

Пилипів Любомир Дмитрович

кандидат технічних наук, доцент,

доцент кафедри транспорту і зберігання нафти і газу

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Пыльпив Любомир Дмитриевич

кандидат технических наук, доцент,

доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

Pylypiv Liubomyr

Ph.D in Technical Sciences, Associate Professor,

Associate Professor of the Department of Oil and Gas Transportation and Storing

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

**МОДЕЛЮВАННЯ ПОВЕДІНКИ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ В УМОВАХ
ПУСКОВИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ НАФТОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ СТАНЦІЙ
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В УСЛОВИЯХ
ПУСКОВЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ
MODELING OF BEHAVIOR OF HIGH-VISCOSITY OIL IN CONDITIONS
OF STARTING REGIMES OIL PUMPING STATIONS**

Анотація. Досліджено реологічні властивості високов'язкої долинської нафти в умовах пускових режимів роботи нафтоперекачувальних станцій. Надані рекомендації по вибору безпечних та енергоощадних режимів роботи магістрального нафтопроводу Долина – Дрогобич.

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

Аннотация. Исследованы реологические свойства высоковязкой долинской нефти в условиях пусковых режимов работы нефтеперекачивающих станций. Предоставленные рекомендации по выбору безопасных и энергосберегающих режимов работы магистрального нефтепровода Долина – Дрогобыч.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, тиксотропные свойства, напряжение сдвига, пусковые режимы

Summary. The rheological properties of high-viscosity Dolynda's oil in conditions of starting regimes oil pumping stations have researched. The recommendations on the selection of safe and energy-saving modes of the main pipeline Dolynda – Droghobych have given.

Keywords: high-viscosity oil, thixotropic properties, stress shift, starting regimes

Вступ

Стрімкий розвиток світової економіки зумовив поступове виснаження енергетичних корисних копалин, в числі яких ключове місце посідає нафта. Зменшення розвіданих запасів нафти призвело до зростання частки в загальному видобутку важких швидкозастигаючих високов'язких нафт. З точки зору переробки такі нафти є цінною сировиною, однак їх логістика стикається з цілою низкою технологічних

труднощів. Відчутний прояв аномальних реологічних властивостей високов'язких нафт зумовлює небезпеку їх застигання в трубопроводі чи резервуарах, що суттєво підвищує ймовірність виникнення аварійних ситуацій. Крім того, наявність в нафті значної концентрації парафінів викликає небезпеку їх випадання на стінки трубопроводу, значно знижуючи при цьому його продуктивність. Високі показники в'язкості нафти, особливо в діапазоні низьких температур,

сприяють суттєвому підвищенню гідравлічного опору трубопроводу а разом з ним і значним енергетичним втратам.

Дослідження реологічних властивостей високов'язкої долиньської нафти, що раніше проводилися різними вченими, стосувалися вивчення впливу температурних, технологічних та режимних факторів на покращення реологічних та транспортбельних показників нафти. Однак ніким не розглядався вплив часу на зміну реологічних параметрів долиньської нафти. Беручи до уваги очевидну приналежність високов'язкої долиньської нафти до тиксотропних рідин [1, 3, 4], врахування такого впливу є необхідним для адекватного оцінювання і характеристики її реологічних властивостей.

В Україні експлуатується унікальний магістральний нафтопровід Долина — Дрогобич з технологією неізотермічного перекачування високов'язкої швидкозастигаючої нафти Долинського родовища. Для зменшення прояву аномальних реологічних властивостей долиньської нафти перед безпосереднім закачуванням в трубопровід її нагрівають до високої температури (60–70 °С). Це дає змогу зменшити в'язкість нафти та гідравлічні втрати в нафтопроводі. Однак, значні енергетичні затрати на підігрів великих об'ємів нафти зумовлюють пошук інших, альтернативних технологій покращення реологічних і транспортбельних властивостей високов'язкої долиньської нафти, які б дали змогу знизити собівартість її перекачування.

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.

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. Швидкість руйнування структури при певній швидкості зсуву залежить від числа зв'язків до початку руйнування структури і тому повинна зменшуватися з плином часу [1, 2]. Одночасно буде також зростати швидкість відновлення структури, тому що число можливих нових зв'язків збільшується. Зрештою, коли швидкості структуроутворення і руйнування структури зрівняються, наступить динамічна рівновага. Тиксотропія є оборотним процесом, і після зникнення збурювань рідини її структура поступово відновлюється.

Пускові режими роботи НПС Долина характеризуються значним зростанням робочих тисків, в деяких випадках навіть з перевищенням максимально допустимих значень. Особливо це спостерігається після тривалих зупинок перекачування, в умовах інтенсивного структуроутворення 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 Долинського родовища. Досліди проводились з використанням ротаційного віскозиметра Rheotest® 4.1 виробництва фірми Medingen GmbH та циркуляційного термостата Julabo F25-ME фірми Julabo [3].

Суть експериментів полягала в наступному. Пробі 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 [4]. 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 120–200 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 1 наведені результати експериментальних досліджень впливу тривалості прикладеного навантаження на напруження зсуву при градієнті швидкості зсуву 1 c^{-1} .

Шляхом математичного моделювання лінії тренду дослідної кривої отримано аналітичну залежність напруження зсуву (Па) від тривалості прикладених зусиль $P = 26,349 \cdot \tau^{-0,158}$. (1)

Аналіз отриманих за допомогою моделі (1) результатів розрахунків дає змогу зробити висновок, що при градієнті швидкості зсуву 1 c^{-1} і за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ збільшення тривалості постійного навантаження до як завгодно великих значень (кілька десятків діб) зможе знизити напруження зсуву менше ніж до 3 Па.

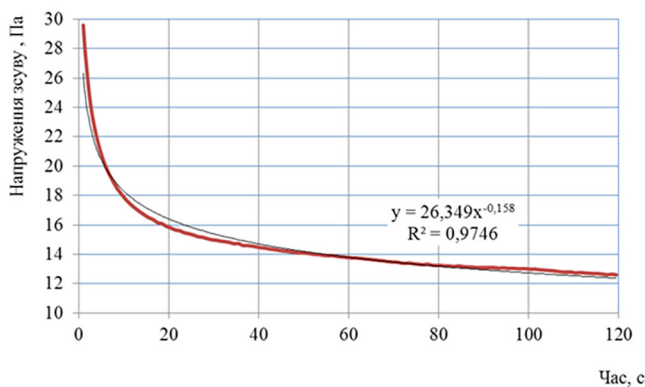


Рисунок 1. Залежність напруження зсуву долинської нафти від часу дії градієнту швидкості зсуву 1 c^{-1}

Аналогічне моделювання було проведено для інших значень градієнта швидкості зсуву. Залежність напруження зсуву від тривалості прикладеного навантаження при градієнті швидкості зсуву 100 c^{-1} наведена на рисунку 2.

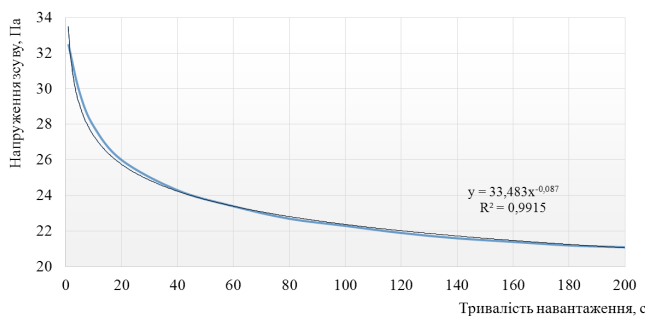


Рисунок 2. Залежність напруження зсуву долинської нафти від часу дії градієнту швидкості зсуву 100 c^{-1} (отримано автором)

Побудова лінії тренду з подальшим її математичним моделюванням дозволила отримати аналітичну залежність напруження зсуву від тривалості прикладеного зусилля при градієнті швидкості зсуву 100 c^{-1} :

$$P = 33,483 \cdot \tau^{-0,087} \quad (2)$$

Аналіз результатів математичного моделювання дає змогу зробити висновок, що отримана аналітична модель з високою точністю (більше 99%) описує експериментальні дані поведінки високов'язкої долинської нафти на етапі руйнування кристалічної парафінової решітки. Шляхом проведення прогнозних розрахунків за отриманою аналітичною залежністю встановлено, що тривале постійне навантаження (більше 10 діб) на долинську нафту зменшує її напруження зсуву від майже 33 Па до 10 Па. Отримані результати свідчать, що прикладене навантаження на нафту суттєво знижує значення напруження зсуву, хоча і залишає її в діапазоні прояву неньютонівських властивостей.

Поведінка високов'язкої долинської нафти на етапі руйнування її структури при напруженні зсуву 200 c^{-1} і 300 c^{-1} за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ в залежності від тривалості прикладеного зусилля наведена відповідно на рисунках 3 та 4.

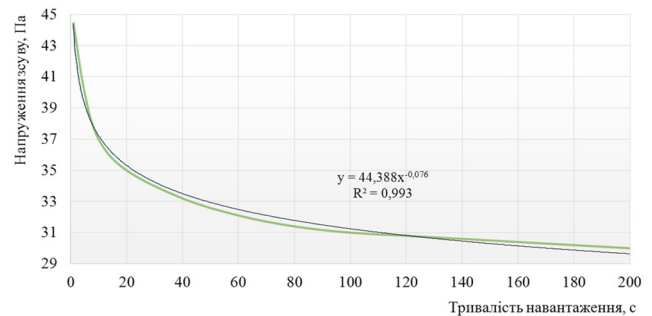


Рисунок 3. Залежність напруження зсуву долинської нафти від часу дії градієнту швидкості зсуву 200 c^{-1} (отримано автором)

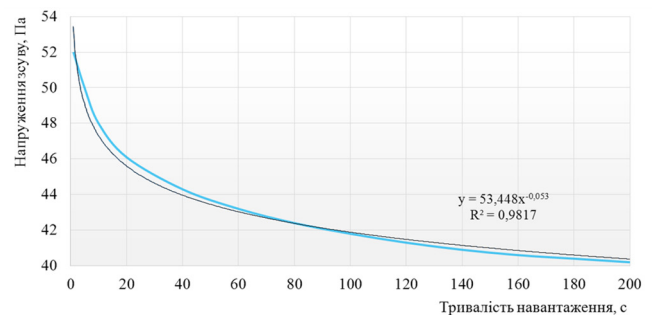


Рисунок 4. Залежність напруження зсуву долинської нафти від часу дії градієнту швидкості зсуву 300 c^{-1} (отримано автором)

Шляхом математичного моделювання результатів експериментальних досліджень деструкції кристалічної решітки високов'язкої долинської нафти отримані аналітичні залежності зміни напруження зсуву в залежності від тривалості постійного зусилля при градієнті швидкості зсуву 200 c^{-1} та 300 c^{-1} (формули 3 та 4 відповідно):

$$P = 44,388 \cdot \tau^{-0,076} \quad (3)$$

$$P = 53,448 \cdot \tau^{-0,053} \quad (4)$$

На основі проведених розрахунків за отриманими аналітичними залежностями встановлено, що при градієнті швидкості зсуву 200 c^{-1} збільшення тривалості постійного навантаження до як завгодно великих значень не зможе знизити напруження зсуву менше ніж до 15 Па, а при градієнті швидкості зсуву 300 c^{-1} — менше ніж до 25 Па.

Поведінка високов'язкої долинської нафти в момент руйнування структури повністю корелюється з теорією течії тиксотропних рідин [1,5]. Відзначається різке зниження напруження зсуву внаслідок прикладання зусиль за рахунок початкового інтенсивного руйнування кристалічного каркасу парафінів. В подальшому швидкість руйнування парафінової решітки сповільнюється, що за тривалого постійного навантаження призводить до прямування напруження зсуву до певного мінімального значення для кожного градієнта швидкості зсуву.

Після руйнування кристалічної решітки парафіни витягуються в довгі але нестійкі молекулярні ланцюги, не чинячи при цьому значного опору руху нафти. 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.

Висновки

Шляхом проведення ґрунтовних досліджень реологічних властивостей високов'язкої долинської нафти встановлена 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 c^{-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; подальше тривале навантаження (до кількох десятків діб) знижує напруження зсуву до 3 Па;
- в зоні високих градієнтів швидкості зсуву (100 c^{-1} , 200 c^{-1} і 300 c^{-1}) руйнування структури навіть протягом значного часу (до кількох десятків діб) не знижує напруження зсуву менш ніж до 10 Па, 15 Па і 25 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;
- 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.

Література

1. Трубопровідний транспорт високов'язких вуглеводнів: навчальний посібник [для студ. вищ. навч. закл.] / М. Д. Сердюк, Л. Д. Пилипів. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. — 347 с.
2. Уилкинсон У. Неньютоновские жидкости / У. Уилкинсон. — М: Мир, 1964. — 216 с.
3. 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.
4. 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.
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.