

навоколишнього середовища, що дало підстави зробити висновок, що бандаж, хоч ще і виконував свої функції підсилення, однак через деякий час його доведеться замінити. На першій же ділянці практично ніяких змін в бік погіршення не спостерігалось.

Отже, можна зробити висновок, що використання методики збільшення терміну служби трубопроводів шляхом намотки на них полімерно-композитних підсилювальних бандажів і прокладки в гідрофобізованих ґрунтах дає змогу збільшити термін служби підсилювального бандажа вдвічі, сприяючи збільшенню терміну служби і самого трубопроводу, особливо, коли йдеться про нафтогазопромислові трубопроводи.

Література

1. Копей Б.В., Найда А.М., Розгонюк В.В., Максимук О.В., Щербина Н.М. Експериментальні дослідження зміцнення пошкодженої сталеві труби композитним бандажем // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 1(10). – С.26-32.

2. Гончарова Л.В. Основы искусственного улучшения грунтов. – М.:МГУ, 1973. – 376 с.

3. Электрохимическая защита от коррозии / В.Н.Остапенко, Л.Н.Ягупольская, В.В.Лукович и др. Отв. ред. Пилянкевич А.Н. – К.: Наукова думка, 1988. – 192 с.

4. Защита металлических сооружений от подземной коррозии: Справочник / И.В.Стрижевский, А.М.Зиневич, К.К.Никольский и др. – М.: Недра, 1982. – 293 с.

5. Разработка технологии получения и применения вяжущих веществ для закрепления слабонесущих грунтов: Отче о НИР/БГПИ. – №ГР01830045091. – Уфа, 1985. – 112 с.

6. Ведерникова Т.Г., Мустафин Ф.М. К вопросу гидрофобизации минеральных грунтов на объектах трубопроводного транспорта // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб. науч. тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.85-92.

УДК 62.026.004.67

ПРОГНОЗУВАННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ НА ОСНОВІ С-КРИТЕРІЮ

¹В.М.Івасів, ¹Р.В.Рачкевич, ²А.В.Козлов

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002,
e-mail: ndingt@nung.edu.ua

²ДАТ „Чорноморнафтогаз”, 95000, м. Сімферополь, проспект Кірова, 52,
тел. (0652) 523403

Рассмотрены результаты исследования усталостной прочности резьбовых соединений труб СБТ-50 с целью обоснования возможности использования С-критерия для прогнозирования долговечности элементов бурильной колонны в эксплуатационных условиях.

In the article the authores gives the results of the research into fatiguing strength of threaded connection of drill pipes SBT-50 with the object of basing the opportunity of application of C-criterion for prediction of the life of drilling shaft's elements in operating conditions.

Сучасні тенденції розвитку нафтогазової галузі полягають у збільшенні обсягів похило-скерованого буріння та середніх глибин свердловин з одночасним підвищенням швидкості проходки. Це призводить до все більш жорстких умов експлуатації бурильної колони і як наслідок до підвищення ймовірності відмов її елементів та створення аварійних ситуацій. Незважаючи на існуючі методи та засоби прогнозування довговічності, кількість втомних відмов елементів бурильних колон залишається вагомим. Так, в роботах авторів [1, 2] зазначається, що при бурінні свердловин в зоні Перської затоки на кожні 1980 метрів проходки мала місце одна аварія, пов'язана з втомою металу бурильної колони, а в 2003 р. під час буріння

геологорозвідувальної свердловини в Мексиканській затоці протягом шести днів зафіксовано п'ять втомних відмов бурильних труб.

Отже, запобігання втомному руйнуванню елементів бурильної колони є важливою науково-технічною проблемою. Для її вирішення розроблено цілу низку методів, частина з яких базується на безрозмірних критеріях витривалості. Так, в роботах [3-5] для прогнозування довговічності резьбових з'єднань бурильної колони використовувався G-критерій, який є безрозмірною функцією від ступеня пошкодження досліджуваного з'єднання D і в процесі експлуатації знижується від початкового G_0 до критичного G_C значення

Таблиця 1 — Результати вимірювання розмірів напівеліптичних втомних тріщин та відповідного напрацювання у трубах СБТ-50

№ експериментального зразка	№ експериментальної точки	Глибина тріщини, м x 10 ⁻³	Ширина тріщини, м x 10 ⁻³	Напрацювання, цикли
1	1	0,2	2,0	251450
	2	0,7	12,0	321950
	3	1,9	18,0	388455
	4	2,8	24,0	470705
3	1	2,0	14,0	278475
	2	4,0	22,0	311140
	3	4,6	24,0	336990
	4	5,3	29,0	361430
	5	6,1	32,0	376940
4	1	1,5	7,0	548490
	2	2,0	10,0	563765
	3	2,6	12,0	575515
	4	3,5	17,0	587265
	5	4,3	20,0	599015
	6	6,0	23,0	610765
8	1	2,5	13,0	526165
	2	6,0	22,0	548490
	3	7,0	28,0	574105

$$G = |\lg D|, \tag{1}$$

$$G = G_0 - (G_0 - G_C) \frac{N_T}{N}, \tag{2}$$

де: N_T – поточна кількість циклів навантаження;
 N – кількість циклів навантаження до руйнування.

Величина D приймається рівною відношенню площі зони втоми $S_{ЗВ}$ до номінальної площі перерізу S , в якому відбувається руйнування,

$$D = \frac{S_{ЗВ}}{S}. \tag{3}$$

Суттєвим недоліком G-критерію є відсутність його залежності від величини напруження. Це значно звужує можливості використання формул (1) та (2) для прогнозування довговічності елементів бурильної колони в експлуатаційних умовах. Адже напруження є одним з основних чинників, що впливають на перебіг втомних процесів. З метою їх врахування при визначенні ресурсу бурильних труб нами пропонується використовувати C-критерій, який набув поширення в загальному машинобудуванні. За допомогою даного критерію процес росту ступеня пошкодження в умовах циклічного навантаження з постійними параметрами описується рівнянням [6]

$$\frac{N_T}{N} = \frac{C}{C_0}, \tag{4}$$

де: C – поточне значення C-критерію

$$C = \left| \ln \left[1 - \exp \left(- \frac{D}{1-D} \frac{\sigma_{\max}}{f} \right) \right] \right|; \tag{5}$$

C_0 – початкове значення C-критерію

$$C_0 = \left| \ln \left[1 - \exp \left(- \frac{D_0}{1-D_0} \frac{\sigma_{\max}}{f} \right) \right] \right|; \tag{6}$$

σ_{\max} – максимальне напруження експлуатаційного циклу навантаження, МПа;

D_0 – початковий ступінь пошкодження небезпечного перерізу;

f – параметр рівнянь (5) та (6), МПа.

Довговічністю в даному випадку вважається кількість циклів навантаження N_β від моменту проведення поточного контролю до руйнування

$$N_\beta = N - N_T. \tag{7}$$

Таким чином, метою даної роботи є перевірка можливості використання C-критерію для прогнозування довговічності елементів бурильної колони.

На експериментальній установці УКІ-6І [5, 7] нами проведено лабораторні дослідження кінетики росту втомних тріщин у різьбових з'єднаннях СБТ-50. Для оцінки ступеня пошкодження з'єднань аналізували фрактографії зламів з лініями зупинки фронту втомної тріщини, які дають змогу встановити її розмір у відповідний момент напрацювання (див. табл. 1). Фіксація ліній фронту тріщини проводилася за допомогою методу перервних ступінчатих наван-

тажень [3, 8]. Спочатку оцінювалася довговічність кожного зразка. Далі вибиралася кількість циклів, через які буде здійснюватися пониження навантаження з метою отримання ліній зупинки тріщини. В загальному випадку знижувати навантаження слід 0,3; 0,4; 0,5; 0,55; 0,60; 0,70; 0,725; 0,75; 0,775; 0,8 ... від очікуваної довговічності до того моменту, поки не пройде руйнування зразка. Амплітуда маркувального навантаження приймалася рівною 0,2–0,3 від амплітуди основного, а тривалість дії дорівнювала 5000–15000 циклів. Протягом вказаного періоду залишається чітка позначка кінчика тріщини на зламі. В подальших розрахунках кількість циклів маркувального навантаження не враховувалася.

Для кожного окремо взятого експериментального зразка, проводився такий обсяг розрахунків. Максимальне напруження циклу навантаження визначалося за формулою

$$\sigma_{\max i} = \sigma_{\text{зат}i} + \sigma_{\text{зг}i}, \quad (8)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, m,$$

де: $\sigma_{\text{зат}}$ – напруження, що виникає від затягування різьбового з'єднання, МПа;

$\sigma_{\text{зг}}$ – напруження згину, МПа

m – кількість експериментальних точок.

В свою чергу величина $\sigma_{\text{зат}}$ залежить від границі текучості матеріалу бурильних труб σ_T та коефіцієнта затягування різьби $k_{\text{зат}}$ і розраховується згідно з рівністю [5, 9]

$$\sigma_{\text{зат}} = k_{\text{зат}} \sigma_T,$$

$$k_{\text{зат}} = 0,4 \dots 0,7.$$

Напруження згину визначаються за такою формулою:

$$\sigma_{\text{зг}} = M_{\text{зг}} \frac{Y_{\max}}{I_{\text{БТ}}},$$

де: $M_{\text{зг}}$ – згинальний момент, що діє на зразок під час експерименту, Н·м;

Y_{\max} – відстані від центра маси перерізу різьбового з'єднання до точки, в якій розраховуються напруження, м;

$I_{\text{БТ}}$ – момент інерції перерізу різьбового з'єднання з врахуванням впливу тріщини (визначається згідно з методикою, наведеною в роботі [10]), м⁴.

Величина $M_{\text{зг}}$ розраховується за формулою [5, 7]

$$M_{\text{зг}} = P_B l_B,$$

де: P_B – відцентрова сила, Н;

l_B – плече дії сили, м.

В свою чергу P_B визначається із залежності [7]

$$P_B = P_1 + m_B \omega^2 R,$$

де: m_B – відцентрова маса, кг;

ω – кутова швидкість навантажувальної головки, с⁻¹;

R – радіус встановлення відцентрової маси, м;

P_1 – постійнодіюча відцентрова сила, що виникає внаслідок неспіввісності елементів навантажувальної головки.

Далі, використовуючи формули (3), (5), (8), визначали ряд часткових значень C -критерію $C_1, C_2, C_3, \dots, C_i, \dots, C_m$, які разом із величинами відносного напрацювання $N_{T1}/N; N_{T2}/N; N_{T3}/N; \dots; N_{Ti}/N; \dots; N_{Tm}/N$ наносяться в системі координат: абсциса – N_T/N ; ордината – C . Експериментальні точки апроксимуються залежністю

$$C\left(\frac{N_T}{N}\right) = C_0 - C_0 \frac{N_T}{N},$$

внаслідок чого отримується числове значення C_0 . Результати обробки експериментальних даних для всіх зразків представлені на рис. 1.

Маючи для кожного експериментального зразка початкове значення C -критерію, визначаємо початкове пошкодження D_0 з рівняння (6). Середнє значення початкового ступеня пошкодження рівне

$$D_{0\text{БТ}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n D_{0i}, \quad (9)$$

де: n – кількість експериментальних зразків.

Числове значення величини f вибирається з умови мінімуму відхилення апроксимуючих прямих від експериментальних точок.

Результати розрахунків, проведених за формулами (6) та (9), наведені в таблиці 2.

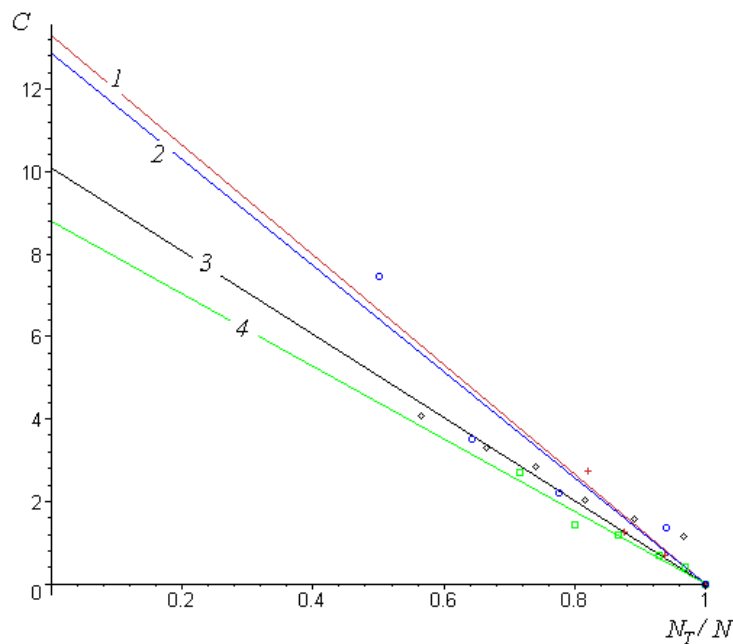
Як бачимо, кінетику втомного пошкодження різьбових з'єднань бурильних труб можна описувати за допомогою C -критерію, використовуючи діаграми, які є відрізками, що з'єднують початковий ступінь пошкодження досліджуваного елемента з точкою, в якій відносне напрацювання рівне одиниці.

Таким чином, кількість циклів до руйнування елемента бурильної колони в експлуатаційних умовах можна визначати за формулами (3) або (6). При цьому необхідно мати інформацію про його напружений стан, результати дефектоскопічного обстеження та тривалість роботи. Використання даного методу для прогнозування довговічності не потребує громіздких розрахунків і враховує два основних чинники, що впливають на термін роботи елемента бурильної колони — амплітуду змінних напружень та ступінь пошкодження. Це є вагомими перевагами над існуючими методиками, що використовуються для даної мети.

Отримані в процесі розрахунків для труб СБТ-50 числові значення початкового ступеня пошкодження $D_{0\text{БТ}}$ та параметра f можуть бути використані для прогнозування їх довгові-

чності в процесі буріння геологорозвідувальних свердловин.

Автореф. дис. докт. техн. наук. – Москва, 1991. – 49 с.



1 – 328 МПа; 2 – 332 МПа; 3 – 335 МПа; 4 – 337 МПа

Рисунок 1 — Залежності С-критерію для різьби труб СБТ-50 при максимальних напруженнях згину

Таблиця 2 — Результати обробки експериментальних даних

Номер зразка	1	3	4	8
Максимальне напруження в циклі навантаження, МПа	332	337	335	328
Початкове значення С-критерію	12,86	8,79	10,09	13,29
Початковий ступінь пошкодження D_{0BT}	1,497·10 ⁵			
Величина параметра f , МПа	102,0			

Література

1. Josten M.W., Shute J., Ferguson R.A. Study sokows how to predict accumulated drill pipes fatigue // World oil. – 1985. – vol. 201. – № 5. – Р. 65-70.
 2. Кларк Джейсон, Рейнольдс Николас, Ел-лис Шин, Стюарт Джон. Достижения в проектировании бурильной колонны с учетом усталостного износа: теория коэффициента кривизны и иллюстративный пример // Нефтегазовые технологии. – 2004. – № 4. – С. 16–18.
 3. Івасив В.М., Лисканич М.В., Турчин В.А., Хома Д.І. Исследование кинетики усталостного повреждения крупных резьбовых соединений // Прикладная механика. – 1985. – Т. 21. – №10. – С. 130-131.
 4. Івасів В.М. Методи та засоби управління бурильною колоною для забезпечення її надійності. Автореф. дис. докт. техн. наук. – Івано-Франківськ, 1999. – 31 с.
 5. Крыжановский Е.И. Исследование и повышение сопротивления усталости бурильных колонн при вращательном бурении скважин:

6. Почтенный Е.К., Ракицкий А.А., Кулеш А.П. Исследование кинетики роста усталостных повреждений в листовых рессорах // Известия Академии Наук БССР. – 1978. – №1. – С. 10–14.
 7. Янишивський М.Я. Прогнозирование усталостной долговечности бурильных колонн: Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 1989. – 24 с.
 8. Эйзенштадт Р., Фуллер В. Получение данных о распространении трещины при испытаниях на изгиб вращающихся надрезанных образцов посредством прерывистого нагружения // Теорет. основы инж. расчетов. – 1970. – №1. – С. 200–210.
 9. Гніп І.П., Бабюк І.С., Чернов Б.О. Оптимізація довговічності замкових різьбових з'єднань бурильної колони на основі критеріїв механіки руйнування // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 1990. – Вып. 6. – С. 105-109.
 10. Крыжановский Е.И., Івасив В.М., Рачкевич Р.В.. Прогнозирование остаточного ресурса элементов бурильной колонны // 12-th international scientific and technical conference

“New Methods and Technologies in Petroleum Geology, Drilling and Reservoir Engineering”, (June 21 – 22), Cracow. – 2001. – P. 277–282.

Процес заміщення у трубопроводі однієї рідини іншою є неусталеним, однак, як свідчать результати досліджень [4, 5], при проведенні практичних розрахунків його можна вважати квазістаціонарним, фіксуючи при цьому окремі

УДК 622.692.4

МЕТОДИКА ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПОСЛІДОВНОМУ ПЕРЕКАЧУВАННІ НЕНЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН

В.Т.Болонний, М.Д.Середюк

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

Предложена методика теплогидравлического расчета неизо термического нефтепровода при последовательной перекачке разнотипных нефтей, характеризующихся неньютоновскими реологическими свойствами

The methods of heat-hydraulic calculations of non-isothermal oil pipeline were proposed. These methods were proposed during batching different kinds of oil, which characterized by non-Newtonian properties.

Методики розрахунку теплогидравлічних режимів роботи неізо термічного нафтопроводу, які наведені у роботах [1, 2, 3], дають змогу визначити пропускну здатність і режими роботи при перекачуванні одного сорту підігрітої рідини, яка характеризується ньютонівськими чи неньютонівськими властивостями.

У процесі експлуатації неізо термічних нафтопроводів нерідко мають місце процеси послідовного заміщення однієї рідини іншою, при цьому фізико-хімічні властивості, у першу чергу, реологічні характеристики транспорттованих рідин можуть бути суттєво відмінними. Аналіз фактичних режимів роботи неізо термічного нафтопроводу свідчить, що при циклічній технології його експлуатації на початку циклу здійснюється періодичне заміщення підігрітої малов'язкої нафти підігрітою високов'язкою нафтою, у кінці циклу — підігріта малов'язка нафта витісняє із трубопроводу партію підігрітої високов'язкої нафти. При цьому реалізується процес послідовного перекачування по трубопроводу при неізо термічному режимі нафт із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. У наявних на сьогодні роботах у більшості випадків процеси послідовного перекачування розглядаються стосовно ізо термічного перекачування, у першу чергу, малов'язких світлих нафтопродуктів [5]. Особливості послідовного перекачування високов'язких рідин при неізо термічному режимі розглянуті у роботі [6], однак там пропонуються наближені аналітичні рішення, справедливі для перекачування лише ньютонівських рідин.

Тому виникла практична необхідність розробки методики теплогидравлічного розрахунку неізо термічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні рідин із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей, які характеризуються як ньютонівськими, так і неньютонівськими властивостями.

моменти положення зони контакту різно сортних нафт. У результаті можна одержати для кожного моменту часу заміщення нафт пропускну здатність неізо термічного трубопроводу, закономірність зміни температури по довжині і величину загальних втрат тиску.

Методика теплогидравлічного розрахунку неізо термічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні різно сортних нафт базується на використанні математичних моделей усталеного неізо термічного руху у трубопроводі рідини, яка характеризується як ньютонівськими, так і неньютонівськими властивостями. Необхідними даними для проведення технологічних розрахунків є результати експериментального визначення реологічних параметрів високов'язких швидкозастигаючих нафт, а саме: залежність граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості нафти від температури. На відміну від існуючих методів розрахунку запропонована нами методика дає змогу інтегрально врахувати тепло тертя потоку, приховану теплоту кристалізації парафіну і зміну режиму руху і коефіцієнта гідравлічного опору у кожному перерізі неізо термічного нафтопроводу.

Приймаємо, що у початковий момент послідовного перекачування весь трубопровід заповнений високов'язкою рідиною. Далі розпочинається процес витіснення підігрітої високов'язкої рідини підігрітою малов'язкою рідиною.

При послідовному перекачуванні нафт зона їх контакту буде переміщуватися по довжині трубопроводу зі середньою швидкістю потоку. Розглядаємо момент часу, коли зона контакту різно сортних нафт переміститься на відстань x від початку трубопроводу.

Розглядаємо загальний випадок, при якому температури підігріву різні для кожного сорту нафти. Для позначення параметра, що характе-