

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ТА ЗАБУРЮВАННЯ ДОДАТКОВИХ БОКОВИХ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СТОВБУРІВ У ДІЮЧИХ СВЕРДЛОВИНАХ ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ РОЗРОБКИ БИСТРИЦЬКОЇ СКЛАДКИ ДОВБУШАНСЬКО-БИСТРИЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

Т.Я.Берладина

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nung.edu.ua*

Охарактеризовано особливості застосування горизонтальних свердловин (ГС) та забурювання у діючих свердловинах додаткових бокових горизонтальних стовбурів (БГС) для інтенсифікації видобування нафти і збільшення коефіцієнта нафтовилучення родовища. Досліджено ефективність застосування ГС і БГС на п'яти експлуатаційних об'єктах Бистрицької складки Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища.

Ключові слова: горизонтальна свердловина, боковий горизонтальний стовбур, родовище.

Охарактеризованы особенности применения горизонтальных скважин (ГС) и забуривания в действующих скважинах дополнительных боковых горизонтальных стволов (БГС) для интенсификации добычи нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи месторождения. Исследована эффективность применения ГС и БГС на пяти эксплуатационных объектах Быстрицкой складки Довбушанско-Быстрицкого нефтяного месторождения.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, боковой горизонтальный ствол, месторождение.

The characteristics of flat holes (FH) application and auxiliary rat horizontal holes (RHH) spudding in the operating access boreholes are described for intensification of oil extraction and coefficient oilfield exception buildup. The efficiency of FH and RHH application on five production facilities Bistricka rock bend in Dovbushansko-Bistricka oilfield.

Keywords: flat hole, rat horizontal hole, oilfield.

Переважна більшість нафтових родовищ України перебувають в довготривалій експлуатації, багато з них знаходяться на завершальній стадії розробки, яка характеризується високим ступенем обводненості свердловинної продукції і виробленням запасів нафти.

Реалізація, насамперед, активних запасів нафти призвела до зростання в поточних залишкових запасах частки важковидобувних запасів, і ця тенденція збільшуватиметься і надалі.

Основні обсяги залишкових видобувних запасів пов'язані, в першу чергу, з низькопроникними колекторами, високообводненими зонами та високов'язкими нафтами. Майже всі залишкові запаси нафти Західного регіону і більше половини запасів Східного регіону відносяться до важковидобувних з причини знаходження їх здебільшого в низькопроникних колекторах.

Згідно з технологічною документацією на розробку родовищ України в кінцевому результаті проектний коефіцієнт нафтовилучення може становити 0,352, в т.ч. по Східному регіону – 0,457, по Західному – 0,255 при досягнутих поточних величинах відповідно 0,222; 0,285; 0,165.

Таким чином, на найближче десятиріччя роботи з вдосконалення розробки родовищ будуть об'єктивно пов'язані з реалізацією важковидобувних запасів, приурочених переважно до

низькопроникних колекторів та високообводнених зон.

Одним із основних, найбільш застосовуваних методів вилучення запасів вуглеводнів є заводнення, що полягає в досягненні максимально можливого коефіцієнта нафтовилучення за найменших матеріально-технічних та фінансових витрат.

Окрім заводнення, за останні роки інші технології збільшення нафтовилучення практично не використовуються, а дослідно-промислові випробовування нових технологій збільшення нафтовилучення зведені майже нанівець.

В той же час найбільш ефективними геолого-технічними заходами в умовах низькопроникних колекторів може слугувати вилучення залишкових запасів за допомогою свердловин з горизонтальними стовбурами.

Буріння горизонтальних свердловин в умовах родовищ України розглядається як найперспективніший напрямок збільшення видобутку вуглеводнів, суттєвого підвищення ефективності розробки родовищ і збільшення ресурсної бази нафтової промисловості.

Розробка об'єктів за допомогою свердловин з горизонтальними стовбурами має явні переваги порівняно із свердловинами з вертикальним розташуванням стовбура в покладі, а саме:

– площа дренажу покладу експлуатаційною горизонтальною свердловиною (ГС) багаторазово перевищує площу дренажу вертикальною експлуатаційною свердловиною;

– активне дренажування покладу забезпечується меншою кількістю свердловин, що зумовлює економічні вигоди;

– потенціальний дебіт ГС від 3-5 до 10-20 разів перевищує дебіт свердловин з вертикальним вибоєм в межах продуктивного пласта;

– знижується темп утворення водяних конусів під вибоєм свердловин при підтриманні низьких депресій;

– скорочується термін розробки покладу у зв'язку із забезпеченням високих темпів розробки (в 3-5 разів вище, ніж системою вертикальних свердловин), що також дає можливість скоротити витрати на розробку родовища;

– збереження довкілля завдяки відведенню у меншій кількості земельних угідь на будівництво свердловин і облаштування родовищ;

– підвищується коефіцієнт нафтовилучення за рахунок охоплення дренажуванням значно більшої площі покладу.

Перша в Україні і в світі ГС була пробурена у 1957 р. в Бориславському нафтопромисловому районі. У 70-х роках минулого століття були пробурені субгоризонтальні і розгалужені свердловини в Долинському нафтопромисловому районі. Свердловини бурились з використанням вітчизняних технічних засобів з метою їх відпрацювання і визначення ефективності ГС. Набутий досвід не знайшов підтримки спеціалістів для широкого впровадження ГС на родовищах України [1].

Буріння та використання БГС розпочали наприкінці 50-х років минулого століття. Перші бокові горизонтальні стовбури були пробурені на ділянці МЕР Бориславського родовища (глибина 450-500м), а відтак у 70-х роках минулого століття на Долинському родовищі (глибина 2800-2900). У цих свердловинах отримали підвищені у декілька разів дебіти нафти порівняно з вертикальними свердловинами. На покладах родовищ України, що перебувають на пізній стадії розробки, налічується багато ліквідованих з різних причин свердловин та діючих малодебітних свердловин з дебітом нафти близько 1 т/д. Такі свердловини і є об'єктами для відновлення їх роботи за допомогою буріння БГС [2].

ТОВ "Карлтон Трейдинг Україна" і ВАТ "Галс-К", співпрацюючи з ВАТ "Укрнафта" в рамках договорів про спільну діяльність, в період 2001-2003 рр. напрацювали певний досвід з буріння та експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами на поклади з низькопроникними, малої товщини, заглинизованими колекторами. За цей період закінчено будівництво чотирьох свердловин з горизонтальними стовбурами, які перебувають в експлуатації [1].

Вперше вітчизняні технічні засоби і технології в Україні були розроблені фахівцями ЗАТ "НДКБ бурового інструменту" (м. Київ) та успішно апробовані при відновленні свердловини 155 Качанівського родовища шляхом буріння

БГС у 2001р. Вартість буріння БГС окупилась через три місяці, свердловина і надалі працює з достатнім дебітом нафти. За цією ж технологією на Анастасівському родовищі на свердловині 172 пробурили боковий горизонтальний стовбур довжиною 130 м і отримали фонтан нафти.

Багатовибірні свердловини у великій кількості використовуються на старих родовищах США, особливо в штаті Техас, де щорічно буряться сотні бокових горизонтальних стовбурів. Все частіше БГС знаходять застосування на російських родовищах Сибіру, Татарстану, Башкортостану, Удмуртії та ін. [2].

Будівництво ГС у ВАТ "Укрнафта" ускладнюється з таких причин:

1) не відпрацьовані науково обґрунтовані критерії вибору об'єктів для будівництва ГС;

2) недостатня технічна оснащеність та підготовка бурових організацій для будівництва, освоєння і дослідження ГС;

3) не створено принципів розробки нафтових покладів системою свердловин із горизонтальним розташуванням стовбура в пласті [1].

Застосування горизонтальних свердловин є одним із сучасних методів збільшення дебітності свердловин і підвищення ефективності розробки нафтових і газових покладів. Дослідження припливу рідини і газу до горизонтальних свердловин з тих чи інших позицій виконано в багатьох роботах. Запропоновано нову гідродинамічну модель припливу рідини (газу) до горизонтальної свердловини в круговому анізотропному (шаровато-неоднорідному) пласті, яка відомими методами легко трансформується на випадок фільтрації флюїдів за законом Дарсі [3]:

$$Q = \frac{2\pi k_G h \Delta p}{\mu \left[\ln \frac{4R_K}{L+h} + \frac{h\kappa}{L} \ln \frac{2h\kappa}{r_c(1+\kappa)^2} \right]}, \quad (1)$$

де: $\kappa = \sqrt{k_G/k_B}$ – коефіцієнт анізотропії пласта за проникністю;

k_G, k_B – коефіцієнти проникності пласта в горизонтальному (вздовж шарів) і вертикальному (впоперек шарів) напрямках, m^2 ;

h – товщина продуктивного пласта, м;

$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2$ – загальний перепад тиску між контуром пласта і горизонтальною свердловиною, Па;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості нафти, Па*с;

R_K – радіус контура живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м;

L – довжина горизонтальної частини стовбура свердловини, м.

Для визначення очікуваних дебітів у свердловинах, в яких рекомендується пробурити БГС, використовуємо формули Джоші та Дюпюї [2]:

$$K_{ef} = \frac{q_{БГС}}{q_{вер}} = \frac{1}{\frac{\Omega}{\ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)}}, \quad (2)$$

де:

$$\Omega = \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c},$$

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L}\right)^4}}, \quad (3)$$

де: Ω – геометричний фільтраційний опір свердловини з БГС;

L – довжина горизонтального стовбура, м;

$q_{\text{БГС}}$ – дебіт свердловини з БГС, т/д;

$q_{\text{вер}}$ – дебіт вертикальної свердловини, т/д;

R_k – радіус контура живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м.

На основі формул (2) і (3) складається таблиця коефіцієнтів ефективності використання БГС. Далі для кожної вертикальної свердловини залежно від товщини нафтонасиченого пласта, який вона розкрила, а також залежно від проектної довжини БГС з таблиці вибирається відповідний коефіцієнт. Цей коефіцієнт множить на поточний дебіт нафти вертикальної свердловини. Отриманий результат – це нижня межа прогнозованого дебіту нафти БГС. Оскільки поточний дебіт нафти з вертикальної свердловини може не відповідати продуктивним можливостям експлуатаційного об'єкта внаслідок таких чинників, як проривання води, зміна проникності привибійної зони, аварійний стан свердловини та ін., то якщо завдяки бурінню БГС зменшиться або припиниться негативний вплив цих чинників на продуктивність свердловини, тоді для розрахунку прогнозованого дебіту нафти БГС необхідно використовувати середньостатистичний дебіт нафти вертикальної свердловини за весь час її експлуатації. Помноживши цей дебіт на коефіцієнт ефективності використання БГС, отримують верхню межу прогнозованого дебіту нафти БГС. Використовуючи отриманий діапазон прогнозованих дебітів нафти, можна розрахувати середнє значення можливого дебіту нафти БГС [2].

Для чисельної оцінки ефективності застосування горизонтальних свердловин та забурювання додаткових бокових горизонтальних стовбурів у діючих свердловинах проведемо розрахунок для Довбушансько-Бистрицького родовища. Зважаючи на те, що розробка Довбушансько-Бистрицького родовища розпочата в 1977 р., і система розробки, що склалася впродовж пробної експлуатації родовища, характеризується низькою спроможністю, зумовленою, окрім складних гірничо-геологічних умов, недостатньою розбуреністю нафтоносних площ, наявністю у переважній більшості покладів режиму розчиненого газу, обмеженим розвитком процесів підтримання пластових тисків. Продовження розробки родовища із збереженням існуючої системи призведе до негативних, з огляду на вилучення запасів, кінцевих результатів. За базовим варіантом коефіцієнт нафто-

вилучення становитиме 0,02, а відбір від видобувних запасів – 0,231. Для покладів Бистрицької та Південно-Бистрицької складок система потребує докорінних змін. Поклади Довбушанської складки, через їх другорядність за величинами запасів, можуть бути дорозроблені наявним фондом свердловин на режимі розчиненого газу та змішаному режимі з вилученням практично всіх видобувних запасів. Зважаючи на ці чинники, пропонується, зокрема, поклади Бистрицької складки розробляти за допомогою свердловин з горизонтальними стовбурами.

За вихідні дані візьмемо дані з «Уточненого проекту дослідно-промислової розробки Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища», складеного НДПІ ВАТ «Укрнафта», а саме: середня товщина продуктивного пласта – 13,9 м, коефіцієнт проникності пласта в горизонтальному напрямку – $4,33 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, коефіцієнт проникності пласта у вертикальному напрямку – $1,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, коефіцієнт динамічної в'язкості і густина нафти – відповідно 1,39 мПа*с і 748 кг/м³, радіус контура живлення приймемо 250 м, радіус свердловини – 0,1 м, перепад тиску між контуром пласта і горизонтальною свердловиною – 1 МПа, довжину горизонтальної частини стовбура свердловини – 200 м.

Провівши розрахунок прогнозованого дебіту горизонтальної свердловини для середніх умов розробки Бистрицької складки Довбушансько-Бистрицького родовища за формулою (1), отримаємо, що ця величина перевищує поточний дебіт вертикальної свердловини приблизно в 14 разів. Слід враховувати, що цей дебіт визначався для певних параметрів розробки, змінюючи які, можна змінювати відповідно і дебіт.

Аналіз результатів визначення дебіту горизонтальної свердловини дає підстави зробити такі висновки:

1. Зі збільшенням перепаду тиску між контуром пласта і горизонтальною свердловиною дебіт цієї свердловини буде зростати прямопропорційно.

2. Зі збільшенням довжини горизонтальної ділянки свердловини дебіт буде збільшуватись, але для вихідних даних недоцільно бурити цю горизонтальну ділянку більше ніж на 1080 м. При перевищенні цього значення знаменник у формулі (1) стає від'ємним. Отже, теоретично, при довжині 1080 м дебіт досягає максимального значення – 27100 т/д.

З огляду на те, що технічний стан видобувних та нагнітальних свердловин Довбушансько-Бистрицького родовища задовільний і дозволяє використовувати їх у подальшій експлуатації, а ремонтно-профілактичні заходи з депарафінації НКТ і обладнання, герметизації обв'язок устя, заміни насосів, ліквідації обривів штанг і штоків, промивання вибоїв підтримують технологічні параметри роботи свердловин в оптимальних умовах, пропонується як один з варіантів підвищення дебітів застосування бокових горизонтальних стовбурів (БГС) у діючих малодобітних і ліквідованих свердловинах, що знаходяться у нафтонасиченій зоні пласта.

Література

Використовуючи попередні вихідні дані (контур живлення – 250 м, радіус свердловини – 0,1 м, довжину горизонтальної частини свердловини – 200 м), а також товщини продуктивних пластів п'яти експлуатаційних об'єктів Бистрицької складки відповідно 15,3, 15, 17,8, 17,8, 3,1 метрів визначаємо коефіцієнти ефективності за формулами (2) і (3). Отримуємо, що дебіт свердловини із БГС збільшиться відповідно в 4,219; 4,233; 4,101; 4,101; 4,785 разів, тобто у середньому в 4,288 разів.

Проаналізувавши залежність коефіцієнта ефективності використання БГС від довжини БГС за формулами (2) і (3), бачимо, що із збільшенням довжини горизонтального стовбура зростає і значення коефіцієнта ефективності використання БГС.

Отже, розглянувши питання покращення ефективності розробки родовища, можна зробити висновок, що буріння бокових горизонтальних стовбурів у діючих малодебітних, а також у ліквідованих свердловинах з врахуванням економіки є виправданим. Вартість будівництва таких свердловин приблизно на чверть вища порівняно з вертикальними, але це повністю і з великими перевагами компенсується технологічними і економічними показниками їх експлуатації. Провівши розрахунки для визначення ефективності цього методу, пропонується при складанні технологічної схеми розробки Довбушансько-Бистрицького родовища розглянути питання щодо застосування свердловини з горизонтальними стовбурами.

1 Довжок Е. Використання горизонтальних свердловин для розробки родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів [Текст] / Е.М. Довжок // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.51-54.

2 Прокопів В. Свердловини з горизонтальними стовбурами – спосіб підвищення нафтовилучення [Текст] / В.Й. Прокопів // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.54-60.

3 Бойко В. Дослідження припливу рідини до горизонтальної свердловини в круговому анізотропному пласті [Текст] / Василь Бойко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №1(10). – С.71-75.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
28.02.10*

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*