УДК 553.98

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТА ЗА ДОСЛІДЖЕННЯМИ СВЕРДЛОВИН НА УСТАЛЕНИХ РЕЖИМАХ ФІЛЬТРАЦІЇ

В.О.Федишин, М.І.Зазуляк (Львівське відділення УкрДГРІ, Львів)

В результаті проведених досліджень теоретично та експериментально доведено, що відхилення індикаторної кривої при дослідженні свердловин на усталених режимах фільтрації до осі дебітів зумовлено підключенням до фільтрації порових каналів менших розмірів або пропластків з гіршою ємнісно-фільтаційною характеристикою.

According to conducted studies it was theoretically and experimentally shown that indication curve deviation to the axis of flow rate at wells study at constant filtration option is caused by engaging of porous channels of smaller dimensions or intermediate strata with inferior capacity-filtration characteristics to filtration.

Зміна природного стану привибійної зони пласта проходить як при будівництві свердловини (розкриття, цементування тощо), так і в результаті інтенсифікації припливів вуглеводнів і навіть при їх видобутку за період розробки покладу [1-6]. Проблема оцінки пласта за гідродинамічними дослідженнями зумовлена складністю моделювання впливу цих та інших факторів на процес фільтрації, а також залученням до розрахунків параметрів, які об'єктивно важко визначити.

На сьогодні застосовується велика кількість методик і залежностей для оцінки гідродинамічного стану привибійної зони і свердловини загалом, проте всі вони мають ті чи інші недоліки.

Якщо зміна проникності пласта в радіусі дренажу проходить ступінчасто, то при розрахунку дебіту газової свердловини користуються різновидами формули Дюпюї

$$Q_г = \frac{\pi K_{сер} h(\Delta p)^2}{p_a \cdot \mu \ln \frac{R_к}{r_c}} = \frac{\pi K_0 h \cdot \Delta p^2}{p_a \cdot \mu \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + \sum C \right)} = \frac{\pi K_0 h \cdot \Delta p^2}{p_a \cdot \mu \ln \frac{R_к}{r_{пр}}}, \quad (1)$$

де: $K_{сер}$ – середньозважена проникнсть пласта в зону дренажу;

K_0 – природна проникність віддаленої зони пласта;

p_a – атмосферний тиск;

$R_к$ – радіус дренування свердловини;

r_c – радіус свердловини за долотом;

μ – в'язкість газу;

h – ефективна товщина пласта;

$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_в^2$ – перепад тиску в зоні дренування свердловини;

$r_{пр} = r_c \cdot e^{-\sum C}$ – приведений радіус свердловини;

$\sum C = C_1 + C_2 + S$ – сумарна величина коефіцієнтів фільтраційних опорів недосконалої свердловини;

C_1, C_2 – коефіцієнти, що враховують додаткові фільтраційні опори відповідно за супенем і характером розкриття пласта;

S – коефіцієнт фільтраційних опорів, пов'язаних з конструкцією свердловини, ліфта, фільтра, змикання тріщин, випадінням конденсату тощо.

Для реальної свердловини важко уникнути похибок у розрахунках величин фільтраційних опорів при визначенні її гідродинамічної досконалості, наприклад, за характером розкриття пласта. Незважаючи на значний досвід випробування перфораторів на мішенях, все-таки залишаються невідомими або такими, що тільки орієнтовно прогнозуються, параметри перфорації: діаметр перфораційних каналів, їх кількість, глибина тощо. Тому визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів за графіками В.І.Щурова [1; 2; 7] є дуже суб'єктивним. Також важко досягнути об'єктивності при оцінці впливу змикання тріщин, випадіння конденсату, інших факторів на процес фільтрації. У зв'язку з цим при вивченні пласта гідродинамічними методами важливо уникнути використання згаданих параметрів.

Основним результатом гідродинамічних досліджень на усталеному режимі є індикаторна діаграма, або крива, яка показує залежність дебіту від перепаду тиску. На практиці індикаторні криві бувають лінійними і скривленими при високих депресіях як до осі дебітів, так і до осі тисків.

Викривлення до осі тисків пояснюється зростанням фільтраційних опорів, зумовлених інерцією при високих швидкостях потоку у привибійній зоні пласта, а деякими дослідниками – його турбулізацією. Е.Б.Чекалюк та інші [1; 2; 4; 6; 8] вважають, що в пористому середовищі внаслідок звивистості та зміни геометрії порових каналів фільтрація іде за законом Бернуллі з проявом дросельного

ефекту і в ньому немає умов для турбулізації потоку.

Щодо викривлення індикаторної кривої до осі дебітів, то переважною більшістю фахівців це трактується як неякісні дослідження – незавершене очищення привибійної зони пласта тощо. В.Н.Щелкачов [7], наприклад, стверджує, що така індикаторна крива характеризує режим роботи свердловини "при не совсем установившемся состоянии". Погоджуючись з таким розумінням, зауважимо, що усталеності фільтрації (не абсолютної, а такої, коли відхилення параметрів припливу нижче від точності вимірювальних пристроїв), можна досягнути тривалістю роботи свердловини на певному режимі, достатньою для очищення привибійної зони (за умови, що не руйнується скелет породи).

Індикаторні криві такої конфігурації переважно фіксуються при дослідженні об'єктів з неоднорідним розподілом фільтраційних властивостей породи-колектора, а саме проникності. Деякі дослідники [9 та ін.] допускають, а нами [10] експериментально доведено, що відхилення кривої до осі дебітів зумовлене підключенням до фільтрації порових каналів менших розмірів або пропластків з гіршою ємнісно-фільтраційною характеристикою.

Криві при фільтрації газу описуються двочленним рівнянням

$$\frac{\Delta p^2}{2p_a} = AQ + BQ^2 \qquad (2)$$

і лінеаризуються залежністю

$$\frac{\Delta p^2}{2p_a Q} = A + BQ \ . \qquad (3)$$

Привибійна і віддалена зони пласта характеризуються різними фільтраційними опорами, і фільтрацію газу в них можна описати системою рівнянь

$$\begin{aligned} \frac{\Delta p_1^2}{2p_a} &= A_1 Q + B_1 Q^2 \ , \\ \frac{\Delta p_0^2}{2p_a} &= A_0 Q + B_0 Q^2 \ , \end{aligned} \qquad (4)$$

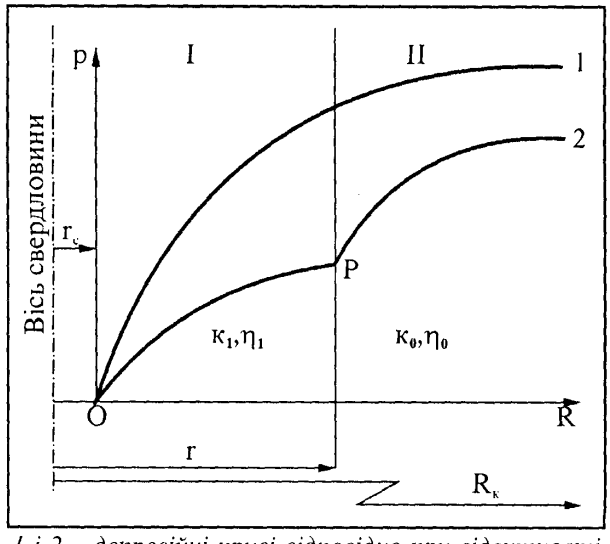
де: Δp_1^2 і Δp_0^2 – квадрати перепадів тиску у привибійній і віддаленій зонах пласта відповідно;

A_1 і B_1 – коефіцієнти фільтраційних опорів у привибійній, а A_0 і B_0 – у віддаленій зонах пласта.

Крива розподілу тиску в зоні дренажу однорідного пласта (рис. 1) підпорядковується логарифмічному закону. В пласті, де проникність привибійної зони змінена під дією різних факторів, спостерігається перелом у плавності кривої, що пов'язано зі зростанням (зменшенням) гідравлічних опорів і втратою напору. Така депресійна крива складається з двох ділянок, які характеризують розподіл тиску у привибійній I та віддаленій II зонах.

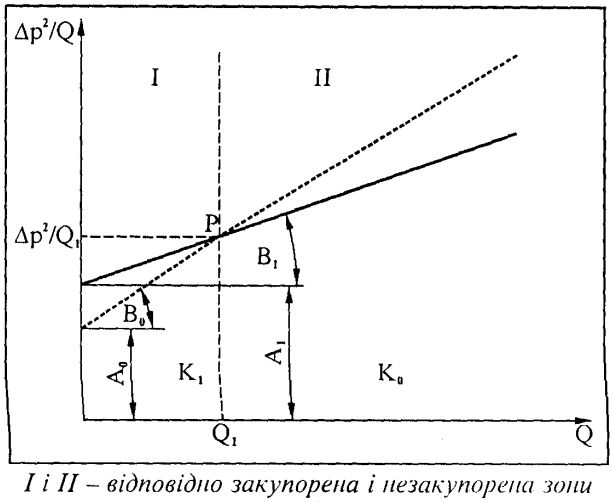
Результати дослідження, представлені у координатах $\Delta p^2 \ Q-Q$ (рис. 2), зображуються двома прямими лініями, що перетинаються у точці Р. Очевидно, що саме цією точкою відокремлюються зони пласта з різними фільтраційними опорами (проникностями). У зв'язку з цим лінії мають неоднаковий нахил і відтинають на осі ординат відрізки, які характеризують продуктивність привибійної $\eta_1 = 1 \ A_1$ і віддаленої $\eta_0 = 1/A_0$ зон пласта.

Враховуючи, що в пласті існує безперервність і нерозривність потоку, дебіти флюїду в різних перерізах і ділянках будуть однаковими, тобто їх можна для виділених зон описати рівняннями



1 і 2 – депресійні криві відповідно при відсутності закупорювання і при закупорюванні пласта

Рисунок 1 – Схема розподілу тиску в зоні дренування пласта



I і II – відповідно закупорена і незакупорена зони пласта (K_1<K_0)

Рисунок 2 – Індикаторна діаграма

$$Q_1 = Q_0 = \eta_1\left(p^2 - p_в^2\right) = \eta_0\left(p_{пл}^2 - p^2\right), \quad (5)$$

де: η_1 і η_0 – відповідно продуктивність привибійної і віддаленої зон пласта;

$p_{пл}$, $p_в$ і p – відповідно пластовий, вибійний тиски і тиск на межі ділянок I і II (різної проникності).

Перепад тиску в привибійній зоні пласта $p^2 - p_в^2 = \Delta p_1^2$ легко визначається за параметрами точки Р на рис. 2, тобто за значеннями $\Delta p^2/Q_1$ і Q_1. Далі за залежністю (5) визначається тиск на контакті ділянок з різною проникністю

$$p^2 = \frac{\eta_0 p_{пл}^2 - \eta_1 \Delta p_1^2}{\eta_0}. \quad (6)$$

Для визначення радіуса зміненої проникності r скористаємось залежністю розподілу тиску в депресійній зоні, а саме:

$$p^2 = p_{пл}^2 - \left(p_{пл}^2 - p_в^2\right)\frac{ln(R_к/r)}{ln(R_к/r_c)} = \\ = p_в^2 + \left(p_{пл}^2 - p_в^2\right)\frac{ln(r/r_c)}{ln(R_к/r_c)}, \quad (7)$$

де r – глибина (радіус) закупорювання (розкупорювання) привибійної зони пласта.

Після перетворень одержимо формулу для визначення r, а саме:

$$r = exp\{ln\, r\} = \\ = exp\left\{\frac{\left(p^2 - p_в^2\right)ln\, R_к + \left(p_{пл}^2 - p^2\right)ln\, r_c}{p_{пл}^2 - p_в^2}\right\} = \\ = exp\left\{\frac{\eta_0\, ln\, R_к + \eta_1\, ln\, r_c}{\eta_0 + \eta_1}\right\}. \quad (8)$$

Установивши продуктивність зон пласта, глибину зміни проникності, легко обчислити інші гідродинамічні параметри пласта.

Для визначення коефіцієнта досконалості свердловини можна скористатися співвідношенням

$$\varphi = \frac{Q_ф}{Q_д} = \frac{ln(R_к/r_c)}{ln\left(R_к/r_c + \sum C\right)} = \\ = \frac{\eta_{сер}}{\eta_0} = \frac{K_{сер}}{K_0} = \frac{\varepsilon_{сер}}{\varepsilon_0}, \quad (9)$$

де: $Q_ф$ і $Q_д$ – відповідно фактичний дебіт і дебіт досконалої свердловини, визначені за продуктивністю η_0 віддаленої зони пласта;

$\varepsilon_{сер}$ і ε_0 – відповідно гідропровідності Kh/μ середньої і віддаленої зон пласта.

Середня продуктивність визначається рівнянням

$$\eta_{сер} = \frac{\eta_1\eta_0\, ln(R_к/r_c)}{\eta_1\, ln(R_к/r) + \eta_0\, ln(r/r_c)}. \quad (10)$$

Аналогічно обчислюється середня проникність зони дренування.

Коефіцієнт відновлення проникності β визначається за залежністю

$$\beta = \frac{K_1}{K_0} = \frac{\eta_1}{\eta_0} = \frac{\varphi\, ln(r/r_c)}{ln(R_к/r_c) - \varphi\, ln(R_к/r)}. \quad (11)$$

Нижче наводимо приклад інтерпретації результатів досліджень на усталених режимах фільтрації у свердловині 4-Свиридівська.

Вихідні дані: інтервал випробування 4838-4852 м, продуктивний горизонт В-20, ефективна товщина 60 м, відкрита пористість 9%, пластовий тиск 50,64 МПа, пластова температура 120°С, в'язкість газу в пластових умовах $0{,}024\cdot10^{-3}$ Па·с, радіус свердловини 0,1 м, C_0=29,3 МПа, $\delta_в = p_{пл} - \sqrt{p_{пл}^2 - C_0} =$ =0,29 МПа.

З індикаторної діаграми (рис. 3, а) для певних показників дебітів визначаються параметри для побудови в координатах $\frac{\Delta p^2}{Q} = f(Q_г)$ або $\frac{\Delta p^2 - C}{Q} = f(Q)_г$ (таблиця 1; рис. 3, б). За лінійними відрізками встановлені фільтраційні коефіцієнти A_0 і A_1 відмінних за проникністю зон пласта і відповідно продуктивності віддаленої (η_0= –0,00023 м³/МПа·с) та привибійної (η_1= 0,00018 м³/МПа·с) зон пласта.

За параметрами точки перетину $Q_г$=0,354 м³/с і $\Delta p^2\cdot C/Q_г$=525 МПа²·с/м³ визначимо перепад тиску у привибійній зоні Δp^2_1=185,5 МПа² і згідно з рівнянням (6) тиск на контакті зон p^2=241,8 МПа².

Радіус закупорювання пласта за залежністю (8) становитиме 4,8 м, а середня продуктивність – 0,0002 м³/МПа·с.

Коефіцієнт досконалості свердловини $\varphi=\eta_{сер}/\eta_0$, а коефіцієнт відновлення проникності за виразом $\beta=\eta_1/\eta_0$ дорівнюватиме 0,79.

Газопровідність пласта Kh/μ визначимо із співвідношення

$$\varepsilon_0 = \frac{\eta_0}{\pi}\, ln\frac{R_к}{c} = 5{,}06\cdot10^{-10}\ м^3/Па\cdot с.$$

Проникність віддаленої зони

$$K_0 = \frac{\varepsilon_0 \cdot \mu}{h} = 2{,}04\cdot10^{-15}\ м^2$$

і привибійної зони

$$K_1 = \beta \cdot K_0 = 1{,}61\cdot10^{-15}\ м^2.$$

Скін-ефект можна оцінити за рівнянням $S = \frac{\eta_0 - \eta_1}{\eta_0}\cdot ln\frac{r}{r_c}$. Для даної свердловини він становить 0,82.

Таблиця 1 – Результати обробки індикаторної діаграми свердловини 4-Свиридівська (інтервал випробування 4838-4852 м, горизонт В-20)

Параметри	Один. вим.	Значення параметрів										
Q	м^3/с	0,075	0,150	0,224	0,299	0,587	0,873	1,038	1,282	1,590	1.600	1,700
$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_в^2$	МПа^2	71,00	108,6	148,0	189,1	362,4	578,8	724,2	958,4	1285	1294	1408
$\Delta p^2\ Q$	МПа^2·с/м^3	949	726	660	632	618	663	698	747	807	809	828
$p'_в = \sqrt{p_п^2 - \Delta p^2}$	МПа	49,93	49,56	49,16	48,74	46,93	44,56	42,90	40,07	35,79	35,63	34,00
$2p'_в\delta_в$	МПа^2	28,96	28,74	28,51	28,27	27,22	25,84	24,88	23,24	20,76	20,67	19,72
$C = 2p'_в\delta_в + \delta_в^2$	МПа^2	29,05	28,83	28,59	28,35	27,30	25,93	24,97	23,33	20,84	20,75	19,81
$(\Delta p^2 - C)/Q$	МПа^2·с/м^3	561	534	532	537	571	633	674	729	794	796	817

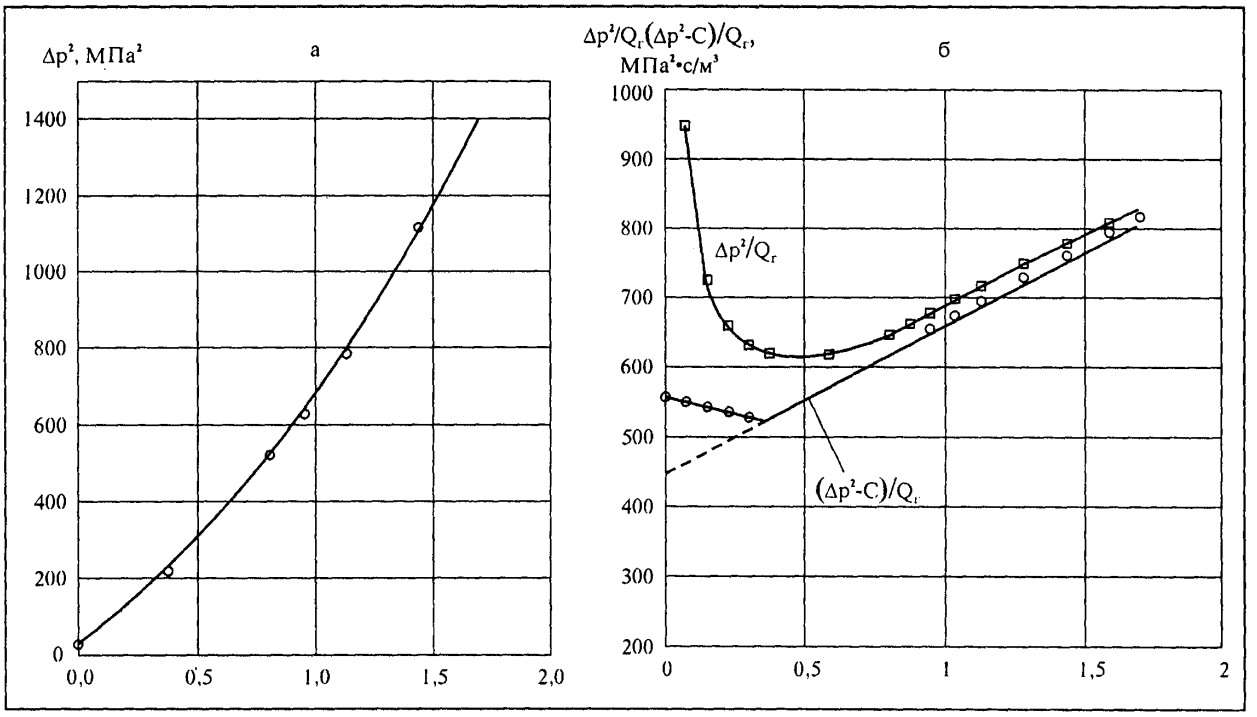


Рисунок 3 – Індикаторні діаграми (свердловина 4-Свиридівська, інтервал випробування 4838-4852 м, продуктивний горизонт В-20)

При фільтрації газу на зону проникнення фільтрату промивальної рідини витрачається 56% загального перепаду тиску на ділянці дренування пласта.

Незалежно від форм індикаторні діаграми (лінійна, випукла, ввігнута) обробляються однаково за даною методикою. Вона випробувана на значному фактичному матеріалі промислових досліджень на усталених режимах фільтрації (25 об'єктів сармату Передкарпаття, 12 об'єктів девону Волино-Поділля і 17 об'єктів ДДЗ) при плоско-радіальному русі потоку. Об'єктивність результатів підтверджена експериментально для плоско-паралельного руху газу на моделях пластів.

1. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. – К.: Госиздат технической литературы УССР, 1961. – 280 с.

2. Канюга А.П., Шелешко Т.В., Мельничук Я.Г. и др. Руководство по газогидродинамическим и термометрическим методам исследования разведочных скважин. – К.: Наук. думка, 1972. — 339 с.

3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. — 297 с.

4. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, 1984. — 284 с.

5. Курсиков О.В. Гидродинамические методы исследования скважин за рубежом: Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 63 с.

6. Гайворонский И.Н., Мордвинов А.А. Гидродинамическое совершенство скважин: Обзорная информация. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. — 35 с.

7. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография. Ч. 2. — М.: Нефть и газ, 1995. — 493 с.

8. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1979. — 297 с.

9. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. – М.: Недра, 1979. – 339 с.

10. Федишин В. Освоєння низькопористих колекторів – резерв збільшення видобутку газу в Україні // Нафта і газ України: Зб. наук. праць: Матер. 6-ої Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України – 2000". Т. 3. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – С. 121-124.

УДК 629.12.01.013

КІНЕТИКА ДЕФОРМУВАННЯ СТАЛІ ТРУБОПРОВОДУ ПРИ НИЗЬКОЧАСТОТНІЙ ВТОМІ

Є.І.Крижанівський, Л.Я.Побережний (ІФНТУНГ, Івано-Франківськ)

Представлені результати комплексних досліджень низькочастотної втоми сталі трубопроводу в умовах неоднорідного напруженого стану з використанням деформаційно-кінетичного трактування процесу. Встановлено, що для інженерних розрахунків трубопроводів, виготовлених зі сталі 20, на низькочастотну втому границю витривалості σ_{-1} на базі 10^7 циклів навантаження можна прийняти рівною циклічній границі текучості $\sigma_{0,2}^{ц}$, яка визначається прискореним методом за діаграмами згину зразків-моделей.

Results of complex researches of low-frequency fatigue of steel of the pipeline in conditions of an inhomogeneous tension with use deformation-kinetic interpretation of process are reduced. For engineering calculations of pipelines, made from steel 20, on low-frequency fatigue endurance limit σ_{-1} on the base 10^7 cycles of loading is equal cyclic yield limit $\sigma_{0,2}^{ц}$, which is defined the accelerated method on diagrams of flexing of samples-models.

При формуванні концепції конструкційної надійності морських трубопроводів важливим є аналіз взаємодії системи «матеріал-конструкція-навантаження і впливи», який базується на експериментальних даних та теоретичних розрахунках [1-3].

Представляють інтерес дослідження кінетики деформування сталі трубопроводу при низькочастотному циклічному навантаженні – постійнодіючому чиннику в період експлуатації лінійної частини морського трубопроводу.

Втомні випробовування на повітрі при температурі 293 К проводили на установці МВ-1К за схемою навантаження чистим згином при частоті обертання зразка 0,8 Гц [4]. Установку також використовували для статичних та повторно-статичних випробовувань.

Зразки-моделі зі сталі 20 діаметром робочої частини d_p = 5 мм та розрахунковою довжиною l_p = 50 мм виготовляли за розробленою в ІФНТУНГ технологією зі стінок лінійної частини трубопроводу. Кінцева механічна обробка робочої частини зразків – чистове точіння. Частота навантаження (0,8 Гц) та база випробовувань (10^7 циклів) вибрані на основі всебічного аналізу проблеми низькочастотного втомного руйнування морських трубопроводів [1; 5-7].

Дослідження проводили у два етапи за розробленою методикою [4; 8].

На першому етапі вивчали поведінку сталі трубопроводу при статичному та повторно-статичному ступінчастому навантаженні. Це дало змогу відстежити на діаграмах згину (рис. 1, а) характерні ділянки: ОА – пружної деформації; АВ – деформаційного зміцнення; ВС – статичної повзучості; O_1A_1 – пружної деформації при повторному згині. При збільшенні навантаження на один ступінь приріст номінального напруження на ділянках ОА, АВ та O_1A_1 постійно становив $\Delta\sigma$ = 20 МПа, а час витримки зразка під навантаженням Δt = 20 с. Такий режим навантаження дає змогу врахувати відставання деформації від напруження в часі і поглиблено вивчати процеси деформаційного зміцнення та повзучості.

Виявлено, що попереднє ступінчасте навантаження з витримкою t_3 при σ_{max} дає можливість при повторному навантаженні отримати близькі значення $\sigma_{0,2}^{д}$ та $\sigma_{мц}^{д}$, що практично перетворює сталь трубопроводу в пружно-ідеально-пластичний матеріал при залишковій деформації від першого згину $\Delta\varepsilon^{д}$ = 0,0012 (рис 1, а).

Результати, отримані при зазначених режимах статичного навантаження, не є несподіваними, але по-новому окреслюють пробле-