

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.53

ЗАКОНОМІРНОСТІ ВИНЕСЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ДОМІШОК ІЗ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НА РОДОВИЩАХ НГВУ „ОХТИРКАНАФТОГАЗ” ТА НГВУ „ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ”

А.Я. Янишевський

НДПІ ВАТ „Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2,
тел. (03422) 43222, e-mail: vyd@ndpi.ukrnafta.com

Проаналізовано наукові праці, де розглядаються проблеми вмісту механічних домішок в продукції нафтових свердловин. Для продуктивних горизонтів нафтових родовищ НГВУ „Охтирканафтогаз” і НГВУ „Чернігівнафтогаз” ВАТ „Укрнафта” отримано окремі емпіричні залежності вмісту механічних домішок в нафті від дебіта свердловини, депресії на пласт, коефіцієнта продуктивності. Обґрунтовано необхідність розробки методики визначення об'єму механічних домішок у свердловинах НГВУ „Охтирканафтогаз” і НГВУ „Чернігівнафтогаз” ВАТ „Укрнафта”.

Проанализированы научные труды по проблеме содержания механических примесей в продукции нефтяных скважин. Для продуктивных горизонтов нефтяных месторождений НГДУ „Охтырканафтогаз” и НГДУ „Черниговнафтогаз” ОАО „Укрнафта” получены отдельные эмпирические зависимости содержания механических примесей в нефти от дебита скважины, депрессии на пласт, коэффициента продуктивности. Обоснована необходимость разработки методики определения объема механических примесей в скважинах НГДУ „Охтырканафтогаз” и НГДУ „Черниговнафтогаз” ОАО „Укрнафта”.

The scientific works concerning problem of contents of mechanical admixtures in production of oil wells had been analysed. Individual empirical dependences of contents of mechanical admixtures in oil from flow of well, depression on stratum, coefficient of productivity has been got for producing horizons of oil fields of OGPE „Okhtyrkanaflogaz” and OGPE „Chernigivnaflogaz” of JSC „Ukrnafta”. The necessity to elaborate of methods calculations of volume of mechanical admixtures in wells of OGPE „Okhtyrkanaflogaz” and OGPE „Chernigivnaflogaz” of JSC „Ukrnafta” had been substantiated.

Важливою науково-технічною проблемою розробки нафтових і газових родовищ є забезпечення швидкого темпу видобування вуглеводневої сировини в максимальному обсязі та з високими техніко-економічними показниками роботи нафтогазовидобувних управлінь. Але інтенсивна експлуатація родовищ НГВУ „Охтирканафтогаз” та НГВУ „Чернігівнафтогаз” призвела до їх виснаження. Обводненість продукції більшості свердловин Анастасівського, Рибальського, Бугруватівського, Качанівського та Західно-Козіївського родовищ НГВУ „Охтирканафтогаз” становить 80% і більше. Аналогічна ситуація спостерігається і на свердловинах Леяківського, Щурівського, Гнідинцівського, Богданівського, Скороходівського та Ярошівського родовищ НГВУ „Чернігівнафтогаз”. На цих родовищах експлуатація свердловин супроводжується винесенням механічних домішок. Рух механічних домішок, а саме: частинок гірської породи, продуктів корозії металу та

пропанту (зернистого матеріалу для кріплення тріщин після гідророзриву пласта) стає причиною зношування нафтогазового обладнання свердловин і частих ремонтних робіт.

Отже, завдання захисту підземного нафтогазового обладнання від механічних домішок є досить актуальним. Навіть часткове його вирішення, в першу чергу, підвищить продуктивність свердловин, зменшить витрати на їх капітальний і поточний ремонт і, зрештою, призведе до зниження собівартості видобування нафти за рахунок збільшення середнього напрацювання між відмовами нафтогазового обладнання.

Тому вивченню теорії і практики експлуатації свердловин, які зазнають впливу механічних домішок, присвячено багато робіт. Найвідомішою є робота А.М. Пирвердяна [1]. У ній проаналізовано роботу різних сепараторів та фільтрів, що встановлюються на прийомі свердловинного насоса.

Кудрявцев І.А. [2], вивчивши цю проблему, виділив чотири групи способів захисту підземного нафтогазового обладнання від механічних домішок, а саме:

1) хімічні (закачування в пласт різних скріплюючих розчинів, коксування);

2) технічні (встановлення в інтервалах продуктивних пластів блочних свердловинних фільтрів, монтаж насосних фільтрів, застосування зносостійкого обладнання, використання насоса-„жертви”, використання гідроциклона);

3) технологічні (обмеження депресії у процесі експлуатації, застосування пристроїв для плавного запуску насоса – тиристорних перетворювачів, підливання рідини в затрубний простір, зниження обводнення);

4) профілактичні (очищення привибійної зони, промивання зумпфа свердловини – частини стовбура свердловини нижче експлуатаційного об'єкта і до штучного вибою; контролювання вмісту механічних домішок в технологічних рідини та продукції свердловини під час її експлуатації, очищення привибійної зони пласта різними гідрохвильовими пристроями з наступним промиванням свердловини).

Савіних Ю.А., Музипов Х.Н., Кудрявцев І.А. у своїй роботі [3] з метою коагуляції механічних частинок пропонують застосовувати акустичний спосіб дії на рідину генератором ультразвукових коливань. Проте цей спосіб є складним та високовартісним.

Автори статті [4] вважають доцільним застосовувати „холодне” видобування важкої нафти (з високою густиною та в'язкістю) разом із піском (cold heavy oil production with sand – CHOPS). Метод „CHOPS”, який недавно розроблений в Канаді, передбачає видобування піску з метою збільшення вилучення важкої нафти при малих витратах і без теплового впливу. Для підймання нафти на поверхню застосовуються гвинтові насоси. Застосовуючи метод „CHOPS” при видобуванні важкої нафти з канадських свердловин вдалось збільшити їх дебіти в 20 разів. Але для того, щоб застосувати цю технологію у ВАТ „Укрнафта”, потрібно реконструювати систему очищення нафти та закупити нафтогазове обладнання (насоси, насосні штанги, насосно-компресорні труби) з підвищеними зносостійкими властивостями.

Механічні домішки також знижують ресурс насосно-компресорних труб (НКТ). Науковці, які вирішують проблему довговічності НКТ [5], вважають, що труби, які пройшли дифузійне цинкування, володіють високою твердістю та зносостійкістю. Ресурс НКТ з дифузійним покриттям зростає від 3 до 7 років. Також є роботи, присвячені підвищенню зносостійкості свердловинних штангових насосів (СШН). Так, повідомляється, що найкращі результати підвищення зносостійкості циліндрів СШН дають азотування та хромування [6].

У монографії [7] наголошується на те, що на концентрацію механічних домішок у видобутій продукції суттєво впливають такі процеси як закінчення та освоєння свердловини. Це – вірний підбір промивальної рідини для проход-

ки продуктивних пластів; проектування раціонального режиму перфорації продуктивного горизонту, що забезпечить мінімальне руйнування цементного кільця та експлуатаційної колони; проектування оптимального режиму освоєння свердловини. Автори роботи [8] вважають, що одним із способів зменшення винесення механічних домішок, в тому числі і проппанта (після гідророзриву пласта), є посилення контролю за виконанням усіх технологічних регламентів і стандартів.

Отже, протягом усієї експлуатації свердловини потрібно систематично спостерігати за винесенням механічних домішок – визначати їх вміст в продукції свердловини, прогнозувати об'єм механічних домішок, що можуть створювати пробки на вибої [7]. Враховуючи ці дані, необхідно налагодити облік винесених механічних домішок. Тільки ведучи такий облік можна раціонально експлуатувати свердловину і попереджувати ускладнення. На сьогоднішній день ця проблема залишається невирішеною.

Тому виникла необхідність у розробленні методики визначення об'єму механічних домішок у свердловинах (на прикладі НГВУ „Охтирканафтогаз” та НГВУ „Чернігівнафтогаз”). Це допоможе попередити можливі ускладнення, а саме: формування шламових пробок, відмови свердловинних насосів, передчасне зношування підземного нафтогазового обладнання.

Для цього необхідно провести аналіз і отримати залежність концентрації механічних домішок в рідині $C_{мд}$ від чинників, що впливають на неї.

Такими чинниками є депресія на пласт Δp , дебіт рідини Q_p , продуктивна товщина пласта $h_{пл}$, газовий чинник G_{cm} (приведений до стандартних умов) або G_0 (приведений до нормальних умов), обводненість продукції β_E , коефіцієнт продуктивності K_{np} , фізичні властивості нафти (густина ρ_n , динамічна в'язкість μ_n), приведений радіус свердловини r_{np} , радіус контура живлення R_k , траєкторія стовбура свердловини, тривалість експлуатації тощо. Тому, для практичного розрахунку необхідно вивести комплексну емпіричну залежність, що враховуватиме спільний вплив будь-яких чотирьох згаданих чинників. Така мінімально достатня кількість змінних у комплексній формулі забезпечить достовірність результату розрахунку [9]. Тому за допомогою числових ортогональних квадратів [9] сплануємо дослідження впливу чотирьох чинників – f_1, f_2, f_3, f_4 (табл. 1).

Проаналізувавши дані, надані НГВУ „Охтирканафтогаз” та НГВУ „Чернігівнафтогаз”, приходимо до висновку, що не вдається отримати інформацію за попередньо складеним планом багатofакторного експерименту. Необхідні дані – відсутні. Тому, для отримання комплексної емпіричної залежності, необхідно провести експерименти (табл. 1) з дозволу ВАТ „Укрнафта”.

Таблиця 1 – План експериментів

Номер досліджу	Варіанти значень досліджуваних чинників			
	f_1	f_2	f_3	f_4
1	1	1	1	1
2	1	3	3	3
3	1	2	2	2
4	1	5	5	5
5	1	4	4	4
6	3	1	3	2
7	3	3	2	5
8	3	2	5	4
9	3	5	4	1
10	3	4	1	3
11	2	1	2	4
12	2	3	5	1
13	2	2	4	3
14	2	5	1	2
15	2	4	3	5
16	5	1	5	3
17	5	3	4	2
18	5	2	1	5
19	5	5	3	4
20	5	4	2	1
21	4	1	4	5
22	4	3	1	4
23	4	2	3	1
24	4	5	2	3
25	4	4	5	2

Отже, необхідно отримати залежність вмісту механічних домішок в рідині $C_{мд}$ від величини, яка б враховувала вплив якомога більшої кількості чинників. Такою величиною є коефіцієнт продуктивності свердловини $K_{пр}$, який визначається за такою формулою [10]:

$$K_{пр} = \frac{Q_p}{\Delta p} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h_{пл}}{b_n \cdot \mu_{нп} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}, \quad (1)$$

де: Q_p – дебіт рідини, м³/д;
 Δp – депресія на пласт, Па;
 k – проникність пласта (привибійної зони свердловини), м²;
 $h_{пл}$ – продуктивна товщина пласта, м;
 b_n – об’ємний коефіцієнт нафти;
 $\mu_{нп}$ – в’язкість нафти в пластових умовах, мПа·с;
 R_k – радіус контура живлення, м;
 $r_{пр}$ – приведений радіус свердловини, м.

З метою розширеного аналізу промислової інформації також виведемо окремі емпіричні залежності вмісту механічних домішок в рідині $C_{мд}$ від дебіту рідини Q_p та депресії на пласт

Δp . Аналіз проведемо для окремих горизонтів нафтових родовищ. Отже, сформувавши вибірки з наданих матеріалів (за 2007 рік), виведемо необхідні залежності.

Для побудови графічних залежностей сформуємо вибірку значень $C_{мд}$, Q_p , Δp , $K_{пр}$ з даних по свердловинах горизонту В-18 Бугруватівського родовища. Значення $C_{мд}$ та Q_p вибираємо безпосередньо із зібраних матеріалів. Значення $K_{пр}$ обчислюємо за формулою (1), а значення Δp за такою формулою:

$$\Delta p = (H_d - H_{ст}) \cdot \rho_p^3 \cdot g; \quad (2)$$

де: H_d , $H_{ст}$ – відповідно динамічний і статичний рівні в свердловинах, м;

ρ_p^3 – густина рідини в затрубному просторі, кг/м³.

Сформовані дані зводимо до таблиці 2.

Таблиця 2 – Дані по свердловинах горизонту В-18 Бугруватівського родовища НГВУ „Охтирканафтогаз”

Елемент вибірки	$C_{мд}$, г/дм ³	Q_p , т/д	Δp , МПа	$K_{пр}$, т/(д·МПа)
1	3,4	27,57	3,7	7,5
2	5,6	80,20	4,1	19,6
3	2,8	57,14	3,7	15,4
4	1,9	36,87	3,7	10,0
5	8,7	25,32	1,1	23,4
6	2,8	17,42	2,4	7,3
7	4,7	180,14	3,6	50,0
8	2,0	27,05	2,2	12,3
9	2,9	166,89	0,5	370,9
10	3,7	64,00	3,8	16,9
11	3,5	15,02	2,7	5,6
12	4,3	36,03	2,8	12,9
13	4,7	10,30	1,6	6,4
14	3,7	148,89	1,7	87,6
15	2,8	19,57	6,9	2,8

Для того, щоб отримати інформацію, необхідну для прийняття рішення, необхідно методами математичної статистики обробити дані, отримати емпіричні залежності, визначити їх достовірність та точність.

Отже, нам необхідно пройти такі етапи:

- оцінити результати спостережень і вирішити питання стосовно доцільності включення в серію спостережень результатів, що „випали” з вибірки;
- висунути гіпотезу про вид функції (прямолінійна, логарифмічна, параболічна тощо);
- знайти необхідні коефіцієнти, використовуючи метод найменших квадратів;
- перевірити адекватність емпіричної формули;

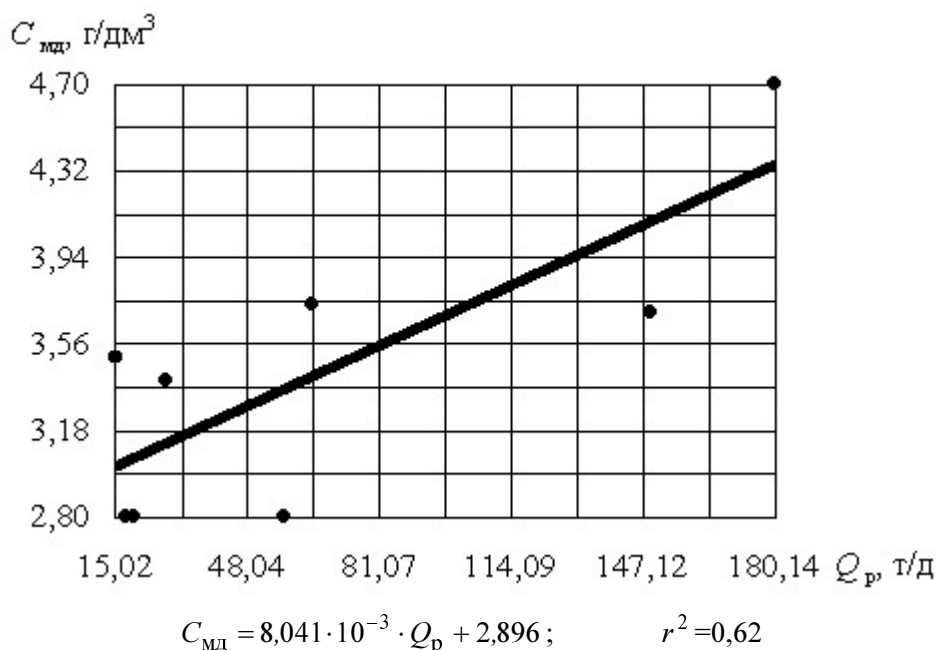


Рисунок 1 – Залежність вмісту механічних домішок в продукції свердловини від дебіту рідини з продуктивного горизонту В-18 Бугруватівського родовища

д) для неадекватної моделі вибрати інший вид функції, збільшуючи число її членів, і повторити попередні дії;

е) за необхідності потрібно визначити довірчі інтервали отриманої емпіричної формули при певній довірчій ймовірності α [11]. В інженерних задачах, що не належать до космічної галузі, довірна ймовірність α може змінюватись від 0,9 до 0,95.

Для реалізації описаного вище алгоритму будемо використовувати програму „Excel”, яка уможливує побудову точкових графіків, оцінюванню достовірності та отриманню емпіричних залежностей методом найменших квадратів (МНК). За необхідності для отримання більш точніших значень коефіцієнтів регресії будемо користуватись програмою на мові програмування „Basic”. Отже, будемо попередньо будувати графічні залежності і відкидати точки, що не потрапляють в загальну область скупчення точок. Такі відхилення окремих точок пояснюються тим, що величина міжремонтного періоду (МРП) залежить від багатьох випадкових чинників. Адекватність моделей можна оцінити за допомогою критерія Фішера F . Але програма „Excel” допомагає визначити достовірність емпіричної функції з допомогою квадрата коефіцієнта кореляції r^2 . Чим більша величина r^2 , тим ближче точки концентруються біля прямої регресії і тим вона точніша. Якщо коефіцієнт кореляції малий ($r \leq 0,4$), то запропонована гіпотеза про вид функції – помилкова [11]. В такому випадку ми шукаємо функцію у вигляді поліноміальної моделі з такою кількістю членів, що забезпечить її достовірність. Однак співпадіння значень у вузлах інколи може зовсім не означати співпадіння характерів поведінки вихідної та інтерполюючої функції. Ви-

мога неухильного співпадіння значень у вузлах є невинуватою, якщо значення функції, отримані в результаті спостережень, і є сумнівними (залежать від багатьох випадкових подій). Тому як наближені, залежно від характеру розташування точок на графіку, використовуватимемо наступні функції: лінійну, параболічну, степеневу, експоненціальну, дробово-лінійну, логарифмічну, гіперболічну, дробово-раціональну.

Отже, побудуємо за даними таблиці 2 (відкидаючи точки, що явно „випадають” із загальної скупченості) остаточну графічну залежність (рис. 1).

Знаходимо аналітичне рівняння, що описує цю закономірність. Наближена функція має такий вигляд: $C_{мд} = 8,041 \cdot 10^{-3} \cdot Q_p + 2,896$. Вибрана модель – адекватна ($r^2 = 0,62$). З рисунка 1 видно, що з ростом дебіту рідини Q_p зростає концентрація механічних домішок $C_{мд}$ в продукції свердловини.

Аналогічно продовжуємо аналіз впливу Q_p , Δp , $K_{пр}$ на $C_{мд}$ для продуктивних горизонтів цього та інших родовищ. Через об’єктивну відсутність інформації вивести емпіричні залежності для всіх горизонтів не вдалось.

Отже, шляхом аналізу промислових даних було отримано необхідні емпіричні залежності для родовищ НГВУ „Охтирканафтогаз”. Вони мають прямолінійний характер і описуються рівняннями наступного типу:

$$C_{мд} = a \cdot Q_p + b; \quad (3)$$

$$C_{мд} = c \cdot \Delta p + d; \quad (4)$$

$$C_{мд} = e \cdot K_{пр} + f, \quad (5)$$

де: $C_{\text{мд}}$ – концентрація механічних домішок в продукції свердловини, г/дм³;
 a – коефіцієнт регресії, (г·д)/(дм³·т);
 Q_p – дебіт рідини, т/д;
 b – коефіцієнт регресії, г/дм³;
 c – коефіцієнт регресії, г/(дм³·МПа);
 Δp – депресія на пласт, МПа;
 d – коефіцієнт регресії, г/дм³;
 e – коефіцієнт регресії, (г·д·МПа)/(дм³·т);
 $K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт продуктивності, т/(д·МПа);
 f – коефіцієнт регресії, г/дм³.

Емпіричні залежності (1)–(3) дійсні для певних діапазонів значень технологічних чинників, при яких вони отримані. В табл. 3 та табл. 4 згруповано всі отримані емпіричні залежності.

Завдання цього аналізу – вивчення закономірностей впливу технологічних чинників на концентрацію механічних домішок в продукції свердловини $C_{\text{мд}}$ і виявлення оптимальних діапазонів значень цих чинників. Тому необхідності визначати довірчі інтервали отриманих емпіричних формул за певної довірчої ймовірності α немає. Але за необхідності це можна зробити. Для прикладу, визначимо довірчі інтервали для отриманої вище залежності.

Різниця ε_i фактичних та розрахункових величин $C_{\text{мд}}$ представляємо у вигляді наступної вибірки: 0,45; (-0,21); (-0,13); 1,44; 0,71; 0,57; 0,51; (-0,14). Перевірка відповідності вибірки нормальному закону розподілу здійснюється за критерієм χ^2 Пірсона, ω^2 Мізеса-Смірнова, складовим критерієм, що наведений в ГОСТ 8.207-76 [12] та за іншими критеріями. Якщо кількість членів вибірки $n_{\text{виб.}} \leq 30$, то перевірити її відповідність нормальному закону розподілу можна з допомогою критерія W [13]. Провівши обчислення з допомогою програми на мікроЕОМ „Електроніка МК 61”, отримуємо розрахункове значення критерія $W = 0,022$ і не виявляємо аномальних членів вибірки. Критичне значення $W^* = 0,818$. Оскільки $W < W^*$, то можна вважати, що вибірка суперечить нормальному закону розподілу (закону Гауса). Тому, відповідно до загальноприйнятих норм [13], результат наводимо у вигляді

$$\Delta C_{\text{мд}} = -0,0075; S_{\Delta C_{\text{мд}}} = 0,138; n = 8,$$

де: $S_{\Delta C_{\text{мд}}}$ – середньоквадратичне відхилення членів вибірки; n – кількість членів вибірки.

З отриманих залежностей видно, що з ростом дебіту рідини Q_p , депресії на пласт Δp та коефіцієнта продуктивності $K_{\text{пр}}$ зростає концентрація механічних домішок $C_{\text{мд}}$ в продукції свердловини. Це пояснюється збільшенням величини сили, яка відриває дрібні частинки гірської породи, а також підняттям частинок гірської породи, що осіли на вибої свердловини.

Всі промислові дані вдалось описати з достатньою точністю прямолінійними залежностями.

Для отримання комплексної емпіричної залежності, яка врахує сумисний вплив дебіту рідини Q_p , депресії на пласт Δp та коефіцієнта продуктивності $K_{\text{пр}}$, необхідно провести дослідження, сплановані за універсальною методикою М.М. Протод'яконова (табл. 1) з дозволу НГВУ „Охтирканафтогаз” та „Чернігівнафтогаз”. Маючи необхідну комплексну емпіричну залежність можна починати виконання наступного етапу – розробки методики визначення об'єму механічних домішок у свердловинах НГВУ „Охтирканафтогаз” та НГВУ „Чернігівнафтогаз”. Методика допоможе уникнути ускладнень, які пов'язані з підвищеним вмістом механічних домішок в продукції нафтових свердловин.

Література

- 1 Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка. [Текст] / А.М. Пирвердян. – М.: Недра, 1986. – 120 с. – Изд. № Т-16208.
- 2 Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения) [Текст]: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 25.00.17 „Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений” / Кудрявцев Игорь Анатольевич; Тюменский гос. нефтегазовый ун-т. – Тюмень, 2004. – 23 с.
- 3 Савиных Ю.А. Использование акустических преобразователей технологических шумов внутрискважинного оборудования для снижения влияния мехпримесей на его работу / Ю.А. Савиных, Х.Н. Музипов, И.А. Кудрявцев // Нефтепромышленное дело. – 2006. – № 4. – С. 25 – 27.
- 4 Оптимизация процесса „холодной” добычи тяжёлой нефти вместе с песком / Р.М. Collins, М.В. Dusseault, D. Dorscher [и др.] // Нефтегазовые технологии. – 2009. – № 1. – С. 36 – 45.
- 5 Арустамов С.С. Новые разработки для защиты труб нефтяного сортамента и их резьбовых соединений от коррозионно-эрозионного воздействия агрессивных сред / С.С. Арустамов, В.С. Евдокимов, Е.В. Проскурин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2007. – № 6. – С. 58 – 64.
- 6 Иванов А.В. Повышение эксплуатационной надёжности СШН / А.В. Иванов // Интервал. – 2007. – № 4 (99). – С. 69 – 73.
- 7 Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи [Текст] / А.Н. Адонин – М.: Недра, 1964. – 264 с. – Изд. № Т-06572.
- 8 Здольник С. Управление осложнениями механизированного фонда скважин / С. Здольник, В. Литвиненко, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2006. – № 2. – С. 36 – 37.
- 9 Протод'яконов М.М. Методика рационального планирования экспериментов: [Текст] / М.М. Протод'яконов, Р.И. Тедер. – М.: Наука, 1970. – 75 с. – Изд. № Т-12281.

Таблиця 3 – Отримані емпіричні залежності по НГВУ „Охтирканафтогаз”

Продуктивний горизонт	Формула	Коефіцієнт кореляції r	Діапазон значень технологічного чинника		
			Q_p , т/д	Δp , МПа	$K_{пр}$, т/(д·МПа)
Бугруватівське родовище					
В-18	$C_{мд} = 0,008 \cdot Q_p + 2,896$	0,79	15,00 – 180,10	0,50 – 4,10	2,80 – 50,00
	$C_{мд} = 0,568 \cdot \Delta p + 2,375$	0,73			
	$C_{мд} = 0,035 \cdot K_{пр} + 2,989$	0,73			
В-22	$C_{мд} = 0,016 \cdot Q_p + 4,070$	0,69	0,10 – 98,20	0,60 – 8,40	0,02 – 36,10
	$C_{мд} = 0,366 \cdot \Delta p + 2,015$	0,75			
	$C_{мд} = 0,074 \cdot K_{пр} + 3,956$	0,96			
Д-3	$C_{мд} = 0,010 \cdot Q_p + 0,079$	0,81	3,96 – 18,58	0,80 – 6,90	1,12 – 5,99
	$C_{мд} = 0,018 \cdot \Delta p + 0,189$	0,83			
	$C_{мд} = 0,101 \cdot K_{пр} + 0,019$	0,88			
В-17	$C_{мд} = 0,084 \cdot Q_p + 2,499$	0,87	2,36 – 36,42	0,05 – 3,80	0,62 – 13,74
	$C_{мд} = 1,325 \cdot \Delta p + 2,601$	0,82			
	$C_{мд} = 0,213 \cdot K_{пр} + 2,635$	0,86			
Т-1	$C_{мд} = 0,026 \cdot Q_p + 0,073$	0,74	5,78 – 11,80	0,30 – 4,50	3,03 – 20,65
	$C_{мд} = 0,107 \cdot \Delta p + 0,213$	0,98			
	$C_{мд} = 0,004 \cdot K_{пр} + 0,156$	0,98			
Анастасівське родовище					
С-4	$C_{мд} = 0,0003 \cdot Q_p + 0,241$	0,72	151,20 – 581,97	1,07 – 13,60	21,17 – 219,91
	$C_{мд} = 0,043 \cdot \Delta p + 0,255$	0,89			
	$C_{мд} = 0,002 \cdot K_{пр} + 0,261$	0,73			
Західно-Козіївське родовище					
Т-1	$C_{мд} = 0,005 \cdot Q_p + 0,023$	0,99	10,00 – 26,78	4,00 – 10,35	1,00 – 13,39
	$C_{мд} = 0,033 \cdot \Delta p + 0,079$	0,87			
	$C_{мд} = 0,007 \cdot K_{пр} + 0,058$	0,82			
Качанівське родовище					
П-3	$C_{мд} = 0,001 \cdot Q_p + 0,212$	0,88	1,43 – 303,60	0,42 – 3,40	0,11 – 722,86
	$C_{мд} = 0,109 \cdot \Delta p + 0,277$	0,68			
	$C_{мд} = 0,0004 \cdot K_{пр} + 0,233$	0,84			
Т _{пк}	$C_{мд} = 0,0007 \cdot Q_p + 0,283$	0,88	3,68 – 493,54	1,22 – 5,70	1,36 – 440,70
	$C_{мд} = 0,039 \cdot \Delta p + 0,201$	0,99			
	$C_{мд} = 0,0007 \cdot K_{пр} + 0,288$	0,88			
Т-1	$C_{мд} = 0,043 \cdot Q_p + 0,191$	0,79	3,24 – 30,99	0,80 – 4,50	1,07 – 6,90
	$C_{мд} = 0,340 \cdot \Delta p + 0,068$	0,79			
	$C_{мд} = 0,192 \cdot K_{пр} + 0,269$	0,84			
Рибальське родовище					
Т-1	$C_{мд} = 0,015 \cdot Q_p + 0,243$	0,84	6,65 – 124,60	0,21 – 4,10	9,06 – 35,30
	$C_{мд} = 0,224 \cdot \Delta p + 0,957$	0,75			
	$C_{мд} = 0,043 \cdot K_{пр} + 0,416$	0,73			

Таблиця 4 – Отримані емпіричні залежності по НГВУ „Чернігівнафтогаз”

Продуктивний горизонт	Формула	Коефіцієнт кореляції r	Діапазон значень технологічного чинника		
			Q_p , т/д	Δp , МПа	$K_{гр}$, т/(д·МПа)
Лесяківське родовище					
П-1-2	$C_{мд} = 0,0008 \cdot Q_p - 0,011$	0,80	65,00 – 173,00	0,50 – 7,10	20,00 – 156,00
	$C_{мд} = 0,009 \cdot \Delta p + 0,037$	0,75			
	$C_{мд} = 0,0003 \cdot K_{гр} + 0,064$	0,79			
Щурівське родовище					
В-15	$C_{мд} = 0,001 \cdot Q_p + 0,064$	0,77	0,60 – 60,00	1,00 – 4,00	0,30 – 15,00
	$C_{мд} = 0,027 \cdot \Delta p + 0,019$	0,77			
	$C_{мд} = 0,0037 \cdot K_{гр} + 0,074$	0,98			
Гнідинцівське родовище					
П-1-2	$C_{мд} = 0,0004 \cdot Q_p + 0,104$	0,88	5,30 – 216,00	0,60 – 4,80	1,20 – 720,00
	$C_{мд} = 0,011 \cdot \Delta p + 0,055$	0,88			
	$C_{мд} = 0,0001 \cdot K_{гр} + 0,100$	0,93			
П-3	$C_{мд} = 0,0001 \cdot Q_p + 0,014$	0,77	72,00 – 369,00	0,40 – 8,70	120,00 – 738,00
	$C_{мд} = 0,0072 \cdot \Delta p + 0,036$	0,76			
	$C_{мд} = 0,0001 \cdot K_{гр} + 0,011$	0,82			
К-1	$C_{мд} = 0,0003 \cdot Q_p + 0,061$	0,72	55,00 – 220,00	0,20 – 4,10	1,20 – 231,40
	$C_{мд} = 0,020 \cdot \Delta p + 0,012$	0,71			
	$C_{мд} = 0,0001 \cdot K_{гр} + 0,098$	0,70			
Богданівське родовище					
ПК	$C_{мд} = 0,0006 \cdot Q_p + 0,022$	0,81	64,00 – 164,00	0,80 – 2,30	27,80 – 126,20
	$C_{мд} = 0,014 \cdot \Delta p + 0,041$	0,74			
	$C_{мд} = 0,0007 \cdot K_{гр} + 0,036$	0,81			
Скороходівське родовище					
В-19	$C_{мд} = 0,0007 \cdot Q_p + 0,037$	0,96	5,00 – 100,00	0,10 – 10,20	2,10 – 23,50
	$C_{мд} = 0,011 \cdot \Delta p + 0,033$	0,69			
	$C_{мд} = 0,0025 \cdot K_{гр} + 0,023$	0,82			
Ярошівське родовище					
В-153	$C_{мд} = 0,001 \cdot Q_p + 0,035$	0,89	0,50 – 96,00	1,50 – 8,70	0,20 – 17,10
	$C_{мд} = 0,019 \cdot \Delta p + 0,012$	0,89			
	$C_{мд} = 0,0046 \cdot K_{гр} + 0,033$	0,73			

10 Мищенко И.Т. Расчёты в добыче нефти: учеб. пособие для техникумов. – М.: Недра, 1989. – 245 с. – ISBN 5-247-00746-8.

11 Маркович Э.С. Курс высшей математики с элементами теории вероятностей и математической статистики [Текст] / Э.С. Маркович. – М.: Высш. шк., 1972. – 480 с. – Изд. № ФМ-440.

12 Чепуренко В.Г. Вычисление погрешностей измерений [Текст] / В.Г. Чепуренко, В.Г. Нижник, Н.И. Соколова. – К.: Вища шк., 1978. – 40 с. – Изд. № 3718.

13 Рего К. Г. Метрологическая обработка результатов технических измерений [Справочник] / К.Г. Рего. – К.: Техніка, 1987. – 128 с. – Изд. № БФ 38414.

Стаття постуила в редакційну колегію
25.03.09

Рекомендована до друку професором
Р. М. Кондратом