

ОДЕСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ХОЛОДУ, КРІОТЕХНОЛОГІЙ
ТА ЕКОЕНЕРГЕТИКИ ім В.С. МАРТИНОВСЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ ПРИКЛАДНОЇ ЕКОЛОГІЇ, ЕНЕРГЕТИКИ
ТА НАФТОГАЗОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

МАТЕРІАЛИ

XVI Всеукраїнської

науково-технічної

конференції

АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ

ЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕКОЛОГІЇ

5-7 жовтня 2016 року, м. Одеса



ОДЕСА

2016

ОРГКОМІТЕТ КОНФЕРЕНЦІЇ

Голова:

Сторов Богдан Вікторович – ректор Одеської національної академії харчових технологій, д.т.н., професор.

Замісники:

Поварова Наталія Миколаївна – проректор з наукової роботи Одеської національної академії харчових технологій, к.т.н., доцент,

Косой Борис Володимирович – директор Навчально-наукового інституту холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського Одеської національної академії харчових технологій, д.т.н., професор.

Члени оргкомітету:

Артеменко С.В.

Бошкова І.Л.

Бошков Л.З.

Василів О.Б.

Гоголь М.І.

Дьяченко Т.В.

Желєзний В.П.

Зацеркляний М.М.

Князева Н.О.

Кологривов М.М.

Котлик С.В.

Крусір Г.В.

Мазур В.О.

Мазур О.В.

Мілованов В.І.

Морозюк Л.І.

Нікулина А.В.

Ольшевська О.В.

Плотніков В.М.

Роганков В.Б.

Роженцев А.В.

Сагала Т.А.

Семенюк Ю.В.

Смирнов Г.Ф.

Тітлов О.С.

Шпирко Т.В.

Хлієва О.Я.

Хмельнюк М.Г.

Хобин В.А.

Цикало А.Л.

Відповідальний за випуск: Тітлов О.С., завідувач кафедри теплоенергетики та трубопровідного транспорту енергоносіїв

Мова видання: українська, російська, англійська

За достовірність інформації відповідає автор публікації

Рекомендовано до друку Радою факультету прикладної екології, енергетики та нафтогазових технологій, протокол № 2 від 21 вересня 2016 року.

А 43 Актуальні проблеми енергетики та екології / Матеріали XVI Всеукраїнської науково-технічної конференції. – Херсон: ФОП Грінь Д.С., 2016. – 312 с.

ББК 31:20.1

ISBN 978-966-930-137-6

© Одеська національна академія харчових технологій

© Факультет прикладної екології, енергетики та нафтогазових технологій

СЕКЦІЯ 3:
**ЕНЕРГОРЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ
В НАФТОГАЗОВОМУ КОМПЛЕКСІ**

потоків з наявними в ньому дискретними фазами з наближенням траєкторій руху дискретної фази до стінки труби.

З полів ерозійного зношування на контурах відводу (рисунок 1, е) видно, що інтенсивне ерозійне зношування відбувається з опуклого боку відводу в місці виходу з нього газового потоку між кутами 60° і 90° відводу та на початку привареної до відводу труби на довжину 0,1 м в напрямку руху продукту. Максимальна швидкість ерозійного зношування рівна $2,0 \cdot 10^{-8} \text{ кг/м} \cdot \text{с}^2$. При такому ерозійному зношуванні стінка зтонщується з швидкістю $0,08 \text{ мм/рік}$. На початку привареної до відводу труби швидкість ерозійного зношування різко зменшується, хоча інтенсивне ударяння рідких і твердих частинок до стінки відбувається ще на довжину 1,5 м від кільцевого шва. Це зумовлено зменшенням кута атаки в міру віддалення місця ударяння від кільцевого зварного шва (рисунок 1, б).

Висновок

Комп'ютерним моделюванням виявлено, що максимальне ерозійне зношування відводів газопроводів відбувається з опуклого їх боку в місці виходу газового потоку між кутами 60° і 90° відводу та на початку привареної до відводу труби. Отримані траєкторії руху дискретних фаз відводом пояснюють як краплі конденсату і тверді частинки рухаються у відводі і чому його ерозійне зношування відбувається саме в виявленому місці.

Література

1. Технические условия: ГазТУ 102-488/1-05. Детали соединительные для магистральных газопроводов на Ру до 9,8 МПа (100 кгс/см²) [Текст] : нормативно-технический материал. – М. : ОАО “Трубодеталь”, 2005. – 58 с.

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИКСОТРОПНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ ДОЛИНСЬКОЇ НАФТИ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Пилипів Л.Д., канд. техн. наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м.Івано-Франківськ

Досліджено тиксотропні властивості високов'язкої долинської нафти на етапах руйнування парафінової структури нафти та її релаксації. Надані рекомендації по вибору безпечних та енергоощадних режимів роботи магістрального нафтопроводу Долина – Дрогобич.

Ключові слова: високов'язка нафта, тиксотропні властивості, релаксація, напруження зсуву.

The thixotropic properties high-viscosity Dolyna's oil have researched during the destruction of structures paraffin oil and its relaxation. The recommendations on the selection of safe and energy-saving modes of the main pipeline Dolyna – Drohobych have given.

Keywords: high-viscosity oil, thixotropic properties, relaxation, stress shift.

Експлуатація трубопроводів, що транспортують високов'язкі нафти, пов'язана зі значними труднощами, викликаними в першу чергу особливостями поведінки таких аномальних нафт. Часто реальна температура перекачування та температура навколишнього середовища є значно нижчою за температуру застигання високов'язких нафт, які ще тому і називають швидкозастигаючими. Процеси, що протікають в потоці нафти під час її перекачування магістральними трубопроводами, частково запобігають кристалізації парафінів. Однак, при зменшенні швидкості потоку або після повної зупинки транспортування відбувається інтенсивне структуроутворення в'язкої нафти з випаданням парафінів на внутрішніх стінках труб. Некерований процес застигання нафти в кінцевому підсумку може призвести до повного закупорювання перерізу труб утвореним пластичним продуктом. З метою недопущення так званого «заморожування трубопроводів» та контролю і прогнозування режимних параметрів необхідно вивчити механізм структуроутворення у високов'язких нафтах та оцінити можливі виробничі ризики.

Реологічні властивості більшості високов'язких парафіністичних нафт залежать не тільки від температури та градієнта швидкості зсуву, а й від тривалості дії цих чинників [1]. Неньютонівські рідини, реологічні характеристики яких залежать від часу, відносяться до тиксотропних рідин. Тиксотропними називають рідини, консистенція яких залежить від тривалості зсуву і величини швидкості зсуву.

Тиксотропія – це зворотній процес, тому через деякий час структура рідини поступово відновлюється [1,2,3]. Якщо тиксотропний матеріал, що перебував у стані спокою, деформувати з постійною швидкістю зсуву, то його структура буде поступово руйнуватися, а реологічні параметри з часом знижуватися. Сучасні дослідження реологічних властивостей високов'язких швидкозастигаючих нафт методом магнітно-резонансної томографії ґрунтовно розглянуті в роботі [4], а методом математичного моделювання – в роботі [5]. Однак результати наведених досліджень стосуються умовних парафіністих нафт без чіткого прив'язування до реальних родовищ, а тому їх не можна повністю застосовувати до долиньської нафти, реологічні властивості якої очевидно дещо відмінні від розглянутих в роботах [4,5].

Технологія експлуатації єдиного в Україні магістрального нафтопроводу для транспортування в'язких швидкозастигаючих нафт Долина – Дрогобич передбачає циклічне перекачування партій нафти з періодичною зупинкою нафтопроводу. Для запобігання «заморожування» трубопроводу внаслідок суттєвого зростання показників реологічних параметрів нафти в період зупинки перекачування високов'язка долиньська нафта витісняється малов'язкою російською марки РЕС, яка в міжцикловий період знаходиться в трубі. У випадку тривалих зупинок така технологія виправдана, оскільки тиксотропні властивості долиньської нафти можуть стати суттєвим ускладнюючим фактором в момент запуску перекачування. Однак, якщо розглядати нетривалі простої нафтопроводу, то доцільно на основі глибоких реологічних досліджень тиксотропних властивостей високов'язкої долиньської нафти вивчити можливості зупинки перекачування без витіснення малов'язкою нафтою. При цьому надзвичайно важливим є знаходження оптимального часу спокою, під час якого реологічні властивості долиньської нафти не перевищать критичних значень пускових режимів.

Дослідження тиксотропних властивостей долиньської нафти

Для визначення ступеня прояву тиксотропних властивостей високов'язкої долиньської нафти та встановлення залежності реологічних показників нафти від часу в лабораторних умовах було проведено низку реологічних досліджень швидкозастигаючої нафти Долиньського родовища. Досліди проводились з використанням ротаційного віскозиметра Rheotest® 4.1 виробництва фірми Medingen GmbH та циркуляційного термостата Julabo F25-ME фірми Julabo [6,7]. Інтерфейс програмного забезпечення під час виконання лабораторного завдання по дослідженню процесу руйнування кристалічної решітки високов'язкої долиньської нафти наведено на рисунку 1.

Суть експериментів полягала в наступному. Проби нафти термостатувалися за температури 5 °С (типова температура нафти в трубопроводі в холодний період року) протягом 6 годин. Ця температура є суттєво нижчою температури застигання (19÷20 °С), тому і прояв тиксотропних властивостей повинен бути більш очевидним. Час термостатування раніше детально обґрунтований в роботі [7].

Далі необхідно було змоделювати процес «розкачування» нафти під час пускових режимів роботи НПС Долина. Така технологія полягає в забезпеченні зрушення партії нафти і її подальшу текучість за рахунок тривалої дії пускових тисків, значення яких не перевищують максимальних нормативних. Для цього в реотесті задавалися значення градієнта швидкості зсуву рівними 1 с⁻¹, 100 с⁻¹, 200 с⁻¹, 300 с⁻¹, протягом 120 с вимірювалася зміна напруження зсуву. Вказані дії моделювали процес руйнування структурної ґратки парафінів в'язкої нафти. Процес відновлення структури нафти можна прослідкувати під час аналогічних дослідів, але уже при зменшенні градієнта швидкості зсуву від 300 с⁻¹ до 100 с⁻¹ з кроком 100 с⁻¹.

Аналіз отриманих результатів реологічних досліджень доцільно розбити на окремі зони по градієнтах швидкості зсуву. Так найкраще процес руйнування кристалічної решітки парафіну в початковому етапі пускових режимів може бути змодельований в зоні низьких градієнтів швидкості зсуву. На рисунку 2 наведені результати експериментальних досліджень впливу тривалості прикладеного навантаження на напруження зсуву при градієнті швидкості зсуву 1 с⁻¹.

Шляхом математичного моделювання лінії тренду дослідної кривої отримано аналітичну залежність напруження зсуву (Па) від тривалості прикладених зусиль

$$P = 26,349 \cdot \tau^{-0,158} \quad (3)$$

Аналіз отриманих за допомогою моделі (3) результатів розрахунків дає змогу зробити висновок, що при градієнті швидкості зсуву 1 с⁻¹ і за температури 5 °С збільшення тривалості постійного навантаження до як завгодно великих значень (кілька десятків діб) зможе знизити напруження зсуву менше ніж до 3 Па.

Аналогічне моделювання було проведено для інших значень градієнта швидкості зсуву. Наприклад, при градієнті швидкості зсуву 100 с⁻¹ збільшення тривалості постійного навантаження до як завгодно великих значень не зможе знизити напруження зсуву менше ніж до 28 Па, при 200 с⁻¹ – не менше ніж 40 Па, 300 с⁻¹ – не менше ніж 48 Па.

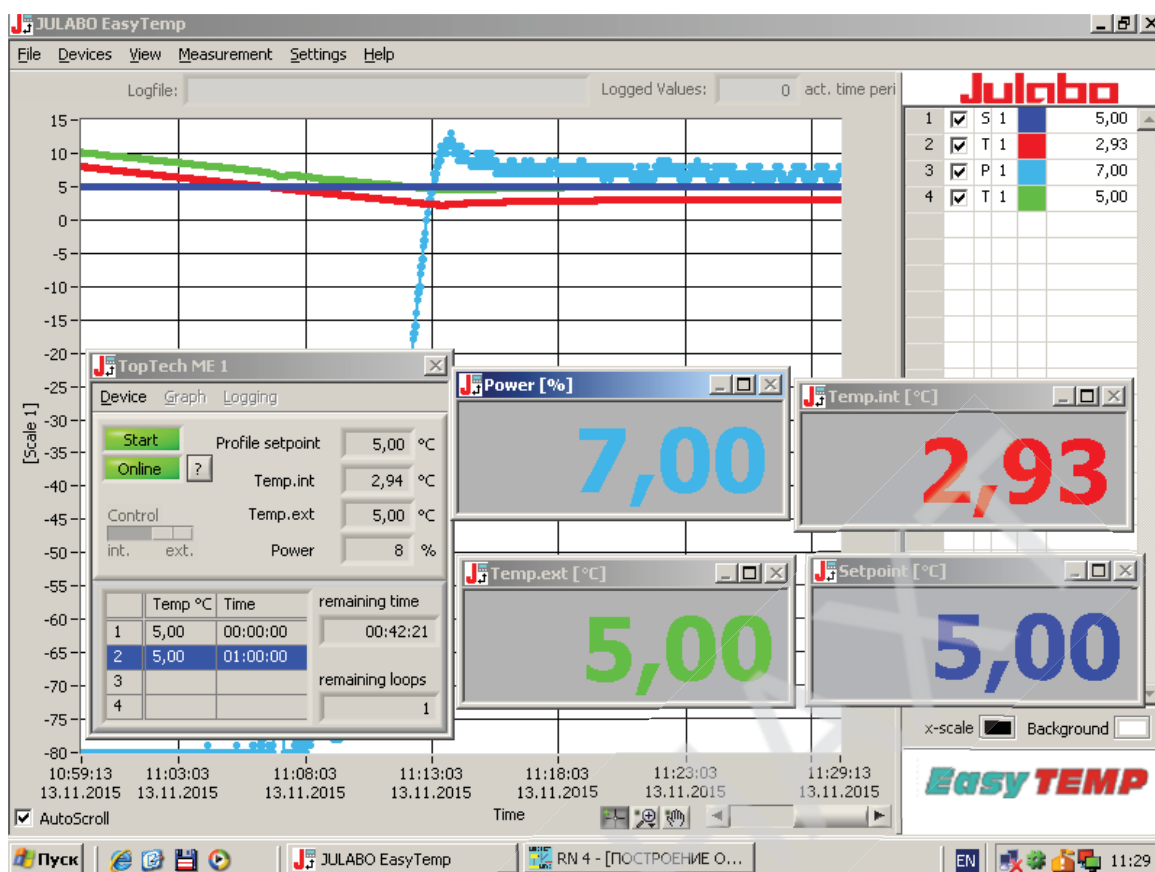


Рис. 1- Інтерфейс програмного комплексу Julabo F25-ME в процесі виконання лабораторного дослідження долиньської нафти

Поведінка високов'язкої долиньської нафти в момент руйнування структури повністю корелюється з сучасною теорією течії тиксотропних рідин [5]. Відзначається різке зниження напруження зсуву внаслідок прикладання зусиль за рахунок початкового інтенсивного руйнування кристалічного каркасу парафінів. Після руйнування кристалічної решітки парафіни витягуються в довгі але нестійкі молекулярні ланцюги, не чинячи при цьому значного опору руху нафти [8]. Міцність парафінової решітки є основним фактором стримування текучості високов'язкої нафти, а тому після її значного руйнування за рахунок зниження напруження міжшарового зсуву і, як наслідок, пластичної в'язкості суттєво покращується текучість нафти.

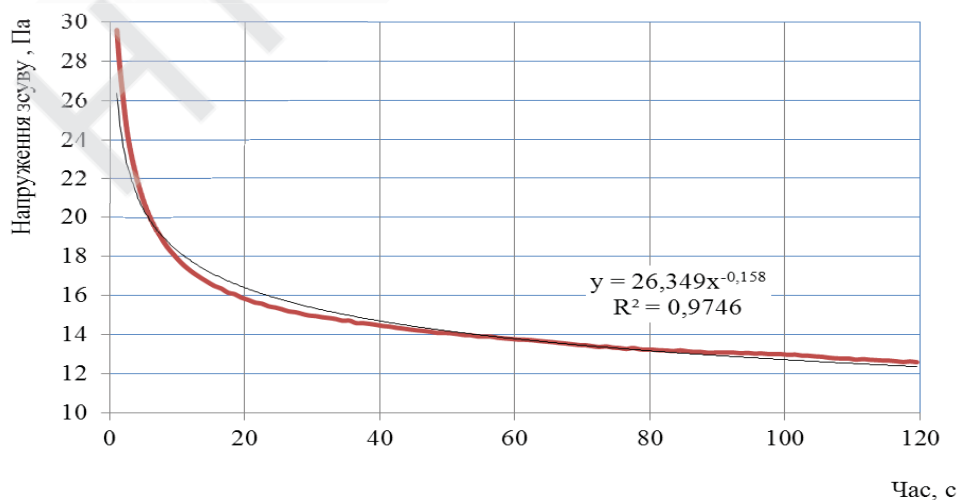


Рис. 2 – Залежність напруження зсуву долиньської нафти від часу дії градієнту швидкості зсуву 1 c^{-1}

В свою чергу міцність кристалічної решітки парафінів залежить не тільки від зусиль, що прикладаються до нафти, та їх тривалості, а й від температурних умов та передісторії нафти. Стосовно передісторії слід відмітити суттєві відмінності властивостей термооброблених та нетермооброблених нафт [6]. Температура нафти має ще більший вплив на параметри структурно-механічних властивостей кристалічної решітки парафінів. При підвищенні температури кристали парафіну починають плавитися і диспергувати в середовищі рідкої нафти, повністю втрачаючи при цьому міцний каркас навіть без впливу зовнішніх зусиль.

Проте природний нафтовий парафін являє собою суміш декількох вуглеводнів [9], тому не має чіткої температури його плавлення. Температури плавлення індивідуальних компонентів парафіну тим вищі, чим більша їх молекулярна маса [9]. Найбільш низькоплавкий вуглеводень парафіну – гексадекан ($t_{пл} = 18,2 \text{ }^\circ\text{C}$), а найбільш високоплавкий – пентаконтан ($t_{пл} = 93 \text{ }^\circ\text{C}$). Середня температура плавлення парафіну становить $t_{пл} = 52\text{-}55 \text{ }^\circ\text{C}$, хоча частковий його вплив на в'язкість нафти зберігається навіть до температури $93 \text{ }^\circ\text{C}$.

Процес релаксації, або відновлення парафінової структури високов'язкої нафти змодельований на етапі зменшення градієнта швидкості зсуву від 300 до

100 c^{-1} . В цьому випадку відбувається поступове зрощування кристалів парафіну в міцну просторову ґратку і, як наслідок, погіршення реологічних параметрів нафти навіть без зниження температури. За рахунок інтенсивного структуроутворення напруження зсуву спочатку різко зростає (рисунок 2), а потім поступово з плином часу вирівнюється.

Наприклад, при градієнті швидкості зсуву 200 c^{-1} залежність напруження зсуву від тривалості дії навантаження в період релаксації буде мати вигляд, представлений на рисунку 3.

Шляхом моделювання лінії тренду дослідної кривої отримано аналітичну модель залежності напруження зсуву (Па) долиньської нафти від часу дії навантаження при градієнті швидкості зсуву 200 c^{-1} за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ в період релаксації

$$P = 0,7543 \cdot \ln(\tau) + 36,888, \quad (4)$$

де τ – тривалість релаксації, с.

Використовуючи отриману модель встановлено, що при збільшенні тривалості відновлення структурно-механічних властивостей високов'язкої долиньської нафти до як завгодно великого значення (кількох десятків діб) напруження зсуву наближається до 46 Па, причому основне структуроутворення проходить до 60-тої секунди. Аналогічне моделювання проведене для градієнта швидкості зсуву 200 c^{-1} , де напруження зсуву при тривалій релаксації досягає 30 Па.

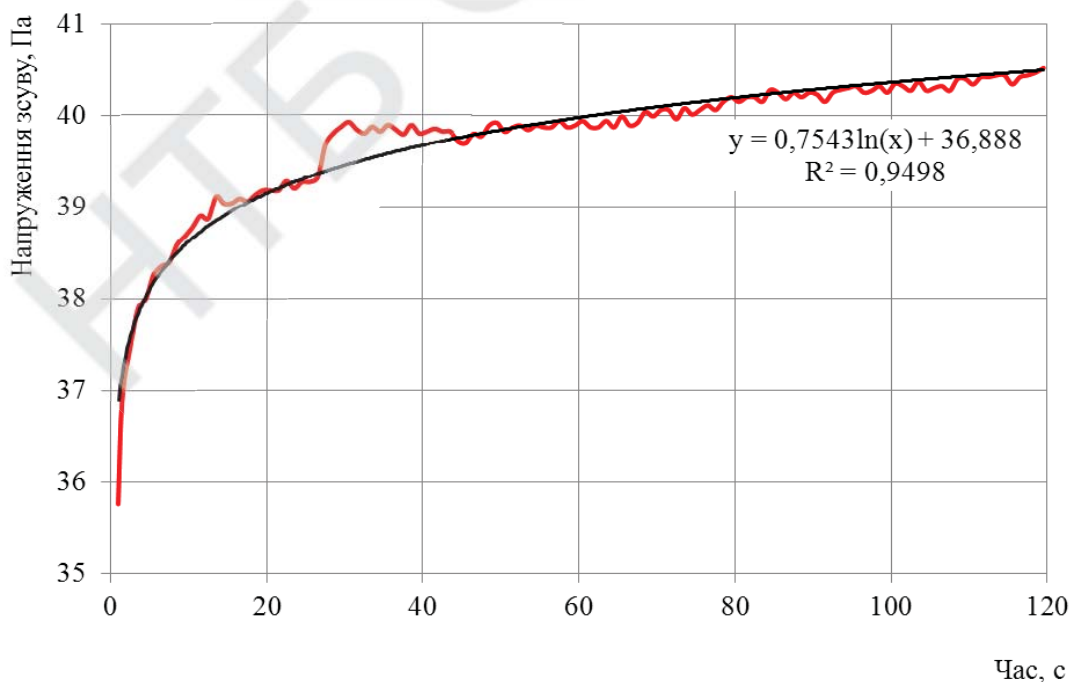


Рис. 3 – Залежність напруження зсуву долиньської нафти від часу дії градієнту швидкості зсуву 200 c^{-1} в період релаксації за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$

Висновки

Шляхом проведення ґрунтовних досліджень реологічних властивостей високов'язкої долинської нафти встановлено її приналежність до класичних тиксотропних рідин. Результати проведених розрахунків за отриманими аналітичними залежностями в діапазоні робочих температур магістрального нафтопроводу Долина – Дрогобич показали таке: на етапі руйнування структури (пускові умови нафтоперекачувальної станції) в зоні низьких градієнтів швидкості зсуву (1 с^{-1}) після 10 годин впливу навантаження напруження зсуву знижується з 30 до 5 Па; хоча напруження зсуву залишається ще значним, це свідчить про суттєве руйнування кристалічної ґратки парафіну; в зоні високих градієнтів швидкості зсуву (100 с^{-1} , 200 с^{-1} і 300 с^{-1}) руйнування структури навіть протягом значного часу (до кількох десятків діб) не знижує напруження зсуву менш ніж до 28, 40 і 48 Па відповідно; це вказує на неможливість застосування технології простого способу «розкачування» нафтопроводу для транспортування високов'язкої нафти без її попереднього підігріву за вказаних температурних умов; релаксація високов'язкої долинської за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ проходить надзвичайно інтенсивно; при градієнті швидкості зсуву 200 с^{-1} 80% структури кристалічної решітки парафіну відновлюється вже після 120 с процесу релаксації; забезпечення безаварійних та енергоощадних режимів експлуатації магістрального нафтопроводу Долина – Дрогобич за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ вимагає застосування технології попередньої підготовки до транспортування (термообробка, попередній підігрів, застосування депресаторів або розріджувачів); за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ високов'язку долинську нафту під час зупинки не можна залишати в об'язці НПС на тривалий час, а потрібно витіснити малов'язкою російською; тільки в зоні низьких градієнтів швидкості зсуву за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ методом поступового «розкачування» трубопроводу протягом 10 год можна досягнути значення напруження зсуву, яке дозволить надати високов'язкій нафті текучості, хоча і без суттєвого збільшення продуктивності перекачування.

Отримані результати вказали на шляхи подальших досліджень тиксотропних властивостей високов'язкої долинської нафти, а саме: дослідити поведінку долинської нафти в широкому діапазоні температур (від $0 \text{ }^\circ\text{C}$ до $60 \text{ }^\circ\text{C}$); дослідити процес релаксації парафінистої нафти в зоні низьких градієнтів швидкості зсуву; встановити максимальний час зупинки перекачування нафтопроводом Долина – Дрогобич без витіснення долинської нафти малов'язкою російською в діапазоні температур від $10 \text{ }^\circ\text{C}$ до $60 \text{ }^\circ\text{C}$; визначити тривалість прикладання допустимого навантаження під час пускових режимів роботи НПС Долина в процесі «розкачування» долинської нафти в діапазоні робочих температур.

Література

1. Трубопровідний транспорт високов'язких вуглеводнів: навчальний посібник [для студ. вищ. навч. закл.] / М.Д. Середюк, Л.Д. Пилипів. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. - 347 с.
2. Уилкинсон У. Неньютоновские жидкости / У. Уилкинсон. – М: Мир, 1964. –216 с.
3. Овчинников П.Ф. Реология тиксотропных систем / П.Ф. Овчинников, Н.Н. Круглицкий, Н.В. Михайлов // – Киев: Наукова думка, 1972. – 120 с.
4. Mendes и др. (2014)
5. Modeling the rheological behavior of waxy crude oils as a function of flow and temperature history / Mendes R., Vinay G., Ovarlez G., Coussot Ph. // Journal of the Society of Rheology, Japan, Society of Rheology. – 2015. – №59 (3). – pp.703-732.
6. Пилипів Л.Д. Дослідження впливу термообробки високов'язкої долинської нафти на її реологічні та транспортабельні властивості / Л.Д. Пилипів // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №1 (13). – С. 18-20.
7. Пилипів Л.Д. Експериментальне встановлення оптимального часу термостатування проб під час реологічних досліджень високов'язких нафт / Л.Д. Пилипів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2014. – №4 (53). – С. 96-108
8. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика: избр. тр. / П.А. Ребиндер. – М.: Наука. – 1979. – 384 с.
9. Пилипів Л.Д. Особливості будови твердих вуглеводнів та їх вплив на рух нафти трубопроводами / Л.Д. Пилипів // Нафтогазова енергетика. – 2013. - № 1 (19). –С.60-67.

КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕРОЗІЙНОГО ЗНОШУВАННЯ ВІДВОДІВ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ	<i>Дорошенко Я. В., Марко Т. І., Дорошенко Ю. І.</i>	85
ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИКСОТРОПНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ ДОЛИНСЬКОЇ НАФТИ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	<i>Пилипів Л.Д.</i>	88
ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ ТИПОВОГО НАФТОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА НА ДОВКІЛЛЯ	<i>Пузік О.Г., Черняк Л.М.</i>	93
МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ГУСТИНИ ТЕХНІЧНОГО АМІАКУ ЗА УМОВ МАГІСТРАЛЬНОГО АМІАКОПРОВОДУ ТОЛЬЯТТИ-ОДЕСА	<i>Сусак О. М., Григорський С. Я.</i>	94
ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НАФТОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ УКРАЇНИ В УМОВАХ НАДХОДЖЕННЯ РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ З АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ПОСТАЧАННЯ	<i>Якимів Й.В., Бортяк О.М.</i>	96

СЕКЦІЯ 4

Теоретичні основи екологічно безпечних технологій. Ресурсоефективні і більш чисті технології. Екологічно безпечні технології поводження з відходами. Технології захисту навколишнього середовища. Управління ресурсними потоками. Екологічний дизайн продукції. Методи оцінки еколого-енергетичної ефективності технологій і обладнання		99
МОДЕЛЮВАННЯ МІГРАЦІЇ РАДІОНУКЛІДУ (CS-137) ПО КАСКАДУ КИТАЇВСЬКИХ СТАВКІВ (НПП «ГОЛОСІВСЬКИЙ», М. КИЇВ)	<i>Кравець М.О., Кутлахмедов Ю.О.</i>	100
МЕТОДИ ОЦІНКИ ЗАБРУДНЕННЯ ҐРУНТІВ	<i>Крусір Г.В., Гаркович О.Л., Чекал Г.Л.</i>	101
РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ЕКОЛОГІЧНОГО ПАСПОРТУВАННЯ КВАРТИРИ	<i>Крусір Г. В., Мадані М.М., Саввова К.О.</i>	103
ФОРМУВАННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ НЕБЕЗПЕКИ У АДМІНІСТРАТИВНИХ РАЙОНАХ ТА МІСТАХ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ	<i>Ригас Т.Є., Шмандій В.М.</i>	103
ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНОЮ БЕЗПЕКОЮ В УМОВАХ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННОГО НАВАНТАЖЕННЯ	<i>Харламова О.В., Мальований М.С.</i>	105
ВИКОРИСТАННЯ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВОДНЕВОГІДРИДНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЕНЕРГОПЕРЕТВОРЮЮЧИХ СИСТЕМ	<i>Чорна Н.А.</i>	106
РОЗРОБКА НАУКОВО-ТЕХНІЧНИХ ПРИНЦИПІВ СТВОРЕННЯ ЕНЕРГОПЕРЕТВОРЮЮЧИХ МЕТАЛОГІДРИДНИХ СИСТЕМ	<i>Чорна Н.А.</i>	108
ЗМІНИ ЛІПІДНОГО ОБМІНУ В КРОВІ ЛЮДИНИ ПІД ДІЄЮ ЗАБРУДНЕНЬ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	<i>Щекатоліна С.А., Жарюк В.М.</i>	109
ШЛЯХИ ПОДОЛАННЯ ЕКОЛОГО-ЕНЕРГЕТИЧНОЇ КРИЗИ УРБОСИСТЕМ УКРАЇНИ ЗА РАХУНОК ВПРОВАДЖЕННЯ НОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ФЕП	<i>Вамболь С.О., Сичікова Я.О.</i>	110
ОКРАСКА ЛИТЕЙНИХ ФОРМ ПРОТИВОПРИГАРНІМИ НАНОПОРОШКОВИМИ КРАСКАМИ С ЦЕЛЮ УМЕНЬШЕННЯ ЗАГРЯЗНЕННОСТІ ЛИТЕЙНОГО ЦЕХА	<i>Крушенко Г.Г., Двирный В.В., Решетникова С.Н.</i>	112
СУЧАСНІ ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ЗНЕЗАРАЖЕННЯ І УТИЛІЗАЦІЇ МЕДИЧНИХ ВІДХОДІВ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ	<i>Арабаджи Я. А., Мішкою Ю. Є., Цикало А.Л., Косой Ю. І.</i>	114
ПРИЧИННО-НАСЛІДКОВИЙ АНАЛІЗ НЕОБХІДНОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАЛЕЖНОГО РІВНЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ ФАРМАЦЕВТИЧНОЇ ПРОДУКЦІЇ	<i>Бойченко М., Вовк О. О.</i>	115
ЗНЕПИЛЮВАННЯ ГАЗОВИХ ПОТОКІВ У ДВОКОНТУРНІЙ КОМБІНОВАНІЙ СИСТЕМІ ОЧИЩЕННЯ	<i>Бутенко А.Г., Арсірій В.А., Смик С. Ю.</i>	116
ВИЗНАЧЕННЯ РТУТНОЇ НЕБЕЗПЕКИ ДЖЕРЕЛ СВІТЛА ЗАЛЕЖНО ВІД МІСЦЬ ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ	<i>Дмитруха Т.І., Петрусенко В.П.</i>	118

ОДЕСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ХОЛОДУ, КРІОТЕХНОЛОГІЙ
ТА ЕКОЕНЕРГЕТИКИ ім В.С. МАРТИНОВСЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ ПРИКЛАДНОЇ ЕКОЛОГІЇ, ЕНЕРГЕТИКИ
ТА НАФТОГАЗОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

МАТЕРІАЛИ

**XVI Всеукраїнської
науково-технічної конференції**

АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕКОЛОГІЇ

5-7 жовтня 2016 року, м. Одеса

Підписано до друку 28.09.2016 р.
Формат 60x84/8. Папір Офс.
Ум. арк. 34,64 . Наклад 300 примірників.

Видання та друк: ФОП Грінь Д.С.,
73033, м. Херсон, а/с 15
e-mail: dimg@meta.ua
Свід. ДК № 4094 від 17.06.2011