

АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕМОНТНИХ РОБІТ ТА МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Г. В. Татарин¹, О. О. Акульшин²

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;

тел. +380 (03422) 9-94-196, e-mail: hwesna@inbox.ru

²ПАТ “Укрнафта”, 01001, м.Київ, вул. Несторівський пров., 3-5,
тел./факс. +380 (044) 272-44-62, postinfo@ukrnafta.com

В умовах, коли більшість родовищ знаходяться на завершальній стадії розробки і основні запаси є важковидобувними, питання можливості вилучення додаткової нафти стоїть гостро в нафтогазовій галузі. Методи підвищення нафтовилучення є затратними і потребують обґрунтування по кожному з родовищ. Виділено ефективні способи, які застосовувались протягом 50-ти років на родовищах України. Подано аналіз ремонтних робіт по двох родовищах різних НГВУ. Вибрано найбільш ефективні методи діяння на ПЗП та роботи по відновленню режиму роботи свердловини і оцінено їхню ефективність за допомогою технологічної формули. Дані підтверджено наочно та таблично. Вказано рекомендації щодо перспективних методів, які можна застосувати для ряду аналогічних родовищ.

Ключові слова: ремонтні роботи, привибійна зона пласта, методи діяння, оцінка ефективності, коефіцієнт продуктивності

Оціночна ефективність методу підвищення продуктивності свердловини – це визначена у той чи інший спосіб за промисловими даними ефективність. Потенційно-можлива ефективність, наприклад соляно-кислотного оброблення свердловини оцінюється в лабораторних умовах. Однак на практиці найчастіше при виборі того чи іншого методу діяння на привибійну зону свердловини орієнтуються на визначену ефективність аналогічних робіт на сусідніх свердловинах. Після проведення ремонтних робіт очікують, як правило, на відновлення попереднього рівня видобутку вуглеводнів. Проектна ефективність оцінюється в залежності від адекватних розрахункових моделей в проектних документах на розробку родовища. Фактична ефективність є меншою за оціночну через значну протяжність і наявності непрямих чинників при визначенні технологічного ефекту.

Авторами виділено роботи з діяння на привибійну зону пласта (ПЗП) і роботи з відновлення заданого технологічного режиму експлуатації свердловини.

Процес експлуатації свердловин тим чи іншим способом характеризується поступовим погіршенням їх роботи: поетапним чи різким зни-

женням дебіту чи взагалі припиненням подавання рідини. Тому в результаті тривалого видобутку зі свердловин важливе значення мають роботи із відновлення стану обладнання свердловини та встановлення доцільного технологічного режиму її експлуатації з метою збільшення середньодобового дебіту нафти або газу. Коефіцієнт експлуатації свердловин завжди менший за одиницю і в середньому по нафтогазовидобувних підприємствах складає від 0,91 до 0,98, тобто на ремонтні роботи в свердловинах припадає до 9% загального часу роботи видобувної свердловини.

Роботи з відновлення чи встановлення ефективнішого технологічного режиму експлуатації свердловини пов'язані з заміною підземного обладнання, ремонту, очищення свердловини від піщаної пробки тощо.

Свердловина є високовартісною капітальною спорудою. Лише в загальних капітальних вкладеннях у видобуток газу частка капвкладень в будівництво свердловин може складати 60-80%, що залежить від глибини залягання родовища, геологічних умов буріння свердловин, географічних умов розміщення родовищ [1]. Саме тому якість ремонтних робіт і їх окупність мають вирішальне значення.

Як правило, про ефективність виконаних робіт у свердловинах нафтових родовищ судять за умови збільшення середньодобового видобутку нафти і тривалості ефекту, що визначається за додатковим видобутком за вказаний період.

Найпоширенішою проблемою розробки більшості великих нафтових родовищ є значне обводнення свердловин.

У разі обводненості понад 80% при вилученні понад 60% видобувних запасів залишкові запаси вуглеводнів відносяться до важковидобувних.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Більшість нафтових і газових родовищ як України, так і світу вступили чи вступають у пізні стадії розробки, які характеризуються закономірним інтенсивним обводнюванням свердловин і пластів. Але передчасне обводнення свердловин витіснявальною водою з пластів – обводнення, яке не пов'язане з процесом повного вироблення покладу, призводить до прогресуючого зменшення поточного дебіту нафти і газу, зниження коефіцієнта кінцевого нафтогазоконденсатовилучення із пластів і викликає великі непродуктивні витрати на видобування, транспортування, підготовляння та утилізацію супутньої води і пов'язані з нею ускладнення в роботі нафтогазопромислового обладнання [2].

Тому вченими розроблені технології комплексного впливу як на стан ПЗП свердловини, так для забезпечення підтримання заданого технологічного режиму експлуатації свердловини.

Найбільш показові результати застосування комплексних технологій з генератором ПГТ-42Т отримані в СП “В’єтсовпетро” на шельфо-

вому родовищі Білий Тигр. Комплексні роботи з кислотної дії на продуктивний пласт були проведені на родовищі Папроць (Польща). Результати проведених робіт довели, що час перебування післяреакційної суміші (близько 14 год.) в ПЗП негативно вплинули на результат самої кислотної обробки. Також технологія комплексної дії застосовувалась у випадку нагнітальних свердловин НГВУ “Долинанафтогаз”, на яких попередні кислотні обробки не дали позитивного результату. Звідки можна констатувати, що вплив на продуктивні пласти активних хімічних реагентів дає доволі високі показники ефективності не тільки у разі виконання окремої ланки технологічного процесу, а лише тоді, коли якісно виконуються всі етапи дії, разом з підготовчими та завершальними роботами [3, 4].

Для теригенних карбонатних порід (приклад родовищ Коржівське і Гнідинцівське) застосовують обробки пласта соляною і глино-кислотою. Дослідження проводились Качмар Ю.Д., і було показано, що за рахунок повторних чи чергових обробок соляною кислотою, а потім глино-кислотою чи соляно-глино-кислотою вдається розширити радіус дії СКО+ГКО вдвічі до 30 см у порівнянні з первинною обробкою до 20 см. Роботи Тарко Я.Б. містять технології ТА технічні засоби інтенсифікації нафтогазовидобутку на основі термогідродинамічних методів впливу на привибійну зону пластів. Єгер Д.О. рекомендує впорядковану дію на ПЗП з метою підвищення вуглеводневилучення покладів.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Автором продовжено дослідження в напрямку, на яких родовищах за заданих геологічних умов і на певній стадії розробки за обраної системи розробки, краще застосовувати обрані заходи щодо підвищення продуктивності свердловин та вибір методів оброблення ПЗП на основі аналізу ремонтних робіт регіону.

Постановка задачі дослідження

Існує кілька показників для визначення ефективності комплексної дії на пласт і свердловину.

Нафтонасиченість пластів та поточний стан привибійної зони пласта свердловини є однією із найважливіших характеристик для правильної оцінки ефективності застосованих методів обробки ПЗП. Для визначення цієї характеристики існує декілька способів, заснованих на промислових і геофізичних дослідженнях [5]. Що стосується ремонтних робіт, то обов'язково після їх здійснення проводять комплекс геофізичних робіт для первинного наочного визначення якості реалізованих заходів.

З метою встановлення найбільш ефективних ремонтних робіт з можливістю подальших рекомендацій в проектних документах цих заходів авторами здійснено математично-графічні розрахунки з визначення технологічного ефекту для одного з родовищ Східного нафтогазовпромислового регіону України.

Додатковий видобуток нафти ΔQ_n (в т) за рахунок здійснення методів оброблення ПЗП (технологічний ефект) обчислювався за наступною формулою [6]:

$$\Delta Q_n = Q_\phi - T_c \cdot \left[\frac{\eta \cdot q_n \cdot (1 - \alpha^{n_\phi}) \cdot \alpha - \eta_1 \cdot q_\phi \cdot (1 - \alpha) \cdot \alpha_1}{1 - \alpha} \right], \quad (1)$$

де Q_ϕ – фактичний сумарний видобуток нафти за період експлуатації свердловини після проведення оброблення ПЗП, т;

T_c – середній календарний час в розмірі одного місяця ($T_c=30,5$);

η, η_1 – коефіцієнти експлуатації до і після оброблення ПЗП відповідно, ч.од.;

q_n – дебіт свердловини до початку оброблення ПЗП, т/добу;

q_ϕ – дебіт свердловини після закінчення ефективності ремонтних робіт, т/добу;

α, α_1 – коефіцієнти падіння середньодобового дебіту свердловини до оброблення ПЗП і після закінчення зростання видобутків зі свердловини відповідно, ч.од.; α визначався як тангенс кута нахилу дотичної до усередненої прямої фактичних значень дебітів нафти до початку ремонтних робіт.

n_ϕ – фактична тривалість експлуатації свердловини з підвищеним дебітом, міс. В формулі використовувалось спрощення щодо економічно-рентабельного дебіту нафти на рівні чи дещо меншому дебіті свердловини до початку оброблення ПЗП.

Коефіцієнт падіння дебіту свердловин після закінчення технологічного ефекту α_1 визначався як відношення дебіту на вказаний період до наступного значення після технологічного процесу. Причому у розрахунках використовувались помісячні дані дебітів свердловин, для яких визначався технологічний ефект від здійснення оброблення ПЗП.

Основний матеріал дослідження

Авторами здійснено аналіз ремонтних робіт з метою покращення експлуатації свердловин та підвищення їх продуктивності на Коржівському нафтогазоконденсатному родовищі за період з 1989 р. по 2006 р. Найбільш показові результати подано у цифровому варіанті. Розглянемо детально окремі свердловини.

У свердловині 2 за рік до ремонту дебіт нафти впав з 40 до 0,1 т/добу. В результаті закачування луґу, поліакриламід у дегазовану нафту вдалось дещо підвищити середньодобовий дебіт і стабілізувати його до 7 місяців. Фактично за цей період зі свердловини вдалось додатково видобути 22,5 т нафти, проте через два місяці після закачування речовин спостерігалось зростання обводнення продукції з 15% до 50%.

В результаті прокачування свердловини 3 солоною водою (ремонтні роботи з 28.04.1994 р. по 06.05.1994 р.) середньодобовий дебіт нафти піднявся на рівень 11-12 т/добу. За два місяці експлуатації за рахунок

проведених робіт додатково видобуто 671 т нафти з середнім обводненням 60%.

Однак в серпні 1994 р. середньодобовий видобуток нафти свердловини 3 становив 0,13 т/добу, обводнення зросло до 99%.

У свердловині 6 з 11.02.1995 р. по 13.03.1995 р. проведено метод очищення стовбура шляхом промивання піщаної пробки. Також після ремонтних робіт змінено спосіб експлуатації свердловини з фонтанного на газліфтний.

Дебіт нафти після ремонту збільшився з 60 до 110 т/добу, газовий фактор зріс з 270 до 440 м³/т, обводнення не змінилося і становило порядку 25 %. За рахунок відновлення прохідності стовбура свердловини 6 майже за два роки експлуатації після проведення ремонтних робіт зі свердловини додатково видобуто 32965 т нафти.

Роботи з метою відновлення технологічного режиму експлуатації в свердловині 13 проведено з 16.07.1990 р. по 20.07.1990 р. У свердловині здійснено депарафінізацію, заміну газліфтних клапанів і 800 м НКТ. Дебіт нафти після ремонту збільшився з 1,8 до 13,3 т/добу. Зростання дебіту нафти спостерігалось дев'ять місяців. За цей період додатковий видобуток нафти за формулою (1) склав 6351 т.

З 30.12.1999 р. по 05.01.2000 р. в свердловині 33 проведено глино-кислотне оброблення згущеними кислотами. В результаті проведених робіт дебіт нафти збільшено до 9,4 т/добу (рис. 1) при газовому факторі в 140 м³/т, обводненість при цьому зменшилась до 4,7 %, пластовий тиск заміряний 05.01.2000 р. становив 24,39 МПа. Технологічний ефект за рахунок здійснення ГКО тривалістю сім місяців склав 2370 т додатково видобутої нафти.

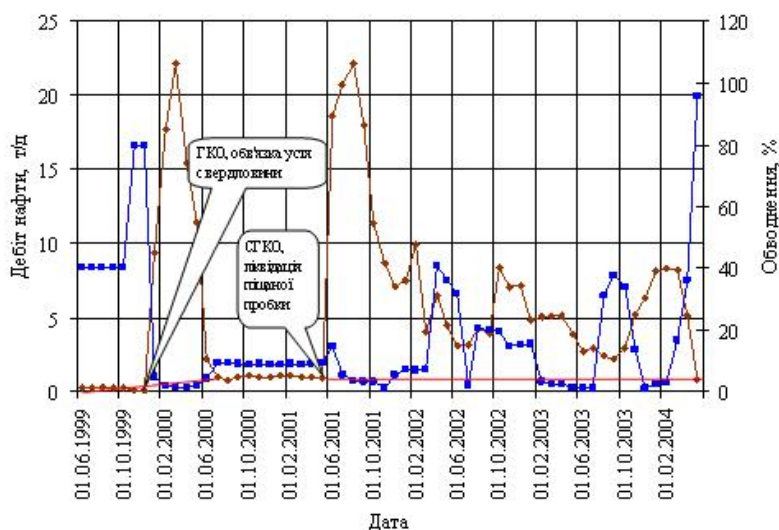


Рис. 1. Ефективність виконання ремонтних робіт (свердловина 33)

В подальшому дебіт нафти в свердловині 13 знову починає падати до 1 т/добу при обводненості продукції 8%. З 20.05.2001 р. по 05.06.2001 р. ремонт свердловини, під час якого проводять розбурювання піщаної пробки в інтервалі 4185-4240 м. Однак в результаті перевірки свердловини на приймальність встановлено відсутність приймальності. В ПЗП свердловини 13 закачують спирто-кислотний і глино-кислотний розчини з пластовою водою. В результаті проведених обробок отримують збільшення дебіту нафти, який складає 18,5 т/добу, газовий фактор становить 102 м³/г, обводненість 14,8%. Ліквідація піщаної пробки в поєднанні з СГКО зумовила високі дебіти нафти протягом майже трьох років. Сумарний додатковий видобуток нафти, обчислений за формулою (1) для кожного методу діяння на ПЗП, за рахунок ремонтних робіт склав 6578 т.

Відновлення дебіту без технологічного ефекту спостерігалось у свердловині 34, в якій з метою збільшення видобутку у вересні 2003 р. провели лужно-кислотне ОПЗ (лужну ванну за тиску 17 МПа) з подальшим спирто-кислотним ОПЗ за цього ж тиску. Дебіт нафти відновився на рівень червня, проте не перевищував 0,1 т/д.

За рахунок ремонтних робіт у свердловині 35 з промивання вибою додатково за чотири місяці вдалось видобути 164 т нафти. В процесі в свердловині також було замінено насос.

З 24.06.2006 по 03.07.2006 р. здійснено ремонт свердловини 51, під час якого проведено промивання вибою блокуючою рідиною в комплексі з пластовою водою. В липні 2006 р. дебіт нафти в свердловині збільшився до 4,9 т/добу, обводнення зменшилося до 81%. За липень і серпень 2006 р. додатково за рахунок ремонтних робіт видобуто 138,5 т нафти.

Кислотне оброблення ПЗП здійснено в свердловині 130 з 27.08.1998 р. по 18.09.1998 р., під час якого запомповано глино-кислотний розчин з залишанням на реагування. Свердловина пущена в роботу фонтанним способом експлуатації з високим дебітом газу 147 тис. м³/д, обводнення становило 60%, але вже на наступний місяць дебіт газу знижується до 0,8 тис. м³/добу з вмістом води до 90%, пластовий тиск, заміряний 17.12.1998 р., становив 21,93 МПа. Таким чином, за півмісяця після ремонтної експлуатації додатково видобуто 1688 тис. м³ газу. Зафіксовано також падіння гирлового тиску з 2,8 МПа до 1,9 МПа, що свідчить про забрудненість ПЗП.

Однак подальша експлуатація свердловини вказала на збільшення дебіту газу в квітні 1999 р. до 4 тис. м³/добу з конденсатним фактором 7079 г/м³, також обводнення продукції зменшилось до 9%. Таким чином, спочатку невеликий технологічний ефект внаслідок проведення методу діяння на ПЗП в свердловині 130 окупив себе подальшою експлуатацією свердловини.

Прикладом визначення технологічного ефекту внаслідок здійснення капітального ремонту в свердловині з метою ізоляції обводнених пластів слугує свердловина 135. З метою збільшення видобутку в серпні 1989 р. в ній провели ремонтно-ізоляційні роботи (РІР) із закачуванням в пласт суміші ПАР, також в процесі повторно перфоровано продуктивний пласт в інтервалі 4236-4226 м. Дебіт нафти після ремонтних робіт становив 32,1 т/добу, обводнення не перевищувало 50%. За вісім місяців подальшої експлуатації свердловини 135 додатково за рахунок проведення РІР з використанням ПАР видобуто 3648 т нафти.

Однак протягом наступного року свердловина повністю обводнилась (99,1% при дебіті нафти 1,5 т/добу). Свердловина знаходиться в спостережному фонді.

У свердловині 138 одночасно було проведено лужну обробку (ЛО) і ремонтно-ізоляційні роботи. Свердловину пущено в роботу газліфтним способом з дебітом нафти 17,2 т/добу, обводнення становило 45,7%, газовий фактор 401 м³/г. За рахунок ЛО і РІР майже протягом п'яти років додатково видобуто більш як 27 тис. т нафти.

У травні 2006 р. в свердловині 139 проводять розбурювання піщаної пробки в інтервалі 4217-4275 м. У свердловині здійснено геофізичні дослідження: ГК, ІННК, АКЦ в інтервалі 3900-4275 м. В експлуатаційну колону опущено газліфтні труби зі встановленим пакером. Пластовий тиск, заміряний 05.05.2006 р., становив 23,42 МПа. Після проведення робіт свердловину пущено в роботу газліфтним способом з дебітом нафти 12,8 т/добу при обводненні 34%. За вісім місяців експлуатації свердловиною 139 за рахунок ремонтних робіт додатково видобуто 2262 т нафти.

Комплекс ремонтних робіт на Коржівському родовищі здійснено в свердловині 140. З 29.08.1995 р. по 18.10.1995 р. тривав капітальний ремонт свердловини, під час якого проведено лужну обробку привибійної зони пласта, ізоляційні роботи на основі розчину «Гарпун» на глибині 4190 м., встановлення цементного мосту до глибини 4141 м., дотріл горизонту В-18н ПКО-89 в інтервалі від 4174-4180 м. (36 отворів), 4197-4204 м (84 отвори). За жовтень-листопад 1995 р. за рахунок проведення ремонтних робіт додатково видобуто 1703 т нафти (рис. 2). Дебіт нафти до ремонту свердловини 140 практично впав до нуля. Після капітального ремонту видобуток зі свердловини становив 48,3 т/добу, газовий фактор 927 м³/т, обводнення 31%, але через два місяці спостерігається швидке зменшення дебіту нафти до 0,4 т/добу, зменшення газового фактору до 100 м³/т та збільшення обводнення свердловини до 83%.

На Коржівському нафтогазоконденсатному родовищі за період аналізованих робіт проводились глино-кислотні обробки, промивання піщаних пробок, промивання солоною водою та ПАР, запомповування ПАА та дегазованої нафти, ЛО та депарафінація НКТ. Результати ви-

значення ефективності вказаних робіт з підземного і капітального ремонту наведені в табл. 1.

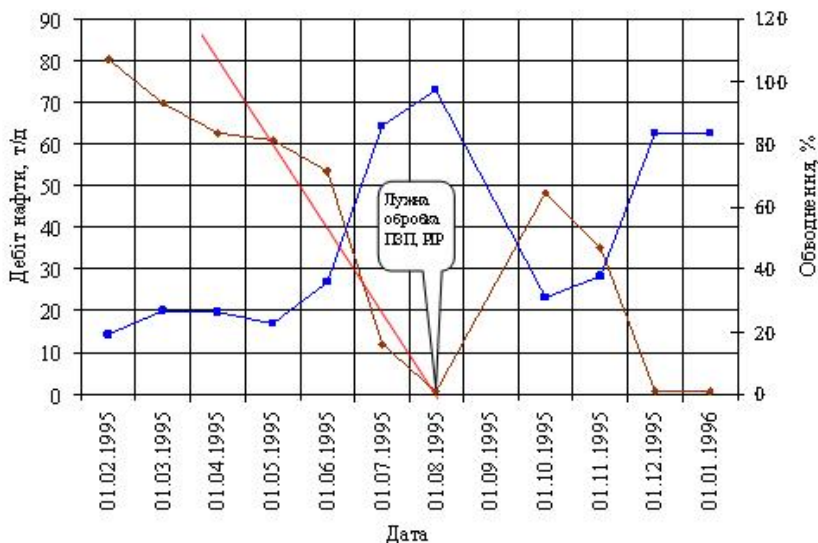


Рис. 2. Ефективність виконання ремонтних робіт (свердловина 140)

При аналізі ремонтних робіт на Коржівському родовищі і визначенні додатково видобутої кількості вуглеводневої речовини (нафти чи газу) за рахунок їх здійснення не приймалось до уваги визначення економічно-рентабельного дебіту для кожної свердловини зокрема. Значення гранично-рентабельного дебіту свердловини, визначають, виходячи з “експоненціального”, “геометричного” чи “напівлогарифмічного” закону зменшення дебіту, за кривою залежності сумарного видобутку від лінійного дебіту нафти. Сумарний видобуток нафти P апроксимується наступною залежністю [7]:

$$P = \int_0^t Q dt = a \cdot (Q_n - Q), \quad (2)$$

де t – час експлуатації свердловини, міс.;

a – стала величина, яка визначається як обернене значення парціального зменшення дебіту за одиницю часу, ч.од.;

Q – зміна дебіту (зменшення), т/добу;

Q_n – початковий дебіт свердловини, т/добу.

Авторами вважалось, що в межах нафтогазовидобувного управління проводились необхідні розрахунки для вирішення задачі доцільності експлуатації кожної свердловини зокрема. Також відповідно до проектних документів приймалось, що періодичність ремонтних робіт відповідала способу експлуатації свердловини. У випадку недоцільності подальших ремонтних робіт і низькому значенні добових дебітів, свердловину, як правило, переводять на інші вище- чи нищезалегаючі горизон-

ти, у випадку їх відсутності – ліквідовують. Прикладами можуть бути свердловини 13 і 138.

Таблиця 1. Ефективність проведення ремонтних робіт по свердловинах Коржівського нафтогазоконденсатного родовища

Номер свердловини	Вид обробки	Додатковий видобуток, т нафти і тис.м ³ /добу газу	Тривалість ефекту	Зміна обводнення	Тиск на усті, МПа
3	прокачування пластової води	671	2 міс.	зменшилось	–
6	промивання піщаної пробки	32965	20 міс.	зменшилось	–
13	депарафінізація НКТ	6351	11 міс.	зменшилось	–
33	ГКО	2370	7 міс.	зменшилось	–
	СГКО, ліквідація піщаної пробки	6578	35 міс.	зменшилось	–
35	промивання, заміна ЕВН	164	4 міс.	суттєво не змінилось	–
51	промивка вибою пластовою водою	138,5	2 міс.	зменшилось	–
130	закачування ГКО	1688	1 міс.	зменшилось	зменшився
135	обробка ПАР	3648	8 міс.	зменшилась і через 2 місяці піднялась	–
138	ЛО ПЗП, РІР	27793	59 міс.	не значно піднялась	–
139	відновлення вибою та прохідності стовбура свердловин	2262	8 міс.	збільшилось	–
140	ЛО ПЗП, РІР	1703	2 міс.	зменшилось і через 2 міс. відновилося до попереднього рівня	–

Найбільшого додаткового видобутку (більш як 32 тис. т) досягнуто в нафтовій свердловині 6 за рахунок промивання піщаної пробки. Однак після проведення аналогічних робіт у свердловині 36 ефекту майже не отримано: 3 т додатково вилученої нафти зі зростанням обводнення. Тому рекомендувати даний вид ремонтних робіт по інших свердловинах не виправдано, слід контролювати вміст піску на вибої з допомогою періодичних замірів дебітів і при виникненні аварійної ситуації проводити роботи з ліквідації пробок. З огляду на табличні результати, економічно вигідно здійснювати ці роботи в свердловинах, дебіти яких перевищу-

ють 50 т/добу. Найефективнішими в умовах родовища виявились лужно- та глино-кислотні обробки, промивання свердловини ПАР та пластовою водою. Технологічний ефект змінювався від 138 т до майже 28 тис. т нафти. Причому проведення повторної СГКО через рік у свердловині 33 дало можливість продовжити ефект і додатково видобути 6,5 тис. т нафти, в той час, як первинна ГКО дала 2,4 тис. т додаткової нафти. Отже, промивання нафтових свердловин соляно- і глино-кислотними розчинами слід здійснювати з певною періодичністю, не частіше як через рік. Лужні обробки ПЗП у поєднанні з ремонтно-ізоляційними роботами у свердловинах 138 і 140 забезпечили відповідно 27,8 тис. т і 1,7 тис. т додатково видобутої нафти. Таке значне варіювання спричинене різною тривалістю технологічного ефекту від проведених робіт та високою обводненістю продукції свердловини 140 (97,2%) і її низький середньодобовий дебіт нафти (0,5 т/добу) до початку ремонтних робіт, хоча в попередні місяці свердловина давала значно вищі середньодобові видобутки. Ефективними були проведені роботи з депарафінізації в свердловині 13.

Найбільшого додаткового місячного видобутку газу (1688 тис. м³) за рахунок закачування ГКО досягнули в свердловині 130. Однак через нетривалість ефекту і значне падіння середньодобових дебітів газу після ремонту та прориву пластових вод даний вид обробок слід проводити, визначивши характер впливу водонапірного басейну та можливі причини обводнення свердловини. Збільшення дебіту газу в свердловині 130 вдалось досягнути лише після переведу свердловини на інший горизонт. Лужна обробка газової свердловини 131 також не дала значного ефекту і свердловина невдовзі обводнилась. Тому ефективних методів оброблення привибійних зон пласта для свердловин, які експлуатують газові горизонти на Коржівському родовищі, не виявлено. Позитивними слід вважати здійснення ремонтно-ізоляційних робіт у газових та нафтових свердловинах з метою підтримання оптимального режиму їх експлуатації.

Попередньо слід провести промислово-геофізичні дослідження в обводнених свердловинах з метою встановлення шляхів надходження води. Також з розвитком цифрового моделювання з метою визначення прогнозних технологічних ефектів в результаті здійснення того чи іншого виду оброблення ПЗП свердловини можна дану задачу подати у вигляді моделі [8]. Частковий випадок прискорення отримання інформації про ефективність обраного виду ремонту та тривалість збільшення дебіту свердловини – це окремий випадок загальної гідродинамічної моделі родовища.

Подальша експлуатація свердловин на основі аналізу проведених ремонтних робіт у свердловинах виглядала так: більшість свердловин, в яких одержано технологічний ефект, знаходились у бездії (6, 140) чи переведено в спостережні (2, 135), свердловина 13 ліквідована, 138 пе-

ребувала в консервації. Газова свердловина 130 працювала з дебітом близьким до гранично-рентабельного. Свердловини 35, 36, 51 і 139, ефективні промивки у яких були проведені у 2006 р., працюють стабільно, проте у наступний період слід провести ремонтні роботи у свердловинах 36 та 51, середньодобовий видобуток яких почав падати.

Одним з найбільших нафтових родовищ НГВУ "Чернігівнафтогаз", на якому впроваджено заходи ППТ і обробки ПЗП є Гнідинцівське нгкр. В табл. 2 наведено результати гідродинамічних досліджень горизонту Π_{1+2} .

Для впровадження оптимізованих систем розробки родовищ необхідно: складання уточненого технологічного проекту розробки і буріння додаткових експлуатаційних свердловин в слабодренованих зонах покладів, керування напрямком фільтраційних потоків в продуктивних пластах з метою залучення в розробку важковилучуваних запасів нафти, постійний авторський нагляд за впровадженням і оперативне керування процесом розробки, шляхом впливу на фільтраційне поле.

Розробка передбачає комплексний вплив на поклад, тому в якості одиниць виміру пропонується:

- кількість нових свердловин;
- регулювання фільтраційних потоків шляхом збільшення або зменшення дебіту свердловин (приймальності свердловин), вплив на фільтраційне поле з метою інтенсифікації видобутку;
- кількість свердловино-операцій.

Ефективність впровадження досягається за рахунок залучення в активну розробку важковилучуваних запасів, які до того не були охоплені впливом діючої системи розробки.

Одним з найбільших нафтових родовищ НГВУ "Чернігівнафтогаз", на якому впроваджено заходи ППТ і обробки ПЗП є Гнідинцівське НГКР. В табл. 2 наведено результати гідродинамічних досліджень горизонту Π_{1+2} .

Розробка передбачає комплексний вплив на поклад, тому в якості одиниць виміру пропонується:

- кількість нових свердловин;
- регулювання фільтраційних потоків шляхом збільшення або зменшення дебіту свердловин (приймальності свердловин), вплив на фільтраційне поле з метою інтенсифікації видобутку;
- кількість свердловино-операцій.

Ефективність впровадження досягається за рахунок залучення в активну розробку важковилучуваних запасів, які до того не були охоплені впливом діючої системи розробки.

Досвід, одержаний на Гнідинцівському родовищі на пізній стадії розробки свідчить про наявність на родовищах слабо або зовсім недренованих запасів нафти існуючими сітками свердловин. На родовищу НГВУ "Чернігівнафтогаз" в результаті застосування технології "Опти-

мізація систем розробки родовищ”, пов’язаної з бурінням додаткових свердловин і одночасним застосуванням гідродинамічних методів впливу на поклади додатково вилучалась нафта на пізній стадії розробки.

Таблиця 2. Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень на ustalених та неусталених режимах фільтрації нафтових свердловин горизонту Π_{1+2} Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" за допомогою програмного забезпечення "gidro EXP"

№ п/п	Дата	Метод дослідження	Загальний скін-ефект	Коеф. досконалості свердловини	Коефіцієнт продуктивності, т/(д·МПа)		Обводненість, %	Примітка
					поточний	потенційний		
1	12.07.1961	КВТ	2,83	0,726	342,58	471,6	0	Свердловина 8
2	24.12.1965	КВТ	1,35	0,840	451,28	532,4	0	Свердловина 21
3	05.10.2007	КВТ	0,34	0,95	146,5	153,3	97,7	Свердловина 203

Технологічний ефект від застосування нової технології визначається як різниця (т.) між фактичним і прогнозним (базовим) річним видобутком нафти із родовища. Важливий показник ефективності додаткове залучення в розробку важковилучуваних запасів нафти і підвищення КВН.

Оптимізовані системи розробки нафтових родовищ мають наступні переваги і дозволяють виконати:

- нейтралізацію факторів, які ускладнюють нафтовилучення із нафтонасичених колекторів;
- підвищити охоплення геологічних запасів нафти дренажними та залучити в розробку запаси, неохоплені діючою системою;
- керувати фільтраційними потоками флюїдів в покладі;
- не тільки стабілізувати, але і збільшувати річні відбори нафти із родовищ які знаходяться на завершальній стадії, також виснажених покладів;
- підвищити коефіцієнт нафтовіддачі важковилучуваних запасів нафти;
- покращити техніко-економічні показники розробки родовища на пізній стадії.

Розробка впроваджується на родовищах НГВУ "Чернігівнафтогаз" з 1991 р. В результаті впровадження оптимізованої системи розробки на Гнідинцівському родовищі за період 1991-1999 р.р. додатковий видобуток склав 105,4 тис.т.

По покладу Π_{1+2} (рис. 3, 3а) зростала обводненість продукції свердловин і в 1974 р. вибула з експлуатації свердловина 58, розташована практично біля центру структури. Для вилучення залишкових запасів нафти на покладі з 1974 р. відповідно до технологічної схеми на горизонті впроваджено ППТ шляхом внутрішньоконтурного заводнення. До 1988 р. при середніх річних закачуваннях води $840,9 \text{ м}^3$ річний видобуток нафти зменшився з 726,7 тис. т до 22,3 тис. т через вибуття значної кількості свердловин. За рахунок вироблення покладу (досягнутий коефіцієнт нафтовилучення 55,4%) обводненість продукції становила 98%. Пластовий тиск в кінці 1988 р. дорівнював 13,7 МПа. При значному відборі від геологічних запасів середній питомий видобуток нафти на одну свердловину у 1988 р. дорівнював 1,5 тис. т.

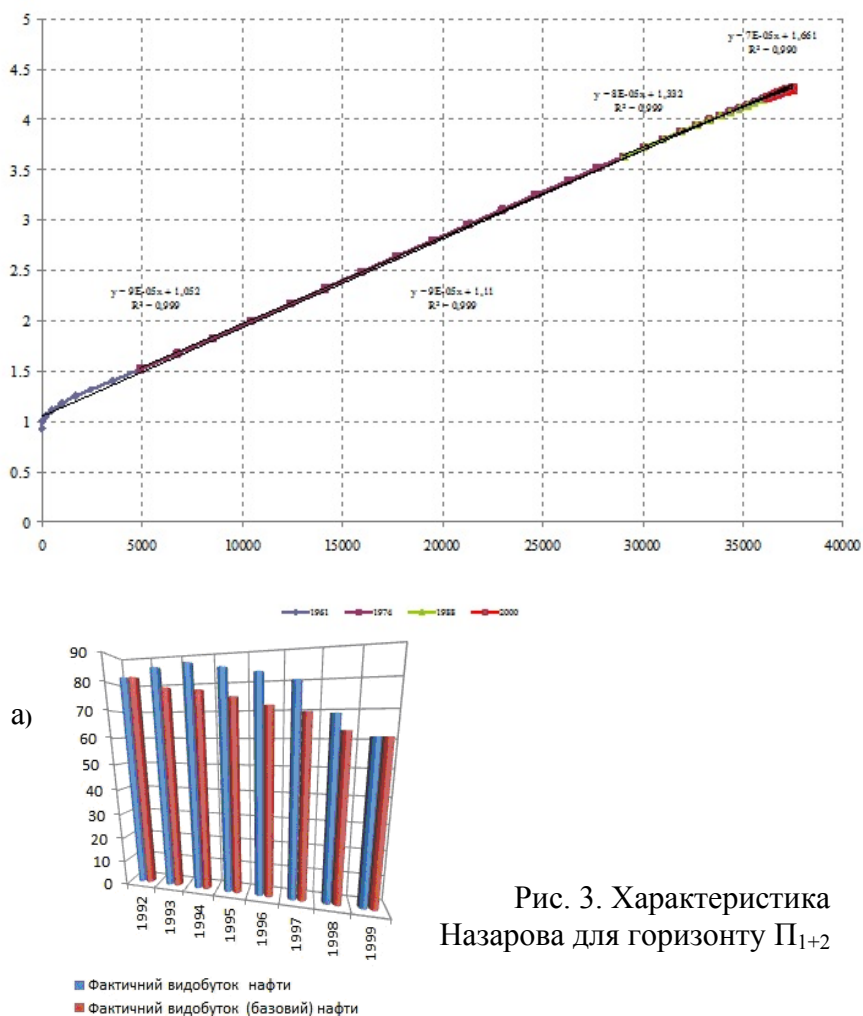


Рис. 3. Характеристика Назарова для горизонту Π_{1+2}

Після припинення закачування з 2001 р. питомий видобуток нафти на одну свердловину у перші п'ять років не перевищував 2,1 тис. т зі

зменшенням обводненості продукції свердловин з 97% до 93%. Уведення в експлуатацію високодебітних свердловин 200 (2004 р.) і 212 (2006 р.) з боковими горизонтальними стовбурами сприяло зростанню питомого видобутку на одну свердловину до 3,84 тис. т у 2007 р.

Свердловина 8 в основному працювала на горизонті P_{1+2} з коефіцієнтами продуктивності нижче середнього. Про справедливість такого твердження свідчить найнижчий дебіт на горизонті P_{1+2} свердловини 93 (0,192 т/д) в грудні 2007 р. Через погіршені фільтраційні властивості пласта в навколостовбуровій зоні і відповідно знижений потенціал свердловини за продуктивністю рекомендується оброблення ПЗП у свердловині. Максимальні коефіцієнти продуктивності на горизонті характерні для свердловин 94 та 21.

На горизонті P_3 (рис. 4) у відповідності з технологічною схемою з 1968 р. впроваджено ППТ шляхом внутрішньоконтурного заводнення. За перші чотири роки розробки нафтового покладу з застосуванням заводнення питомий видобуток нафти на одну свердловину зріс з 34,4 до 38,1 тис. т, при цьому досягнуто максимального фонду видобувних свердловин (47). З 1969 р. внаслідок руху ВНК на покладі почали обводнюватись свердловини, першою вибула з експлуатації свердловина 125, розташована на південному заході структури. Пластовий тиск, заміряний у 1972 р., становив 16,2 МПа. За період з 1968 р. по 1980 р. з експлуатації вибуло всього 39 видобувних свердловин, обводненість продукції зросла з 8% до 95%. Це спричинило падіння річних видобутків нафти з 1450 тис. т у 1972 р. до 137 тис. т у 1980 р. Питомий видобуток нафти на одну свердловину впав до 4,6 тис. т. На кінець 1980 р. досягнуто коефіцієнт нафтовилучення 60,3%. У 1980 р. проведено дослідно-промислове випробування технології вологого внутрішньопластового горіння (ВВГ).

Для вилучення залишкових запасів нафти на горизонті в умовах обводненості покладу відповідно до технологічної схеми з 1981 р. впроваджено ВВГ на основі позитивних результатів дослідної ділянки. Протягом 1981-1990 рр. питомий видобуток нафти на одну свердловину не перевищував 3 тис. т, незважаючи на те, що для здійснення процесу 11 свердловин відновлено після ліквідації, вісім свердловин переведені з інших горизонтів, дві свердловини пробурені спеціально для впровадження ВВГ. У 1988 р. фонд видобувних свердловин досяг максимуму за період звичайного заводнення. На кінець 1990 р. обводненість продукції піднялась до 98%, пластовий тиск впав до 15,9 МПа при коефіцієнті нафтовилучення 63%.

З 1991 р. активно зменшувався фонд видобувних свердловин внаслідок вибуття через обводнення. Питомий видобуток нафти на одну свердловину з 1991 р. до 2002 р. змінювався від 0,9 до 2,4 тис. т, обводненість продукції перебувала на рівні від 95% до 98%. Пластовий тиск

на кінець 2001 р. становив 16,1 МПа. За рахунок ВВГ нафти вилучено на 3,4% більше у порівнянні зі звичайним заводненням.

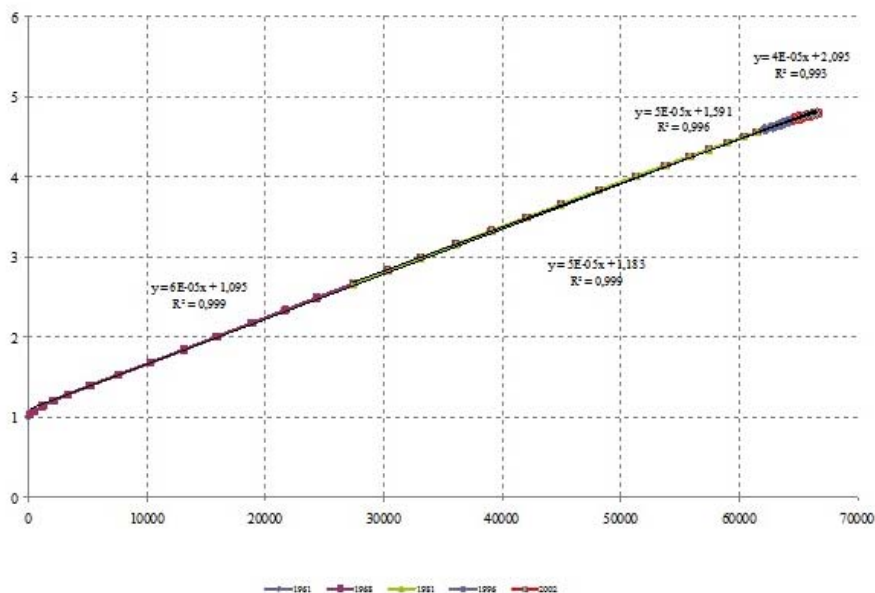


Рис. 4. Характеристика Назарова для горизонту П₃

З 2002 р. закачування води на горизонті П₃ припинено і за рахунок буріння горизонтальних стовбурів у нових свердловинах на ділянках, де впроваджувалось ВВГ, питомий видобуток нафти на одну свердловину зріс з 1,7 до 4,3 тис. т (2006 р.). Обводненість продукції, навпаки, зменшилась з 97% до 90% за рахунок можливої ефективності процесу підвищення нафтовилучення після його впровадження.

На горизонті К-2 результати гідродинамічних досліджень одержано лише у свердловині 203, яка характеризується поточним коефіцієнтом продуктивності 146,5 т/(д·МПа), що становить понад 95% від потенційного значення і незначними втратами тиску через скін-ефект (0,07 МПа).

Через відсутність поточних досліджень з визначення коефіцієнта витіснення після впровадження ВГ на горизонті П₃, а також лабораторних аналізів кернів з нещодавно пробурених свердловин 192, 206, 212 та 213 з графічної залежності визначено коефіцієнти витіснення нафти водою для нафтових горизонтів відповідно до їх ємнісних параметрів: П₁₊₂ – 0,689, П₃ – 0,723, К-1 – 0,731, К-2 – 0,742.

Коефіцієнт охоплення розраховано як відношення фактичного коефіцієнта нафтовилучення до прийнятого коефіцієнта витіснення. Для нафтових горизонтів П₁₊₂, П₃, К-1 та К-2 коефіцієнт охоплення пласта витісненням відповідно дорівнюють: 0,826; 0,893; 0,934 та 0,718.

Таким чином, очікувані коефіцієнти нафтовилучення, визначені як добуток коефіцієнта охоплення на коефіцієнт витіснення, при витісненні нафти водою оцінено відповідно для нафтових горизонтів Π_{1+2} – 0,569; Π_3 – 0,646; K-1 – 0,683; K-2 – 0,533. Одержані величини співвідносяться з раніше прийнятими величинами, максимальне відхилення (більш як 2%) спостерігається для нафтових пластів горизонту Π_{1+2} .

У зв'язку з впровадженням технології ВГ на горизонті Π_3 , що дає змогу підвищити коефіцієнт нафтовилучення від 5 до 20%, очікуваний коефіцієнт нафтовіддачі може сягати від 0,696 до 0,846. Слід зазначити, що на початок застосування ВВГ на покладі горизонту Π_3 коефіцієнт нафтонасиченості оцінено у 0,29-0,30, що відповідає умовам ефективності термічного методу інтенсифікації.

Питання розробки нафтових родовищ зі значними видобувними запасами найбільш гостро стоїть перед нафтовидобувною промисловістю. Гнідинцівське родовище є другим після Бугруватівського нафтового родовища, на якому спостерігається збільшення середньодобових дебетів нафти в щойно пробурених свердловинах.

Середнє значення коефіцієнта витіснення для пластів Гнідинцівського НГКР горизонту Π_{1+2} по відібраних кернах зі свердловини 167 дорівнює 67,8%.

Також слід очікувати збільшення кінцевих коефіцієнтів нафтовіддачі на нафтових горизонтах за рахунок буріння горизонтальних стовбурів у свердловинах, що дає змогу суттєво збільшити коефіцієнти охоплення.

Важливими при побудові геологічної моделі є лабораторне визначення кривих відносних фазових проникностей для нафти і води чи газу і нафти в залежності від водонасиченості. Через відсутність даних лабораторних досліджень для горизонту K-1 взято розраховані у ході аналізу 1987 р. криві відносних фазових проникностей.

Вивчена залежність коефіцієнтів продуктивності свердловин від питомої ємності горизонту Π_{1+2} Гнідинцівського родовища.

У зв'язку з тим, що свердловини на горизонті Π_3 експлуатуються ЕВН і гідродинамічні дослідження по більшості свердловин механізованого фонду, як правило, не проводяться, на основі досліджень у двох свердловинах неможливо якісно оцінити продуктивну характеристику горизонту. Значними коефіцієнтами продуктивності на горизонті Π_3 характеризується свердловина 120 при експлуатації її глибинно-насосним способом.

Порівнюючи значення коефіцієнтів проникності, визначених за ГДС, з лабораторними дослідженнями кернів при відповідних значеннях пористості за графічною залежністю в лабораторних умовах одержано занижені значення при коефіцієнтах пористості (до 20%) і значно завищені коефіцієнти проникності при вищих коефіцієнтах пористості, що може вказувати на нехарактерність кривої для всього розрізу продуктивних пластів горизонту Π_{1+2} .

Рух ВНК і ГВК по пластах. Нафтовий поклад горизонту Π_{1+2} розробляється з 1961 р., пізніше внаслідок стягування ВНК до центру, також обводнювались свердловини, розташовані поблизу внутрішнього контуру нафтоносності та свердловини, розташовані між зовнішнім і внутрішнім контурами.

За рахунок вироблення покладу (досягнутий коефіцієнт нафтовилучення 55,4%) обводненість продукції становила 98%.

За рахунок впровадження ППТ на покладі збільшено коефіцієнт нафтовилучення на 9,1%.

Π_3 розробляється з 1961 р., в експлуатації нафтового покладу перебувало 89 свердловини. При вилученні на природньому режимі розробки 15,8% від геологічних запасів нафти, пластовий тиск знизився на 1 МПа від початкового (17,8 МПа).

У відповідності до технологічної схеми з 1968 р. на горизонті впроваджено ППТ шляхом внутрішньоконтурного заводнення. З 1969 р. внаслідок руху ВНК на покладі почали обводнюватись свердловини. Першою вибула із експлуатації свердловина 125, розташована на південний захід структури. Поступово обводнювались свердловини в межах внутрішнього контуру нафтоносності поблизу купольної частини в напрямку півночі (42, 44, 54) і в західній частині поблизу літології (8). Звідси стає очевидним, що контур нафтоносності стягувався до центру структури. На кінець 1980 р. досягнуто коефіцієнта нафтовилучення 60,3%. У 1980 р. проведено дослідно-промислове випробовування технології вологого внутрішньопластового горіння (ВВГ).

Для вилучення залишкових запасів нафти на горизонті в умовах обводненості покладу відповідно до проектного документу з 1981 р. впроваджено ВВГ на основі позитивних результатів дослідної ділянки. На кінець 1990 р. обводненість продукції підвищилась до 98%, пластовий тиск впав до 15,9 МПа при коефіцієнті нафтовилучення 63%.

За рахунок ВВГ нафти вилучено на 3,4% більше у порівнянні зі звичайним заводненням.

З 2002 р. закачування води на горизонті Π_3 припинено і за рахунок буріння горизонтальних стовбурів у нових свердловинах на ділянках, де впроваджувалось ВВГ, питомий видобуток нафти на одну свердловину зріс з 1,7 до 4,3 тис. т (2006 р.). Обводненість продукції, навпаки, зменшилась з 97% до 90% за рахунок можливої ефективності процесу підвищення нафтовилучення після його впровадження.

Економічний річний ефект пораховано за стандартною формулою, додано собівартість і затрати.

В якості способу оцінки ефективності геолого-технічних заходів часто використовують характеристики витіснення. При виборі методики для розрахунку додаткового видобутку розглядають такі характеристики: Сазонова, Максимова, Камбарова, Назарова, Давидова і т.д. Методики дозволяють оцінити додатковий видобуток від проведених заходів,

проте криві витіснення до початку оброблення мають низькі коефіцієнти кореляції з лінійним трендом.

З допомогою модифікованих характеристик витіснення можна оцінити додатковий видобуток нафти в результаті застосування термічних, акустичних, хімічних методів діяння на ПЗП.

Сумарний аналіз показників роботи групи свердловин використовується для планування заходів з інтенсифікації видобутку нафти, при розрахунках кількості додатково видобутої нафти і економічної ефективності виконаних робіт.

У порівнянні з родовищами світу в наш час розроблені і випробувані методи розрахунку технологічної ефективності застосування методів підвищення нафтовіддачі пластів і інтенсифікації видобутку нафти, які в основному базуються на використанні підходів до вирішення поставленої задачі і вихідної інформації:

- Найчастіше використовується метод, з заснований на обробці характеристик витіснення

- Поставлена задача може бути вирішена шляхом проведення числового експерименту на основі постійно діючих моделей шляхом порівняння показників за умови проведення технологічних заходів і без них

- Існує метод оцінки ефективності, заснований на використанні тільки технологічних показників розробки родовища (роботи свердловини).

Прийняті оцінки ефективності можуть розглядатися як наближені. У випадку зменшення дебіту свердловини в часі, що має місце у більшості випадків, при використанні обраних методик, одержують дещо занижені величини технологічного ефекту.

Слід відмітити, що об'єкти дії приурочені в основному до теригенних продуктивних пластів, які характеризуються хорошими і високими фільтраційно-ємнісними властивостями і відповідно підвищеними значеннями коефіцієнта продуктивності. Карбонатні пласти характеризуються погіршеними у порівнянні з теригенними фільтраційно-ємнісними параметрами. Також слід звертати увагу на склад нафт, вміст сірки, парафіну, смол та асфальтенів.

З метою покращення фільтраційних властивостей продуктивних пластів згідно розрахунків рекомендуються багатократні кислотні оброблення ПЗП.

Висновки

Таким чином, автором здійснено аналіз роботи свердловин, в яких застосовувались методи оброблення ПЗП чи інтенсифікації видобутку, на прикладі родовищ НГВУ "Охтирканафтогаз" – Коржівське НГКР і "Чернігівнафтогаз" – Гнідинцівське НГКР. У результаті аналізу і технологічних розрахунків здійснено оцінку даних заходів, виділено ремонтні роботи, що можна поширити на ряд родовищ з аналогічними фільтраційними параметрами і станом експлуатації, а також подані рекоменда-

ції по деяких свердловинах. Достатньо ефективним способом вторинного оброблення ПЗП є забурення бокового стовбура. Загалом йдеться про 10-20% додаткового видобутку нафти чи газу упродовж 1-2 років експлуатації свердловин.

Гідродинамічні дослідження газових свердловин проводились у одинадцяти свердловинах Гнідинцівського родовища. Через відсутність досліджень за останні роки, одержані параметри характеризують стан пласта і ПЗП ще за 1970-1980 рр.

Очевидність третинних методів нафтовилучення на завершальній стадії розробки доведено графічними рисунками.

Вказано на важливість контролю за розробкою нафтових покладів з впровадженням методів підвищення нафто вилучення.

Пораховано технологічну та економічну доцільність використання внутрішньо пластового горіння на Гнідинцівському родовищі.

Література

1. Ильина Г.Ф. Скважинная добыча нефти и газа / Г.Ф. Ильина, И.И. Иващенко. – М.: ООО "Недра - Бизнесцентр", 2001. – 231 с.: ил. ISBN 5-8365-0063-0.
2. Обводнення газових і нафтових свердловин. Т.1. Технологічні матеріали і способи ізоляції; за ред. В.С. Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – К.: Міжнародна економічна фундація, 2006. – 792 с. – ISBN 966-96506-2-3, ISBN 966-96506-1-5.
3. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга 1 / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук – Львів: Центр Європи, 2004. – 414 с. – ISBN 966-7022-40.
4. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга 2 / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 с. – ISBN 966-7022-40.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
6. Сулейманов А.Б. Формула для визначення технологічного ефекту. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин: учебное пособие для техникумов / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
7. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Институт компьютерных исследований / М. Маскет. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с. – ISBN 5939722938.
8. Основы компьютерных методов решения задач разработки нефтяных и газовых месторождений / В.М. Галкин, И.И. Иващенко. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 659 с. ил. - ISBN 5-247-03833-9.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 27.11.2014 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Бойком В.С.**,
д.т.н., професором **Дорошенком В.М.** (м. Київ)*

ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF REPAIR WORKS AND METHODS OF INCREASE OF OIL AND GAS EXPLORATION**G. V. Tataryn¹, O. O. Akulshyn²**

¹*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;*
76019, Ivano-Frankivs'k, st. Carpats'ka, 15;
ph. +380 (342) 9-94-196; e-mail: hwesna@inbox.ru
²*PAT "Ukrnafta", 01001, Kiev, str. Nestoriv prov., 3-5;*
ph./fax. +380 (044) 272-44-62; e-mail: postinfo@ukrnafta.com

In an environment where the majority of the deposits are in the final stages of development and basic supplies is difficult to extract, the possibility of extracting more oil is in the main for oil and gas industry. Methods to increase oil recovery are expensive and require a justification for each of the fields. Selected methods that have been used for 50 years in the fields of Ukraine. There have been given the analysis of repair works on two deposits of different OGEM. The most effective methods of act on under bottom area of layer are chosen and works after renewal of the mode of operations of mining hole and appraised their efficiency by a technological formula. Information is confirmed evidently and tabular. Recommendations are indicated in relation to perspective methods which it is possible to apply for the row of similar deposits.

Key words: *repair works, bottom-hole area of layer, methods of act, estimation of efficiency, and coefficient of productivity*