

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИКСОТРОПНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ ДОЛИНСЬКОЇ НАФТИ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ НАФТОПРОВОДУ ДОЛИНА-ДРОГОБИЧ

Л.Д. Пулинів

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(0342) 72-71-39,
e-mail: lubomyr.pylypiv@gmail.com*

Експлуатація трубопроводів, що транспортують високов'язкі нафти, пов'язана зі значними труднощами, викликаними в першу чергу особливостями поведінки таких аномальних нафт. Дослідження реологічних властивостей високов'язкої долинської нафти, що раніше проводилися різними вченими, стосувалися вивчення впливу температурних, технологічних та режимних факторів на покращення реологічних та транспортабельних показників нафти [1]. Однак ніким не розглядався вплив часу на зміну реологічних параметрів долинської нафти. Беручи до уваги очевидну приналежність високов'язкої долинської нафти до тиксотропних рідин [2], врахування такого впливу є необхідним для адекватного оцінювання і характеристики її реологічних властивостей.

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 долинська нафта витісняється малов'язкою російською марки РЕС, яка в міжцикловий період знаходиться в трубі. У випадку тривалих зупинок така технологія виправдана, оскільки тиксотропні властивості долинської 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 долинської нафти вивчити можливості зупинки перекачування без витіснення малов'язкою нафтою. При цьому надзвичайно важливим є знаходження оптимального часу спокою, під час якого реологічні властивості долинської нафти не перевищать критичних значень пускових режимів.

Для визначення ступеня прояву тиксотропних властивостей високов'язкої долинської нафти та встановлення залежності реологічних показників нафти від часу в лабораторних умовах було проведено низку реологічних досліджень швидкозастигаючої нафти Долинського родовища. Досліди проводилися з використанням ротаційного віскозиметра Rheotest® 4.1 виробництва фірми Medingen GmbH та циркуляційного термостата Julabo F25-ME фірми Julabo [2]. 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. Далі необхідно було змодельовати 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 1 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

Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. (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.

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

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 [3,4]. 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

Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. Помилка! Джерело посилання не знайдено. (2)

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 проведено для градієнта швидкості зсуву 200 c^{-1} , де напруження зсуву при тривалій релаксації досягає 30 Па.

Шляхом проведення ґрунтовних досліджень реологічних властивостей високов'язкої долиньської 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;

- 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 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 долиньської за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ проходить надзвичайно інтенсивно; при градієнті швидкості зсуву 200 c^{-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 долиньську нафту під час зупинки не можна залишати в обов'язці НПС на тривалий час, а потрібно витіснити малов'язкою російською;

- тільки в зоні низьких градієнтів швидкості зсуву за температури 5 °С 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 °С до 60 °С);
- 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 °С до 60 °С;
- визначити тривалість прикладання допустимого навантаження під час пускових режимів роботи НПС Долина в процесі «розкачування» долинської нафти в діапазоні робочих температур.

Список використаних джерел

1. Овчинников П.Ф. Реология тиксотропных систем / П.Ф. Овчинников, Н.Н. Круглицкий, Н.В. Михайлов // – Киев: Наукова думка, 1972. – 120 с.
2. 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.
3. 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.
4. Reversible and irreversible destructuring flow in waxy oils: An MRI study / Mendes R., Vinay G., Ovarlez G., Coussot Ph. // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – June 2015. – pp.77-86.

УДК 621.64.029

ВПЛИВ ЗАВАНТАЖЕННЯ ГАЗОПРОВОДУ НА НЕСТАЦІОНАРНІСТЬ ТЕЧІЇ ГАЗУ

В. Б. Михалків, В. С. Скорик

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, mikhalkivv@gmail.com

На даний час недовантаження газотранспортної системи України становить 42,4 % і продовжує збільшуватись. В процесі падіння продуктивності газопроводу суттєво змінюються режими його роботи: змінюється тиск і температура газу, проходить перерозподіл потоків газу в системі газопроводів, змінюється кількість працюючих газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій. Ці зміни викликають не стаціонарність в роботі газотранспортної системи. Отже виникає необхідність дослідження режимів роботи газотранспортної системи в період недовантаження. В якості об'єкта досліджень вибрано західну ділянку газотранспортної системи України, через яку проходить більше половини газу, призначеного на експорт.

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі газотранспортних систем. Вона виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України у країни Західної та Центральної Європи. Газотранспортна система України має протяжність більше 36 тис. км. В неї входять газопроводи діаметром до 1400 мм, міжниткові перемички, компресорні станції з різним типом приводу, запірні арматура та ін.. Протяжність газопроводів діаметром більше 1020 мм становить 14 тис. км. Пропускна здатність газотранспортної системи на вході 288 млрд. м³ на рік, а на виході 178,5 млрд. м³ на рік, в тому числі у країни Європи 142,5 млрд. м³ на рік. Проте якщо в 2011 р. транзит газу територією України становив 104,2 млрд. м³, що було нижче запланованого, то за 2013 р. до країн Європи він склав лише 83,7 млрд. м³ або 58,7 %.. Тенденція зменшення транзиту газу територією України продовжилася і у 2014 р., об'єм транзиту газу зменшився ще на 27,8 % до 62,2 млрд. м³ на рік, що становить 42,4 % від максимального завантаження. За квітень 2015 р. транзит газу склав 5,2