing through the channel of an in-line spiral turbulator. The design of the in-line spiral turbulator was developed in order to prevent stratification of the oil emulsion in the laminar flow mode. Its purpose is to protect the inner surface of field oil pipelines from groove corrosion. This type of corrosion occurs due to the occurrence of a laminar flow regime of the oil emulsion, where oil and reservoir water are stratified due to a difference in density. The principle of operation of the turbulator is to provide the flow of motion with a swirl due to the mounted spiral in the inner part of the turbulator body along the entire length. The use of the plate design in the form of a spiral is due to the lower coefficient of local resistance. To calculate hydrodynamic problems, calculations were performed in the ANSYS CFX program. Corrosion-resistant materials and inhibitors are mainly used to protect the internal surfaces of pipelines from corrosion.

The use of additions of corrosion inhibitors to the pipeline flow has inaccuracies, namely: at what point it is necessary to start applying inhibitory protection and in what places of the flow sections, in what quantity and what exactly to feed.

Under certain conditions, an effective way to prevent the occurrence of a laminar flow regime is a technological method, the essence of which is to increase the pumping pressure or flow rate, in which it is impossible to contact the reservoir water with the inner surface of the pipeline, but the increase in these parameters is limited.

Oil flow turbulators, such as the wellhead turbulator of the pipeline flow, the turbulator in the oil desalination unit, the static flow mixer, the turbulator with dissecting couplings have one common drawback in the form of high local resistance. The designs of these turbulators are designed for rough mixing of flows and have a high coefficient of local resistance relative to the in-Line spiral turbulator.

Проектирование конструкции внутритрубного спирального турбулизатора потока

Спираль турбулизатора рассчитывается по формуле:

$$L = \sqrt{h^2 + (\pi \cdot d)^2}, \quad (1)$$

где L — длина спирали;

d — внутренний диаметр трубопровода;

h — шаг витка.

Для отсутствия высоких местных сопротивлений высота спирали подбирается равной 15% от внутреннего диаметра трубопровода. При таких пропорциях деталей коэффициент местного сопротивления будет не высоким, согласно справочным данным.

Key words

turbulator; oil; water;
corrosion; spiral;
local resistance

При известных параметрах нефтяного потока, трубопровода и размера спирали были проведены расчёты турбулизатора потока в программе ANSYS.

Модель детали была разработана в программе Компас 3D и конвертирована для дальнейших расчетов в ANSYS.

Давление потока при расчетах равно верхнему пределу среднего рабочего давления нефтегазосборной сети $P = 1,6$ МПа; материал турбулизатора — коррозионностойкая нержавеющая сталь 08X18H10T [1–3].

Результаты моделирования деформации турбулизатора под влиянием нефтяного потока показаны на рисунке 1.

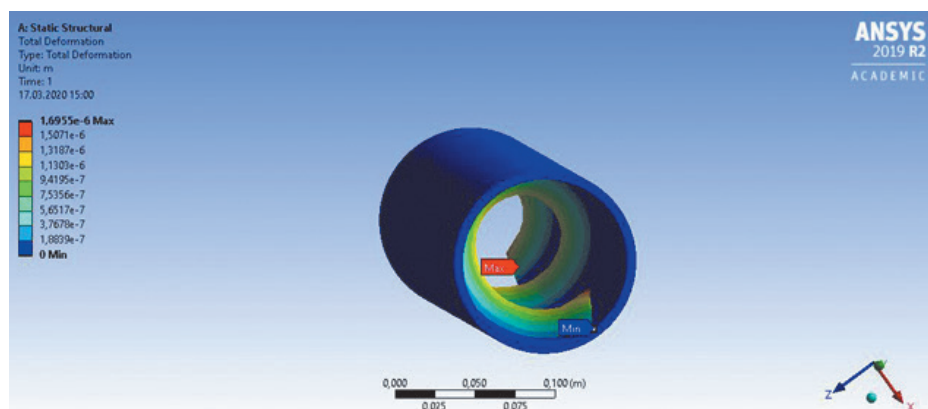


Рисунок 1. Результаты моделирования деформации внутритрубного спирального турбулизатора потока в ANSYS

По рисунку модели видно, какие зоны более подвергнуты деформации. При данных условиях наибольший показатель деформации детали равен $D = 1,69 \cdot 10^{-6}$ м.

Моделирование напряжений турбулизатора показано на рисунке 2.

По рисунку 2 видно, что максимальное оказываемое потоком напряжение на турбули-

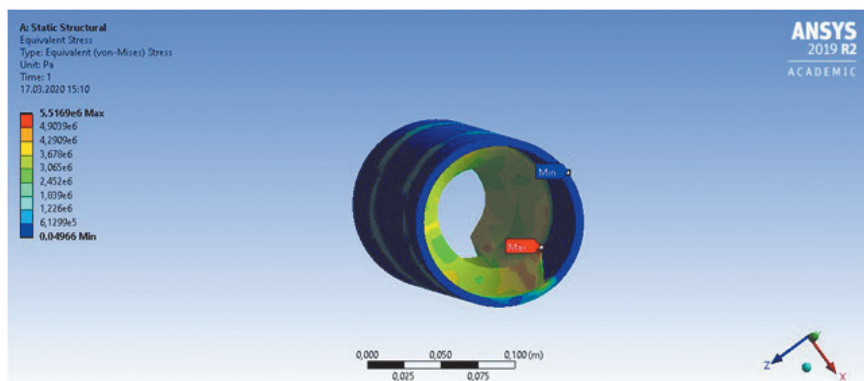


Рисунок 2. Моделирование напряжений внутритрубного спирального турбулизатора потока 2 в ANSYS

затор равно $\sigma_p = 5,52$ МПа. Материал турбулизатора, по справочным данным, имеет допускаемое напряжение $\sigma_d = 130,7$ МПа. Из этого следует, что турбулизатор имеет запас прочности:

$$\sigma = \sigma_d - \sigma_p = 130,7 - 5,52 = 125,18 \text{ МПа.}$$

Моделирование в ANSYS CFX

Порядок моделирования в ПК ANSYS CFX состоит из следующих этапов:

- Первый этап — на основе заданных геометрических параметров графическое построение 3D модели канала турбулизатора;
- Второй этап — заполнение расчётной области ячейками сетки;

— Третий этап — постановка граничных и начальных условий на расчётной сетке, а также выбор физических моделей и допущений (препроцессор);

— Четвертый этап — численное моделирование (расчёт);

— Пятый этап — наглядная визуализация полей расчётных параметров (постпроцессор).

Первый этап

Для корректности постановки и визуальной проверки граничных условий на входе и выходе (распределение скоростей потоков жидкостей на входе и зоны обратных токов на выходе) была удлинена проточная часть. На

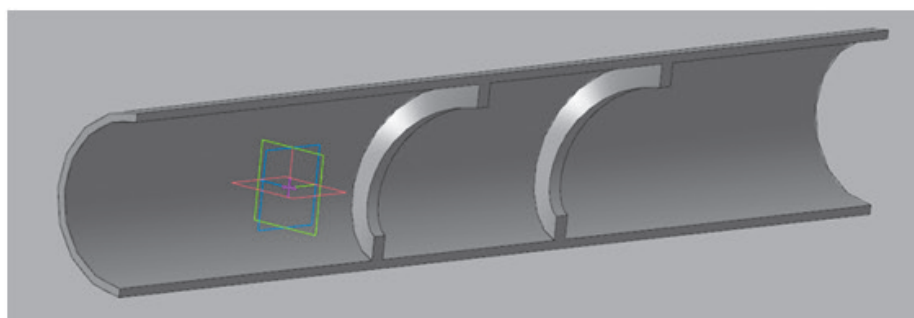


Рисунок 3. Продольное сечение удлиненного внутритрубного спирального турбулизатора

входе добавлен участок длиной 150 мм, на входе 200 мм (рисунок 3) [4, 5].

Второй этап

После построения геометрии турбулизатора в Компасе 3Д конвертируем его в ANSYS CFX для построения расчётной сетки (рисунок 4).

Качество расчётной сетки оказывает влияние на точность получаемых результатов, схо-

димость процесса и на время, необходимое для решения задачи.

Третий этап

Задание физической модели и граничных условий [6, 7].

Параметры физической и математической модели:

- Модель турбулентности *k-ε*;

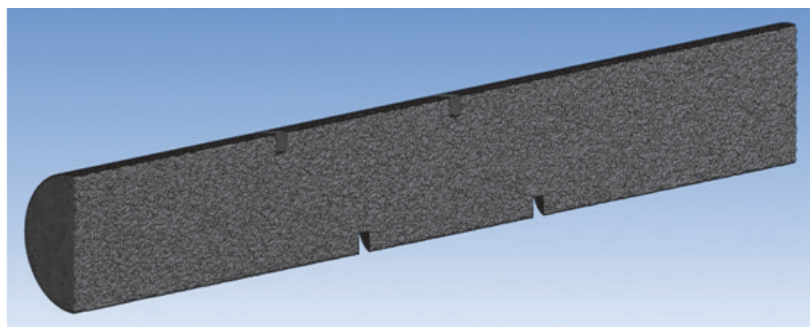


Рисунок 4. Вид расчетной сетки канала внутритрубного спирального турбулизатора

- Задача изотермическая, теплообмен не моделируется (температура меняется мало, поэтому её можно считать константой);

- При движении в потоке частицы не взаимодействуют друг с другом и не разрушаются в потоке.

Параметры непрерывной среды (вода):

- Вязкость — 0,001004 Па·с;
- Плотность — 997 кг/м³ (жидкость несжимаемая).

Параметры непрерывной среды (нефть):

- Вязкость — 0,03 Па·с;
- Плотность — 850 кг/м³ (жидкость несжимаемая).

Граничные условия (рисунок 5):

- Скорость потока на входе — 1 м/с;
- Статическое давление на выходе (изб.) — 1,6 МПа;

- Соотношение объёма фаз в канале: вода — 50 %, нефть — 50 %.

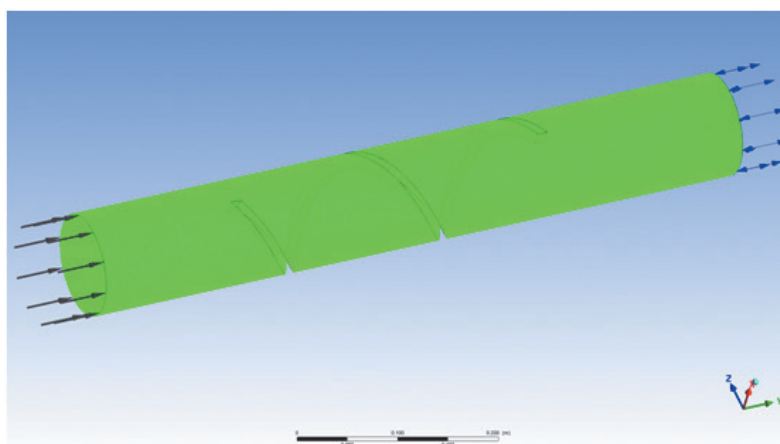


Рисунок 5. Граничные условия в канале внутритрубного спирального турбулизатора

Четвертый этап

После основного расчёта переходим в программу ANSYS CFD-Post (Results), которая содержит ряд шаблонов, позволяющих упростить отображение результатов решения типовых задач. В частности, в ней содержится спе-

циальный модуль, позволяющий визуализировать результаты расчёта.

Пятый этап

Анимация поведения потока нефти (нолики) и воды (крестики) отображена на рисунках 6–8 [8, 9].

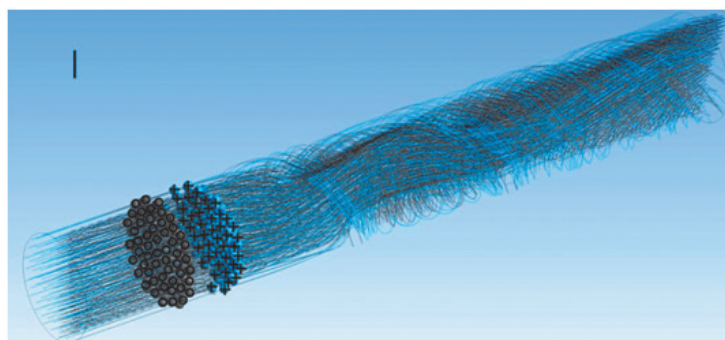


Рисунок 6. Моделирование потоков нефти и воды в начале канала внутритрубного спирального турбулизатора

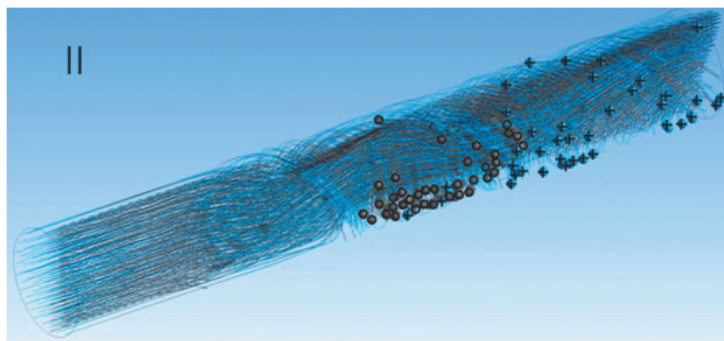


Рисунок 7. Моделирование потоков нефти и воды в середине канала внутритрубного спирального турбулизатора

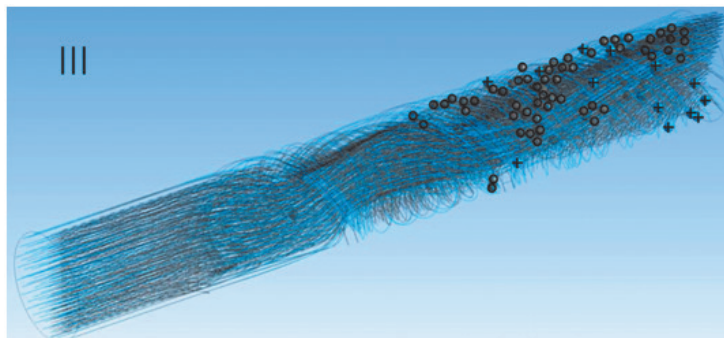


Рисунок 8. Моделирование потоков нефти и воды в конце канала внутритрубного спирального турбулизатора

Вывод

Показана необходимость использования турбулизатора потока для предотвращения возникновения ламинарного режима течения добываемого флюида.

Согласно расчетам, в ANSYS CFX при прохождении потока нефти и воды с ламинарным режимом течения через канал внутритрубного

спирального турбулизатора поток начинает завихряться, смешивая потоки нефти и воды, что позволяет избежать осложнений добычи нефти.

Данные исследования показывают целесообразность проведения дальнейших опытно-промышленных испытаний данной конструкции спирального турбулизатора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. М.: Недра, 1976. 192 с.

2. Медведева М.Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. 312 с.

3. Сатыбалдина С.Д., Муратова Г.К. Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования // Новое слово в науке: перспективы развития: матер. междунар. науч.-практ. конф. Чебоксары: ЦНС Интерактив плюс, 2014. № 1 (1). С. 237–238.

4. Коррозия нефтепромыслового оборудования // Ресурс. URL: <https://resurs-ufa.ru/nayti-reshenie-problemy/korroziya-neftepromyslovogo-oborudovaniya> (дата обращения: 21.09.2020).

5. Потери напора в местных сопротивлениях // Гидравлика. URL: <https://firing-hydra.ru/index.php?request=full&id=211> (дата обращения: 22.09.2020).

6. Антипов В.Н., Казубов А.И., Рудаков Г.В. Трубопроводный гидротранспорт нефти и нефтепродуктов // Гипротюменнефтегаз: сб. науч. тр. Тюмень: 1971. Вып. 26. С. 68–220.

7. Кханг Н.Т. Разработка технологии транспорта нефти, исключая расслоение эмульсий с целью повышения надежности эксплуатации нефтепроводов на шельфе Вьетнама: дис. ... канд. техн. наук. М., 2000. 133 с.

8. Пат. 2517287 РФ, МПК Е 21 В 43/12. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа / К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева, Э.В. Абрамова. 2012149306/03, Заявлено 19.11.2012; Опубл. 27.05.2014. Бюл. 15.

9. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. Уфа: Восточная печать, 2016. 410 с.

REFERENCES

1. Gonik A.A. *Korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya i mery ee preduprezhdeniya* [Corrosion of Oilfield Equipment and Measures to Prevent it]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 192 p. [in Russian].

2. Medvedeva M.L. *Korroziya i zashchita oborudovaniya pri pererabotke nefli i gaza* [Corrosion and Equipment Protection in Oil and Gas Processing]. Moscow, RGU nefli i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2005. 312 p. [in Russian].

3. Satybaldina S.D., Muratova G.K. Zashchita ot korrozii neftepromyslovogo oborudovaniya [Corrosion Protection of Oilfield Equipment]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Novoe slovo v nauke: perspektivy razvitiya»* [Materials of the International Scientific-Practical Conference «New Word in Science: Development Prospects»]. Cheboksary: TsNS Interaktiv plus Publ., 2014, No. 1 (1), pp. 237–238. [in Russian].

4. Korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya [Corrosion of Oilfield Equipment]. *Resurs*. Available at: <https://resurs-ufa.ru/nayti-reshenie-problemy/korroziya-neftepromyslovogo-oborudovaniya> (accessed 21.09.2020). [in Russian].

5. Poteri napora v mestnykh soprotivleniyakh [Head Losses in Local Resistances]. *Gidravlika*. Available at: <https://firing-hydra.ru/index.php?request=full&id=211> (accessed 22.09.2020). [in Russian].

6. Antipev V.N., Kazubov A.I., Rudakov G.V. Truboprovodnyi gidrotransport nefii i nefteproduktov

[Pipeline Hydrotransport of Oil and Oil Products]. *Sbornik nauchnykh trudov «Giprotyumenneftegaz»* [Collection of Scientific Papers «Giprotyumenneftegaz»]. Tyumen, 1971, Issue 26, pp. 68–220. [in Russian].

7. Khang N.T. *Razrabotka tekhnologii transporta nefii, isklyuchayushchei rassloenie emul'sii s tsel'yu povysheniya nadezhnosti ekspluatatsii nefteprovodov na shel'fe V'etnama: dis. kand. tekhn. nauk* [Development of Oil Transportation Technology that Excludes Emulsion Stratification in Order to Improve the Reliability of Oil Pipelines Operation on the Vietnamese Shelf: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, 2000. 133 p. [in Russian].

8. Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Saracheva D.A., Abramova E.V. *Struinyi apparat dlya perepuska zatrubnogo gaza* [Annular Gas Bypass Jetting Apparatus]. Patent RF, No. 2517287, 2014. [in Russian].

9. Gilayev G.G., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. *Sovremennye metody nasosnoi dobychi nefii* [Modern Methods of Pumping Oil Production]. Ufa, Vostochnaya pechat' Publ., 2016. 410 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Кинев Сергей Анатольевич, канд. техн. наук, советник ректората, доцент кафедры «Оборудование и технологии сварки и контроля», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Sergey A. Kinev, Candidate of Engineering Sciences, Advisor to the Administration, Assistant Professor of Equipment and Technologies for Welding and Control Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: otsk@rusoil.net

Ханов Динис Фанузович, инженер-механик по наладке и испытаниям 2 категории, ООО «СНЭМА-СЕРВИС», г. Уфа, Российская Федерация

Dinis F. Khanov, 2 Category Mechanical Engineer for Commissioning and Testing, SNEMA-SERVICE LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: khanovdenis@mail.ru

Борисов Александр Олегович, студент кафедры «Оборудование и технологии сварки и контроля», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Aleksandr O. Borisov, Student of Equipment and Technologies for Welding and Control Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: WOT_BAX_BAX@mail.ru