

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК НА РЕОЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ І ПРОПУСКНУ ЗДАТНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

Л.Д.Пилипів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42166
e-mail: tznung@nung.edu.ua

Проведены лабораторные исследования влияния противотурбулентных присадок на реологические свойства нефти, а именно на динамическую вязкость нефти. Проанализировано влияние концентрации присадки и температуры нефти на коэффициент динамической вязкости нефти. Определено влияние концентрации противотурбулентных присадок и температуры нефти на пропускную способность магистрального нефтепровода.

Laboratory researches of influence drag-reducing agent (DRA) on rheological properties of oil, namely on dynamic viscosity of oil were implemented. Influence DRA concentration and oil temperature on dynamic viscosity of oil were analyzed. Influence DRA concentration and oil temperature on oil-trunk pipeline capacity determination were defined.

Одним із способів зменшення втрат напору на тертя в магістральному трубопроводі для перекачування малов'язкої нафти є застосування протитурбулентних присадок.

Явище зменшення гідравлічного тертя потоку рідини під дією протитурбулентної присадки називається ефектом Томса. Суть дії присадки полягає в гасінні турбулентних завихрень потоку на місцевих опорах та біля стінок труби [1], [2]. Присадка складається з хімічних частинок, які зменшують чи мінімізують втрати тиску на тертя, викликані турбулізацією в трубопроводі.

До сьогодні існувала думка, що протитурбулентні присадки не впливають на кінематичну в'язкість нафти [3], [4]. Однак в літературі ніде не вказується, чи проводились експерименти з дослідження реологічних властивостей нафти з вмістом протитурбулентної присадки. Тим не менше, нехтувати можливою зміною в'язкості нафти неприпустимо, оскільки її значення суттєво впливають на режимні параметри трубопровідного транспорту і в першу чергу на пропускну здатність нафтопроводу.

У лабораторії трубопровідного транспорту нафти були проведені експерименти з дослідження реологічних властивостей нафти з вмістом протитурбулентної присадки.

Досліди проводились на ротаційному віскозиметрі "Реотест-2". Прилад "Реотест-2" є структурним ротаційним віскозиметром, який підходить як для визначення динамічної в'язкості ньютонівських рідин, так і для проведення глибоких реологічних досліджень неньютонівських рідин. Прилад "Реотест-2" відзначається принципом вимірювань, обґрунтованим з наукової точки зору, а також широкими діапазонами вимірювання динамічного напруження зсуву, градієнта швидкості і в'язкості. Він є двосистемним приладом, який має співвісні циліндрові вимірювальні пристрої, а також пристрій конус-плити.

Для дослідження була взята нафта сибірських родовищ Росії (так звана російська експортна суміш – РЕС), яка експортується Росією магістральними нафтопроводами України. Досліди проводились як для чистої нафти, так і для нафти з концентрацією протитурбулентної присадки 10, 20 і 30 ppm в діапазоні температур від 5 до 30°C, що охоплює зону робочих температур нафти в магістральному нафтопроводі. Як протитурбулентна присадка була використана присадка "Liquid Power"[®] фірми "Conoco", основним діючим компонентом якої є пропіленгліколь.

Між знятими вимірювальними величинами і реологічними параметрами існують співвідношення, які виражаються такими розрахунковими рівняннями.

Динамічне напруження зсуву τ_r і градієнт швидкості D_r віднесені до радіуса внутрішнього циліндра системи співвісних циліндрів.

Динамічне напруження зсуву τ_r визначається так:

$$\tau_r = z \cdot a \cdot 0,1, \quad (1)$$

де: τ_r – динамічне напруження зсуву, Н/м²;
 z – константа циліндра, Н/м²·(0,1/под.шкали);
 a – значення, зняте зі шкали індикатора приладу (поділка шкали).

За визначенням динамічним напруженням зсуву τ_r і градієнтом швидкості D_r визначається динамічна в'язкість η

$$\eta = \frac{\tau_r}{D_r} \cdot 0,1, \quad (2)$$

де: η – динамічна в'язкість, Па·с;
 τ_r – динамічне напруження зсуву, Н/м²;
 D_r – градієнт швидкості, с⁻¹.

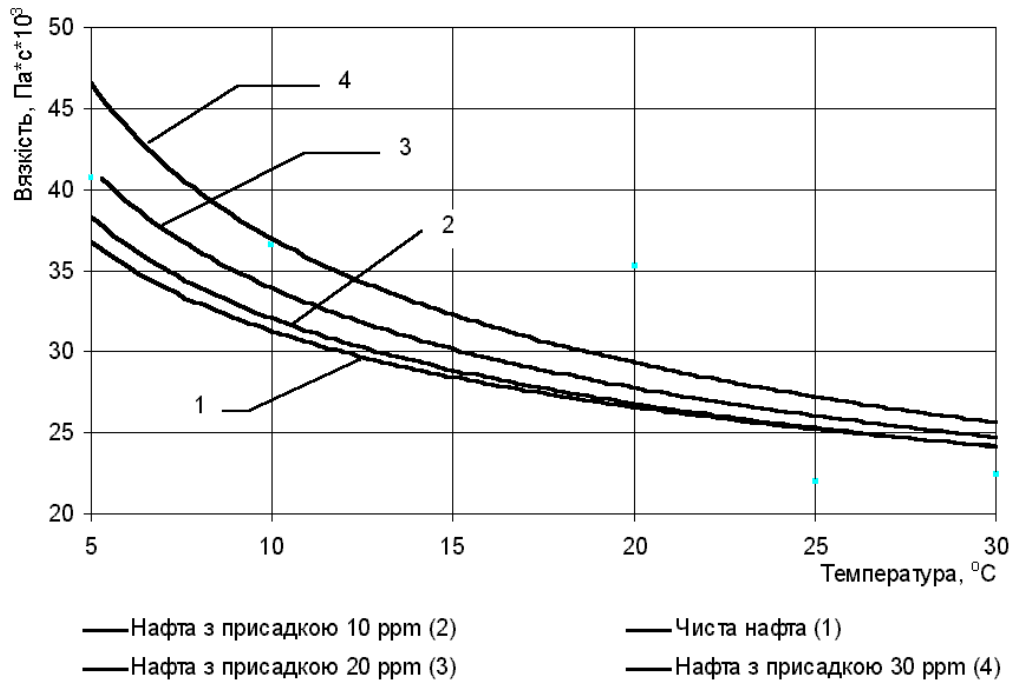


Рисунок 1 — Залежність динамічної в'язкості нафти від температури і концентрації присадки

За отриманими результатами побудована в'язкісно-температурна залежність чистої нафти і нафти з вмістом протитурбулентної присадки (рис. 1).

Динаміка збільшення динамічної в'язкості нафти залежно від зміни концентрації присадки представлена в таблиці 1.

Таблиця 1 – Вплив протитурбулентних присадок на коефіцієнт динамічної в'язкості нафти

Температура нафти, °C	Концентрація присадки, 1·10 ⁻⁶ об'ємних часток	Збільшення динамічної в'язкості, %
10	10	1,6
	20	7,9
	30	17,4
20	10	0,4
	20	4,5
	30	11,3
30	10	0
	20	2
	30	5,3

Аналізуючи отримані залежності, можна зробити такі висновки:

1) думка про те, що протитурбулентні присадки не впливають на реологічні властивості нафти, є хибною;

2) протитурбулентні присадки суттєво впливають на динамічну в'язкість нафти в бік її збільшення;

3) зі зростанням температури різниця між динамічною в'язкістю чистої і обробленої нафти зменшується.

Досліди на нафтоденсиметрах засвідчили, що протитурбулентні присадки в концентраціях 10-30 ppm не впливають на густину нафти. Отже, можна зробити висновок, що характер зміни кінематичної в'язкості нафти при введенні в неї протитурбулентної присадки такий же, як і для динамічної в'язкості.

Проаналізуємо вплив збільшення в'язкості нафти на пропускну здатність магістрального нафтопроводу при застосуванні протитурбулентних присадок. В алгоритмі розрахунку пропускну здатності необхідно ввести поправочний коефіцієнт збільшення в'язкості нафти. Тоді дійсне значення коефіцієнта кінематичної в'язкості буде визначатися як добуток розрахункового значення в'язкості нафти без присадки на коефіцієнт збільшення в'язкості, зумовлений додаванням присадки,

$$v = k_v \cdot v_p, \tag{3}$$

де: v_p – розрахункове значення в'язкості нафти без присадки, визначене за будь-якою класичною формулою (як правило, за формулою Рейнольдса-Філонова);

k_v – коефіцієнт збільшення в'язкості нафти.

Шляхом обробки експериментальних даних була одержана емпірична залежність коефіцієнта збільшення в'язкості нафти від концентрації протитурбулентної присадки і температури нафти

$$k_v = \frac{(e^k)^{0,0607} + 39,8}{t \cdot 0,0328 + 40,66}, \tag{4}$$

де: k – концентрація протитурбулентної присадки, ppm;
 t – температура нафти, °C.

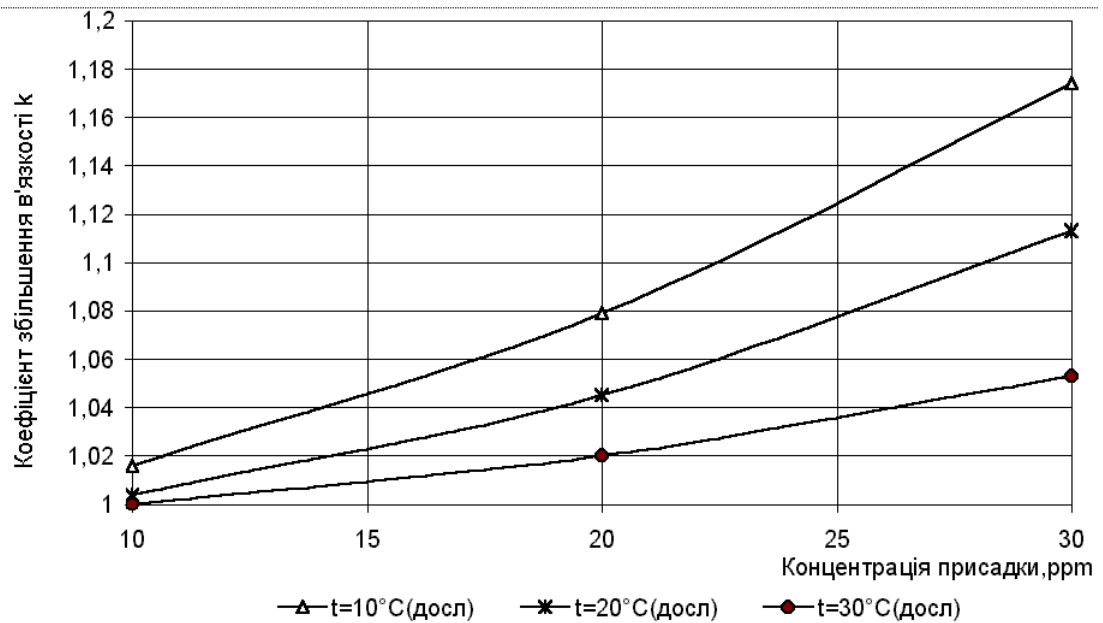


Рисунок 2 — Залежність коефіцієнта збільшення в'язкості нафти від концентрації присадки і температури

Таблиця 2 – Результати розрахунку пропускної здатності магістрального нафтопроводу

Концентрація присадки, ppm	Пропускна здатність нафтопроводу, м ³ /год					
	без застосування присадки		із застосуванням присадки без урахування поправки на збільшення коефіцієнта кінематичної в'язкості нафти		із застосуванням присадки з урахуванням поправки на збільшення коефіцієнта кінематичної в'язкості нафти	
	при t=5,9°C	при t=18,9°C	при t=5,9°C	при t=18,9°C	при t=5,9°C	при t=18,9°C
0	2319	2476	-	-	-	-
10	-	-	2662	2800	2657	2798
20	-	-	2958	3077	2947	3068
30	-	-	3210	3315	3189	3296

Середнє відхилення моделі від дослідних значень становить 1,5%.

Характер зміни коефіцієнта збільшення в'язкості нафти представлений на рис. 2.

Аналізуючи отримані графічні залежності, бачимо, що зі зростанням температури нафти коефіцієнт кінематичної в'язкості зростає меншою мірою.

Збільшення кінематичної в'язкості нафти призводить до збільшення коефіцієнта гідравлічного опору і як наслідок до зменшення пропускної здатності нафтопроводу. Використовуючи розроблене програмне забезпечення, був проведений розрахунок пропускної здатності магістрального нафтопроводу для трьох випадків: без застосування протитурбулентної присадки, із застосуванням присадки без урахування поправки на збільшення коефіцієнта кінематичної в'язкості та із застосуванням присадки з урахуванням поправки на збільшення коефіцієнта кінематичної в'язкості нафти. Результати розрахунків представлені в таблиці 2.

Як видно з таблиці 2, врахування коефіцієнта збільшення в'язкості нафти призвело до

зменшення пропускної здатності нафтопроводу порівняно з результатами розрахунку за методикою без врахування збільшення в'язкості нафти. При цьому для досліджуваної нафти зменшення досягає одного відсотка. Це значення є одного порядку з величиною похибки моделі коефіцієнта збільшення в'язкості нафти і тому в проектних і технологічних розрахунках магістральних нафтопроводів необхідно врахувати фактор впливу протитурбулентних присадок на в'язкість нафти.

Література

1. A chemical method to boost pipeline flow // Petroleum Review. – 1990, V. – Vol.44, N 520. – pp.250-251.
2. Consortium developing DRA model, algorithm // Oil and Gas Journal. – Sept.19,2005 – Vol.19, pp.78-84.
3. Снижение потерь энергии при перекачке нефти // ВНИИОЭНГ. Сер.: Транспорт и хранение нефти (Экспресс-информация. Зарубежный опыт). – М., 1989. – Вып. 10. – С. 1-7.

4. Покрывайло Н.А., Вайн О.Н. и др. Исследование упруговязких свойств полимерных растворов, снижающих сопротивление трения / В кн.: Пограничные слои в сложных условиях. – Новосибирск: ИТФ СО АН СССР, 1984. – С. 139-145.

стрес-коррозия. Причому при транспортуванні газового конденсату трубопроводом корозійне

5. Белкин И.М., Виноградов Г.В., Леонов А.И. Ротационные приборы. Измерения вязкости и физико-механических характеристик материалов. – М., 1968. – С. 41-185.

УДК 622.691/692

КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНА ПОВЕДІНКА СТАЛІ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВІДІВ

А.Я.Лопушанський, Л.В.Палійчук, Л.Я.Побережний

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42353
e-mail: rector@nung.edu.ua, poberezhny@nung.edu.ua

Изучено состояние промышленного трубопровода после длительного периода эксплуатации. Определены главные факторы, влияющие на характер и скорость прохождения процессов внутренней коррозии трубопроводов - наличие ощутимых механических напряжений, химический состав и движение коррозионной среды.

The state of pipeline after the continuance of operation is studied. Major factors are determined, influencing nature and rate of the passage of the processes of the internal corrosion of pipelines - presence of perceptible mechanical stresses, chemical composition and the motion of corrosive environment.

Енергетична незалежність України – один із пріоритетів розвитку її нафтогазового комплексу. Досягнення її неможливе без збільшення видобутку газу та газового конденсату та одночасного зменшення їх втрат на стадії транспортування промисловими трубопроводами від місця видобування до компресорних станцій (КС). Одна із основних причин таких втрат – вихід з ладу трубопроводів через корозійні ураження.

середовище рухається зі швидкістю транспортованого продукту, що, як відомо з літератури, може прискорити швидкість корозійних процесів до 8 разів внаслідок ускладнення пасивації поверхні трубопроводу через погіршення адсорбції пасивних продуктів корозії [1]. Відбувається змивання новоутвореної пасиваційної плівки транспортованим продуктом, і поверхня знову стає вразливою.

Вивчено стан промислового трубопроводу після тривалого періоду експлуатації. Виявлено, що при практично відсутніх корозійних ураженнях зовнішньої поверхні (рис. 1, г) внутрішня корозія практично зруйнувала трубу з середини (рис 1, а, б, в). Також легко помітити, що верхня частина зруйнована більше ніж нижня. На наш погляд, це зумовлено впливом механічного чинника, причому напружений стан неоднорідний.

Об'єктом досліджень вибрано безшовні сталеві труби товщиною стінки 17 мм, які використовуються для будівництва промислових трубопроводів.

Можна зробити висновок, що під дією ґрунтового масиву відбувався поступовий прогин трубопроводу. Верхня внутрішня його частина знаходилася в зоні розтягу, нижня – стиску. Це підтверджує і вигляд корозійних уражень центральної внутрішньої частини. Вона пошкоджена найменше, оскільки знаходиться близько нейтральної лінії, де вплив напружень найменший. Ну і нарешті, зовнішня частина практично неушкоджена.

Для дослідження корозійних процесів під напруженням нами використано розроблену раніше в ІФНТУНГ комп'ютеризовану установку КН-1 [2], створену на базі установки МВ-1К [3]. Випробовування зразків з матеріалу трубопроводів на повітрі та в рідких робочих середовищах проводили в режимі статичного навантаження чистим згином з автоматичною реєстрацією прогину зразка та зміни електродного потенціалу за допомогою ЕОМ, використовуючи 24-бітне аналого-цифрове перетворення.

Отже, причина уражень — корозійна дія пластових вод, які потрапляють у трубопровід разом із газовим конденсатом, і пізніше — піддонної води, яка діє на шляху транспортування від місця видобутку до КС, підсилена механічним чинником, іншими словами — внутрішня

З метою якнайточнішого моделювання стрес-корозійних процесів нами проведено аналіз пластових вод та піддонної води на різних стадіях транспортування газового конденсату. На його основі вибрано 3 модельні середовища, які відповідають пластовій воді свердловини, піддонній на стадії транспортування і відбору на компресорній станції (табл. 1).

Тривала дія на метал трубопроводу навантажень та впливів у ґрунтовому масиві викликає різноманітні структурні зміни, в тому числі