

Науково-технічні проблеми нафтогазової інженерії

УДК 622.276

DOI: 10.31471/1993-9868-2022-2(38)-27-34

ДОСЛІДЖЕННЯ ІНТЕРФЕРЕНЦІЇ СВЕРДЛОВИН З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Л. Б. Мороз, Я. Я. Якимечко, С. О. Овецький, А. В. Угриновський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: mlb81@ukr.net

При розробці нафтових родовищ густина сітки свердловин та їхнє взаємне розміщення відіграє надзвичайно важливу роль для визначення сумарного дебіту. Ігнорування впливу взаємодії між свердловинами може неодмінно вплинути на загальний видобуток вуглеводнів, що є небажаним результатом при розробці родовища. Внаслідок пуску, зупинки або зміни режиму роботи однієї чи кількох свердловин змінюються дебіти та вибітні тиски інших свердловин. Правильне розташування видобувних та нагнітальних свердловин є запорукою стабільного та безперервного видобутку, тому при проєктуванні слід обов'язково прораховувати відстані між свердловинами та їх розміщення для найбільш ефективного нафтовилучення. Задавшись параметрами цих свердловин, а саме, дебітами та відстанями між свердловинами (за допомогою структурної карти та Google maps), проведено розрахунок зміни тиску в часі. При збільшенні тривалості роботи свердловин значення тиску в трьох досліджуваних точках зменшувалось. Як досліджуваний об'єкт вибрано IV ділянку вигодо-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища. Коефіцієнт нафтовилучення, що зумовлений лише дією пружних сил всередині контуру нафтоносності становить 9,7 %, а із контурною зоною – 18 %. Здійснено розрахунок зміни тиску в пласті методом суперпозиції при пружному режимі для різних заданих точок та із різними інтервалами часу. Оцінено зміну тиску в пласті методом суперпозиції, при пружному режимі, для різних заданих точок за різних проміжок часу. Для даного дослідження ми обрали ряд свердловин, котрі гідродинамічно зв'язані між собою, а саме 909, 113, 118, 612, 715, 281, 702, 210, 609, 317, 246 та 910. Відповідно, умовні точки, в котрих ми визначали зміну тиску, були свердловини М1-317св, М2-246св та М3-910. Дослідували зміну потенціалу та швидкості фільтрації для точок М1, М2, М3, відносно свердловин. Швидкість фільтрації буде найбільшою в тій свердловині, котра знаходиться найближче до всіх інших свердловин.

Ключові слова: родовище; коефіцієнт нафтовилучення; збільшення видобутку; свердловина; інтерференція; суперпозиція.

When developing oil fields, the well pattern density and their relative placement play a crucial role in determining the total production rate. Ignoring the impact of the interaction between wells can certainly affect the overall hydrocarbon production, which is an undesirable outcome in field development. As a result of starting, shutting down, or changing the operating mode of one or several wells, production rates and bottom hole pressures of other wells change. The correct location of production and injection wells is guarantee of stable and continuous production, therefore, when designing, it is necessary to calculate the distances between wells and their placement for the most efficient oil recovery. Setting the parameters of these wells, namely flow rates, and distances between wells (using a structural map and Google Maps), the pressure change over time was calculated. With the increase in the duration of well operation, the pressure value at the three studied points decreased. The fourth section of the Vygodo-Bystritska deposit of the Dolyna oil field was chosen as the research object. The oil recovery factor, which

is caused only by the action of elastic forces within the oil-bearing contour, is 9.7 %, and the one outside the contour zone is 18 %. The pressure change in the reservoir was calculated by the superposition method in the elastic mode for different set points and at different time intervals. The pressure change in the reservoir was estimated by the superposition method, under the elastic mode, for different set points over a different period of time. For this study, we have selected a number of wells that are hydrodynamically interconnected, namely 909, 113, 118, 612, 715, 281, 702, 210, 609, 317, 246, and 910. Accordingly, the conditional points at which we determined the pressure change were M1-317, M2-246 and M3-910 wells. We studied the change in potential and filtration rate for points M1, M2, M3 relative to the wells. The filtration rate will be the highest in the well that is closest to all other wells.

Key words: field, oil recovery factor, production increase, well, interference, superposition.

Вступ

Під інтерференцією розуміють взаємозв'язок між свердловинами, що є надзвичайно важливою частиною в процесі експлуатації свердловин. Негативний, або ж, навпаки, позитивний, вплив даного явища досліджується протягом багатьох років різними вченими зі всього світу.

Результат інтерференції проявляється в тому, що при експлуатації ряду свердловин, котрі працюють в однакових умовах, приріст сумарного дебіту зменшується. Чим ближче розташовані свердловини одна до одної, тим сильніше проявляється ефект інтерференції і, відповідно, тим меншим стає сумарний дебіт. При розробці нафтових родовищ густина мережі свердловин, а також їхнє взаємне розміщення відіграє надзвичайно важливу роль для визначення сумарного дебіту.

Правильне розташування видобувних та нагнітальних свердловин є запорукою стабільного та безперервного видобутку, тому інженерам, котрі проектують розробку покладу, ще на початку проекту, слід обов'язково прорахувувати відстані між свердловинами та їх розміщення для найбільш ефективного нафтовилучення [1-3].

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Фактичні результати інтерференції за допомогою методів впливу на продуктивні пласти нафтових родовищ можна прогнозувати заздалегідь, проводячи оперативний аналіз показників продуктивності нагнітальних і видобувних свердловин. Для оцінки і моделювання впливу на ділянки пласта на старих нафтових родовищах розроблена і випробувана методика проведення експресмоніторингу просування рідини в породах пласта. Методика заснована на застосуванні методів теорії комплексних потенціалів [6]. Процес визначення гідродинамічних показників складається з трьох основних етапів. Перший етап – отримання двомірного розподілу ліній струму, еквіпотенціалів і швидкості фільтрації на виділеному для впливу про-

дуктивному горизонті, на ділянці пласта як в декартовій, так і в полярній системі координат. Масштабування ділянки і розширення зображень вибирається так, щоб можна було ясно побачити локалізацію ліній на площі між свердловинами, а також розрізнити, які свердловини потрапляють під вплив. Використання полярної системи координат дає змогу візуалізувати зони нестійкості при розподілі фільтраційного поля вздовж простягання пласта. Свердловина може перебувати в активній, пасивній, нестійкій або застійній зоні ділянки впливу. Зіставлення значень швидкості фільтрації і розміру ділянки дозволяє оцінити часові межі, необхідні для отримання стійкого результату від проведеної діяльності (рис. 1). Другий етап полягає в цифровій оцінці напрямків просування основного потоку рідини вздовж пласта. Для цього проводять розрахунок і візуалізацію векторів градієнта розглянутих величин.

Напрямок та величина векторів вказують зони, в які зміщується основний обсяг рідини і напрямки її просування в пласті, візуалізованими на карті [5]. Останній етап – комп'ютерне моделювання течій окремих фаз флюїдів і розподілу відносної фазової проникності на даній ділянці.

Таке цифрове моделювання виконують до і після впливу на продуктивний горизонт. Проводиться послідовний моніторинг зміни положення ліній струму, еквіпотенціалом і швидкості фільтрації на виділеній для впливу на ділянці пласта. Це дає змогу оцінити динаміку фільтраційних процесів і вносити необхідні корективи в процес впливу на пласт. Відповідно до отриманих даних регулюється режим експлуатації свердловин, планується розміщення нових свердловин. Даний метод придатний для дослідження продуктивних пластів родовищ, які не можуть бути досліджені стандартними методами.

Останнє дуже важливо для старих родовищ, на яких застосування методів гідродинамічних досліджень свердловин (ГДС) пов'язано з об'єктивними труднощами. Більш того, метод придатний для дослідження родовищ, на яких є

обмеження щодо отримання інформації про пласти. Можливою причиною неоднорідного руху пластових флюїдів можуть бути петрофізичні відмінності порід, що складають пласт, неоднорідність розподілу температурного поля вздовж простягання пласта [7].

Розподіл гідродинамічних характеристик, розрахованих за поточною інформацією обсягів видобутку і запомповування, дозволяє візуалізувати зони неоднорідної фільтрації на ділянці впливу.

Для оцінки поточного стану фільтраційного поля продуктивного пласта на ділянці впровадження проводиться цифровий аналіз побудованого сімейства ліній екіпотенціалу F_1 і лінійного струму F_2 , які будуються за розрахунковими значеннями функцій струму і потенціалів.

Лінії струму – радіальні прями з постійним для даної свердловини кутовим коефіцієнтом, їх розташування завжди паралельно напрямку течії. Витрата пластового флюїду між двома лініями струму дорівнює різниці значень на цих лініях [6].

Екіпотенціали представляють собою концентричні кола з постійним радіусом, що залежать тільки від координати свердловини. Вони всюди перпендикулярні напрямку течії і характеризують потенціал швидкості фільтрації потоку рухомого флюїду.

Для побудови цих ліній нами використовуються методи теорії функцій комплексних змінних. Вираз для комплексного потенціалу має вигляд

$$F = F_1 + i F_2, \quad (1)$$

де F_1, F_2 – відповідно витрата рідини, що проходить через одиницю перетину пласта (тобто на 1 м фільтру) і потенціал швидкості фільтрації;

i – кількість свердловин на досліджуваній ділянці.

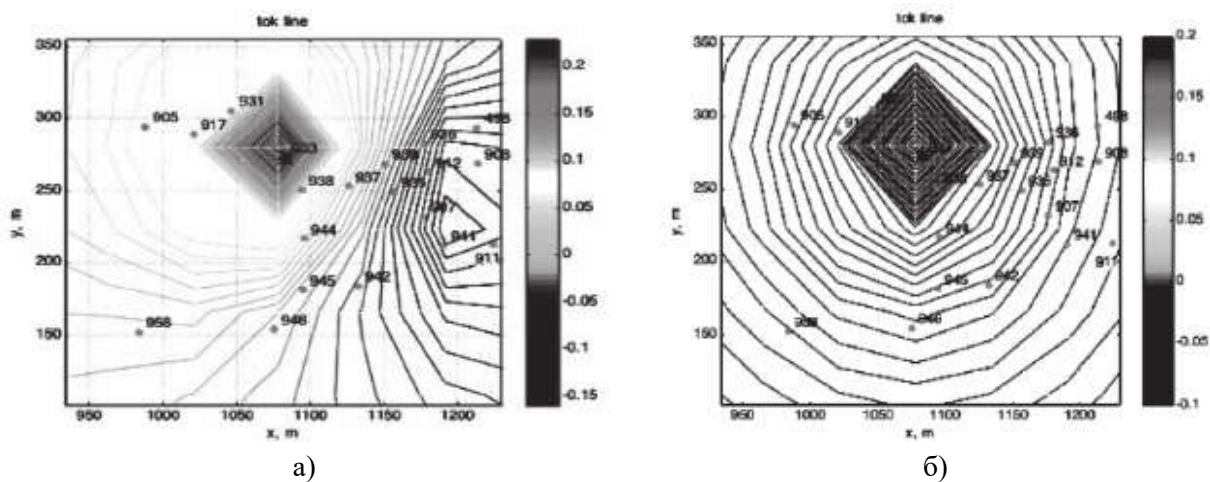
Дані про дебіти свердловин і обсяг закачування повинні відповідати один одному за датою вимірювання. Для кожного осередку сітки розбиття площі дослідження послідовно проводиться чисельний розрахунок сумарних значень функцій F_1, F_2 . Далі будуються карти розподілу ліній струму, екіпотенціалів, швидкості фільтрації і їх градієнтів. Кожна карта супроводжується колірною шкалою, що дозволяє оцінити діапазон зміни обчислюваних величин. На рисунках 1, 2 наведено карти розподілу гідродинамічних характеристик до впливу і ті ж характеристики через місяць після впливу. Зміна локалізації, густоти і кольору ліній дає підстави приймати рішення про результати впливу і доцільності його продовження.

Здійснено інтерпретацію результатів дослідження. На картах розподілу ліній струму і екіпотенціалів (рис. 1 і 2) виділено зони дуже активної (лінії, колір яких відповідає значенням функцій струму і потенціалів в діапазоні 0,1 – 0,2) і пасивної (лінії, лінії, колір яких змінюється в діапазоні 0,25 – 0,1) фільтрації пластових флюїдів. Інформативні висновки можна зробити, проаналізувавши гідродинамічні карти, на яких представлено розподіл градієнтів функцій струму і потенціалів, що є векторною величиною. Довжина вектора характеризує величину зміни, а стрілка – напрямок в якому відбувається зміна. Карта розподілу швидкостей фільтрації (рис. 3) дозволяє розрахувати час, за який вплив має поширитись на ту чи іншу свердловину. На карті зміни комплексного потенціалу, побудованої як в декартовій, так і в полярній системі координат можна побачити, що ті ділянки, які перебувають під дією нагнітальної свердловини, мають контур, котрий сильно відрізняється від радіальної форми. На отриманих картах проглядаються зони, де лінії більш розріджені або їх немає зовсім (застійні зони). Можна виявити зони, де лінії або розріджені, або групуються у вигляді скупчених кіл – це ті зони пласта, де фільтрація має пульсуючий характер.

Продуктивність свердловин, котрі знаходяться в цих зонах, має нестабільний характер. Порівнюючи розташування ліній, що характеризують фільтраційний стан ділянки до і після впливу на пласт, можна візуалізувати динаміку проведеного процесу.

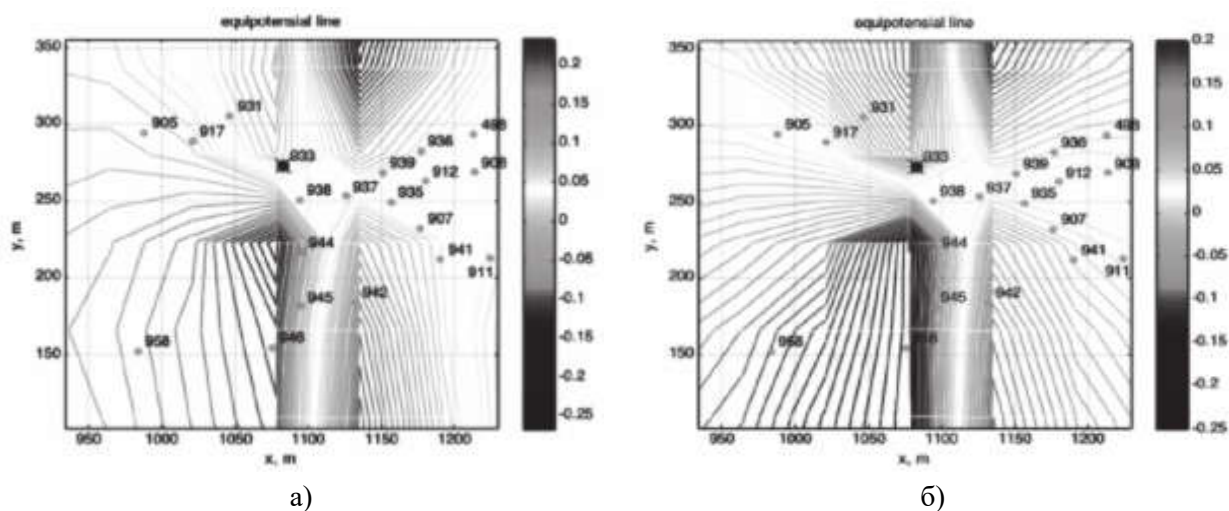
Виходячи з цього, був зроблений висновок, що продуктивність видобувних свердловин залежить не від того, наскільки близько вони розташовані від нагнітальної свердловини, а від активності фільтраційної зони, в якій вони експлуатуються. Може трапитися, що свердловина знаходиться в зоні з відносно невисокою активністю, але високі значення і сприятливий напрямок градієнта тієї чи іншої фільтраційної характеристики дозволяють прогнозувати підвищення дебіту свердловини.

З іншого боку, висока активність фільтраційного процесу безпосередньо в зоні впливу видобувної свердловини, спільно з великим значенням градієнта і напрямком руху потоку до точки розташування свердловини, служить несприятливим фактором, оскільки все це сприяє процесу активного винесення механічних частинок на вибій свердловини, утворенню піщаних корків і пошкодженню перфораційної зони свердловини. У таких випадках, перш ніж проводити вплив на пласт, необхідно продумати оптимальний режим експлуатації свердловини [5].



а) – до впливу на пласт; б) – після впливу на пласт

Рисунок 1 – Розподіл ліній струму на досліджуваному об'єкті



а) – до впливу на пласт; б) – після впливу на пласт

Рисунок 2 – Розподіл еквіпотенціалів на ділянці впливу

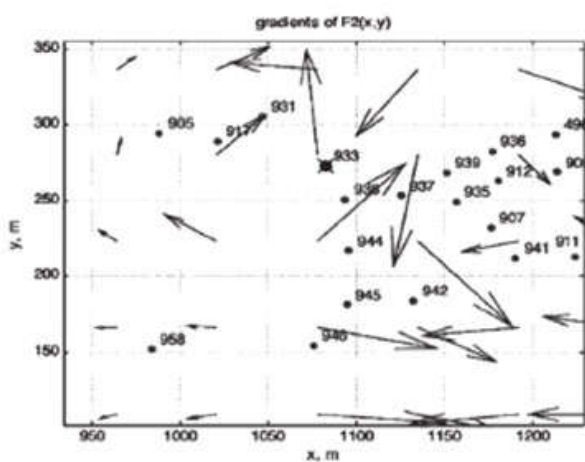


Рисунок 3 – Розподіл векторного поля градієнтів на ділянці взаємодії

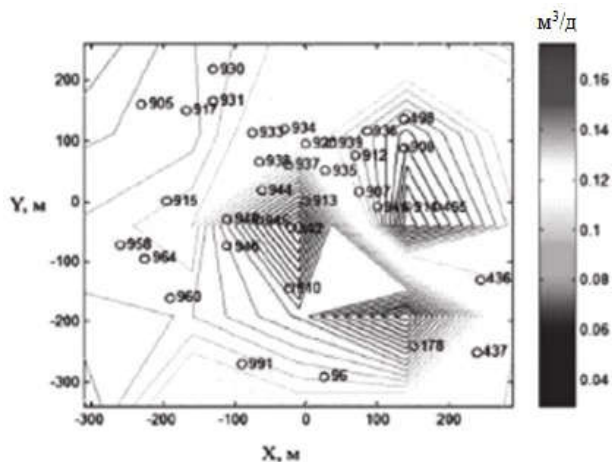


Рисунок 4 – Розподіл значення модуля швидкості фільтрації

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Процес витіснення нафти з пласта до видобувних свердловин в умовах пружного режиму відбувається за рахунок пружних сил породи колектора, супутньої води та самої стисненої рідини. Область функціонування цього режиму знаходиться вище тиску насичення нафти газом (при цьому вибірний тиск не менший за тиск насичення).

Пружна енергія пластової системи розподілена в пласті практично рівномірно, тому свердловини можна було розміщувати на покладі рівномірно. Але оскільки, як правило, режим є дуже швидкоплинним, то свердловини розміщують відповідно до наступного майбутнього режиму [4].

Якщо нафтовий поклад розміщений у великій водонапірній області, то залежно від темпів відбирання рідини і активності законтурної водонапірної області, він може працювати у пружно-водонапірному режимі. В цьому випадку проявляється також енергія пружного розширення води і порід водоносної області та енергія напору крайових вод водоносної області [6]. Розглянемо вплив відстані між свердловинами на нафтовилучення з покладу.

Мета та завдання досліджень

Метою даного дослідження є визначення впливу розміщення та кількості свердловин на покладі на параметри фільтрації та загального видобутку. Здійснення порівняння та зіставлення спільної та окремої їх роботи, аналіз ефективності природного явища інтерференції користуючись даними свердловин Долинського родовища.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Основним родовищем Долинського нафтопромислового району є Долинське нафтове родовище, яке останнім часом забезпечує 71,8% від накопиченого видобутку нафти. Родовище включає три самостійні нафтові об'єкти розробки (менілітовий, вигодсько-бистрицький і манявсько-ямненський). На даний час всі три поклади Долинського нафтового родовища знаходяться на пізній стадії розробки (табл. 1).

Відбір нафти з родовища проводиться 133 видобувними свердловинами (станом на 01.09.2020 р. дві з них не діючі), а нагнітальний фонд налічує 69 свердловин (22 нагнітальних свердловин знаходяться в бездії).

Таблиця 1 – Основні показники з видобутку вуглеводнів Долинського нафтового родовища

Показники	Проектні	Фактичні
Річний видобуток:		
– нафти, тис. т	115,59	140,87
– розчиненого газу, млн. м ³	29,302	69,25
Накопичений видобуток:		
– нафти, тис.т	39179,4	39217,3
– розчиненого газу, млн. м ³	11026,9	11180,6
Коефіцієнт нафтовилучення, частка од.	0,328	0,328

Основним об'єктом розробки Долинського нафтового родовища є вигодсько-бистрицька ділянка, з якої в середньому видобувають понад 55% від загального видобутку. На рисунку 5 зображено карту розробки із виділеною ділянкою. Промислова нафтоносність вигодських відкладів встановлена в 1957 р. Першою експлуатаційною свердловиною стала 106-д – 12.01.1957 р. Експлуатувалась свердловина фонтанним способом з початковим дебітом безводної нафти 119 т/д. На початковому періоді дана ділянка розбурювалась відповідно до технологічної схеми, згідно з якою подальшу розробку покладу проектували на режимі розчиненого газу.

Не зважаючи на високу ефективність експлуатації нових свердловин, спостерігалось зниження дебітів по свердловинах основного фонду через близькість їх розташування. Для встановлення оптимальної відстані між свердловинами, при якій їх інтерференція практично не впливає на дебіти, було проаналізовано ефективність експлуатації нових свердловин. В результаті досліджень встановлено, що для вигодсько-бистрицьких колекторів взаємозв'язок між свердловинами проявляється при найбільшій відстані – 240 м. Хоча в переважній більшості випадків він практично не проявляється при відстані між свердловинами більше 180 м.

Для дослідження впливу інтерференції обрано видобувні свердловини 113, 118, 210, 609, 612, 715, 281, 246, 317, 702, які безпосередньо мають гідродинамічний зв'язок зі свердловиною 909-Д. Розрахунки проведені для умов пружного режиму розробки родовища станом на 2016 рік. Здійснено запомповування індикаторної рідини відповідно до розробленого плану робіт, а саме, 19,1 м³ розчину аміачної селітри при тиску 16,0 МПа. Приймальність свердловини 909-д складала 530 м³/добу. В подальших розрахунках прийня-

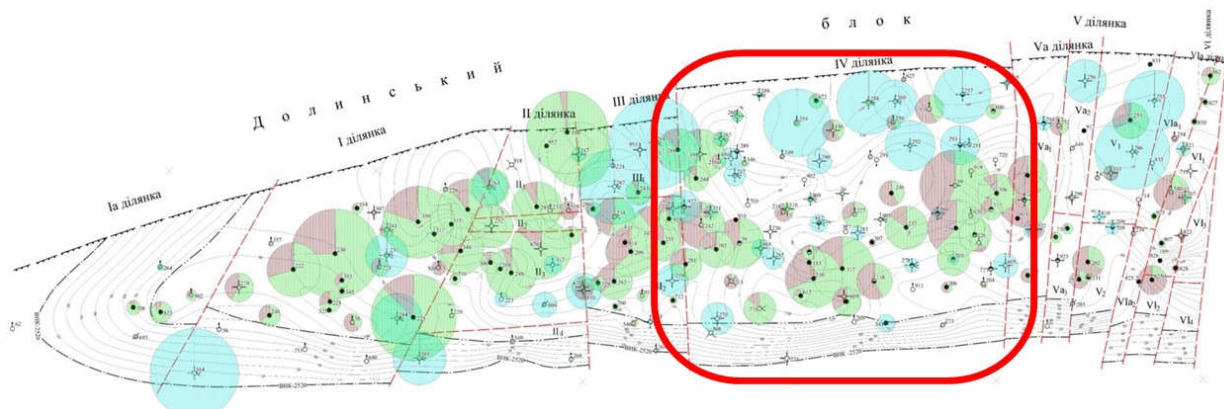
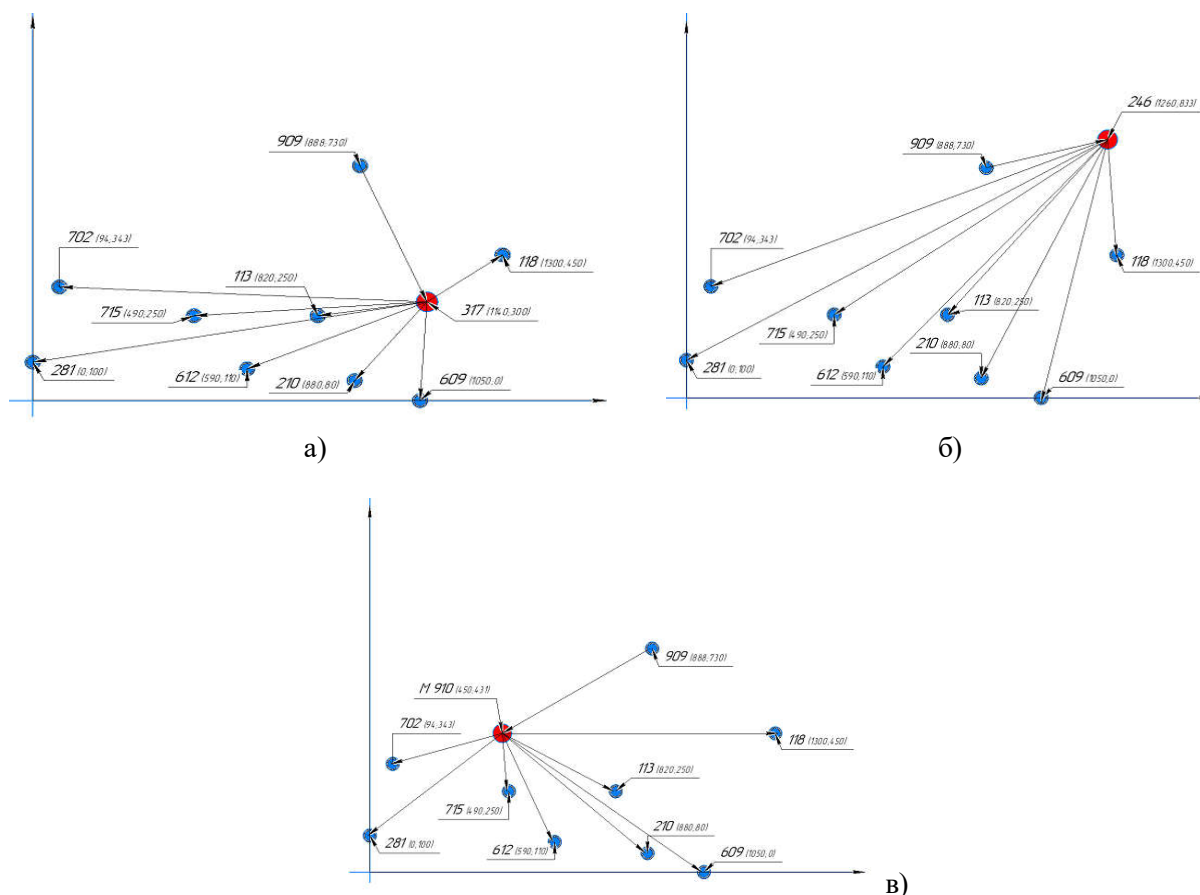


Рисунок 5 - Карта розробки Долинського нафтового родовища



а – т. М1 (св. 317); б – т. М2 (св. 246); в – т. М3 (св. 910)

Рисунок 6 – Схеми розміщення свердловин на вигодо-бистрицькому покладі Долинського нафтового родовища при розрахунку тиску в трьох різних позиціях

то значення $300 \text{ м}^3/\text{добу}$. Швидкість руху індикатора відповідно до отриманих результатів коливалась від 1,8 до 18,4 м/год, що свідчить про наявність великої промиті зони.

Провели розрахунок коефіцієнта нафтовилучення для різних умов, а саме: коефіцієнт нафтовилучення, який зумовлений дією тільки пружних сил всередині контуру нафтоносності становить 9,7%, коефіцієнт нафтовилучення, зумовлений дією пружних сил, дорівнює 18%.

Для визначення зміни тиску в пласті при різних технологічних режимах роботи свердловин використовувався метод суперпозиції. В даному розрахунку використовувалась основна формула пружного режиму для точкового стоку, пущеного в роботу з постійним дебітом однорідної стисливої рідини в однорідному пласті

$$P(r,t) = P_{пл} - \frac{Q \mu}{4 \pi k h} \cdot \ln \frac{2.25 \chi t}{r^2}, \quad (2)$$

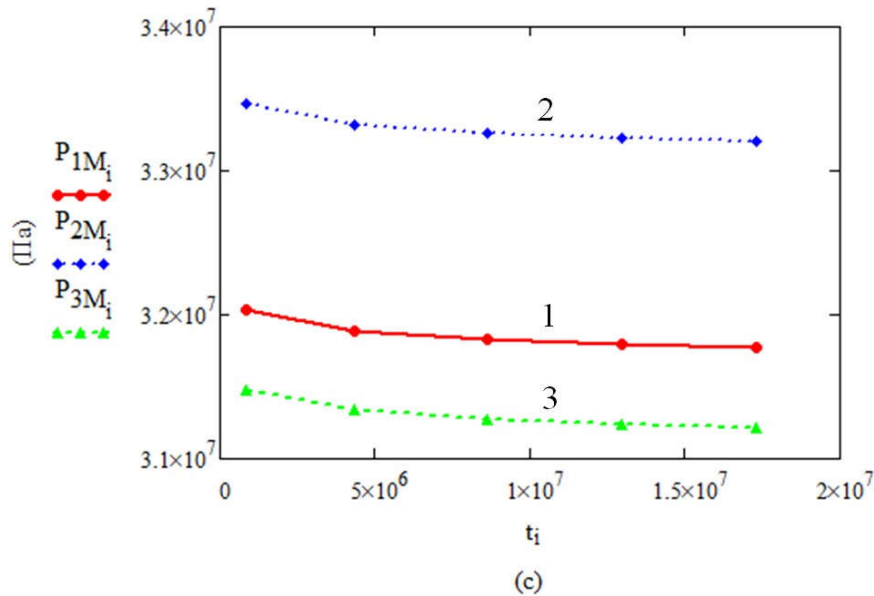


Рисунок 7 – Зміна тиску від тривалості роботи свердловин для точок М1 (свердловина 317), М2 (свердловина 246), М3 (свердловина 910)

де $P(r, t)$ – тиск на будь якій відстані через будь який момент часу, Па;

$P_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

Q – відбір рідини з покладу, m^3/c ;

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

k – коефіцієнт проникності, m^2 ;

h – товщина пласта, м;

χ – коефіцієнт п'єзопровідності, m^2/c .

Свердловини 612, 113, 118, 281, 702, 715, 210, 609 пущені в роботу з різною тривалістю (відповідно 10, 50, 100, 150, 200 діб) на різній відстані до точок М1, М2, М3 (рис. 6).

З допомогою карти Google Maps точно виміряли відстані між свердловинами та провели розрахунок зміни тиску з часом. Значення тиску в точках М1, М2, М3 зменшується зі збільшенням тривалості роботи свердловин.

Зміна тиску від тривалості роботи свердловин для трьох різних позицій зображено на рис. 7. Найбільший тиск спостерігається в т. М2, оскільки вона найбільше віддалена від всіх свердловин об'єкту. Зміни в роботі свердловин не суттєво впливають на вибійний тиск свердловини 246. Найменший тиск в свердловині 910, яка є нагнітальна, і отже, вона найбільше реагує на зміну часу роботи та дебітів видобувних свердловин.

Наступним етапом дослідження визначали потенціал та швидкості руху рідини для точок М1, М2, М3 відносно заданих свердловин. Поняття комплексного потенціалу впливає з основних положень теорії комплексної змінної. Дійсна швидкість руху рідини для точок М1,

М2, М3 відповідно становила $8,889 \cdot 10^{-8}$ м/с, $1,083 \cdot 10^{-8}$ м/с, $9,214 \cdot 10^{-8}$ м/с. Комплексний потенціал в точках М1, М2, М3 становив $1,439 \cdot 10^{-5}$ m^2/c , $2,484 \cdot 10^{-5}$ m^2/c , $1,133 \cdot 10^{-5}$ m^2/c . Швидкість поширення рідини в пласті буде більшою в тієї свердловини, котра розміщена найближче до всіх інших на досліджуваному об'єкті та має з ними гідродинамічний зв'язок. В нашому випадку це свердловина 910.

Висновки

Безпосередній взаємозв'язок між свердловинами – це невідкладна частина існування покладу, тому проведене дослідження дає змогу на прикладі реальних свердловин з різними дебітами та розміщенням побачити дійсний вплив на обрані нами свердловини, а саме на значення тиску, параметр потенціалу та фільтрації флюїду, а також зміну швидкості поширення рідини використовуючи основні методи інтерференції. В статті проведено аналіз взаємодії сусідніх свердловин для умов вигодо-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища. Проведений розрахунок зміни вибійного тиску за методом суперпозиції при пружному режимі для заданих точок М1 (св. 317), М2 (св. 246), М3 (св. 910). Так, за результатами дослідження встановлено, що зміни в роботі досліджуваних свердловин не суттєво впливають на вибійний тиск свердловини 246, так як вона віддалена від всіх інших. Найкращий зв'язок із всіма досліджуваними свердловинами на об'єкті встановлено у свердловини 910. Вибійний тиск в свердловині 910 змінювався з 31,2 до 31,5 МПа.

Література

References

1. Wei Yu. Impact of Well Interference on Shale Oil Production Performance: A Numerical Model for Analyzing Pressure Response of Fracture Hits with Complex Geometries. *Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, USA, January 2017.

2. Moroz L., Uhrynovskiy A., Popovych V., Busko B., Kogut G. Effectiveness Research of Physical and Chemical Methods Application for Oil Recovery Enhancing Using the ASP for the Strutynsky Oil Field Conditions. *Journal of management systems in production engineering*. 2020. Vol. 28. Issue 28. P. 104-111.

3. Uhrynovsky A.V., Moroz L.B., Kogut G.M. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering* . 2022. P 27-34. DOI: 10.5604/01.3001.0015.7028.

4. Stevens W.F., Thodos G. Prediction of Approximate Time of Interference Between Adjacent Wells. *Trans. AIME*, 1959. P. 77. <https://doi.org/10.2118/1212-G>

5. Гусейнова Н.И. Гидродинамический экспресс-мониторинг зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин. *Нефтегазовое дело*. 2017. Т. 15, №3. С. 41-46. <https://www.researchgate.net/publication/320280466>

6. Wang Jing, Liu Huiqing, Liu Fangna, Zhang Tuozheng, Dou Liangbin, Yang Xinling. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2020. 47(5). P. 1062–1073. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60117-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60117-3)

1. Wei Yu. Impact of Well Interference on Shale Oil Production Performance: A Numerical Model for Analyzing Pressure Response of Fracture Hits with Complex Geometries. *Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, USA, January 2017.

2. Moroz L., Uhrynovskiy A., Popovych V., Busko B., Kogut G. Effectiveness Research of Physical and Chemical Methods Application for Oil Recovery Enhancing Using the ASP for the Strutynsky Oil Field Conditions. *Journal of management systems in production engineering*. 2020. Vol. 28. Issue 28. P. 104-111.

3. Uhrynovsky A.V., Moroz L.B., Kogut G.M. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering* . 2022. P 27-34. DOI: 10.5604/01.3001.0015.7028.

4. Stevens W.F., Thodos G. Prediction of Approximate Time of Interference Between Adjacent Wells. *Trans. AIME*, 1959. P. 77. <https://doi.org/10.2118/1212-G>

5. Guseynova N.I. Hidrodinamicheskiy ekspress-monitoring zonalnogo vozdeystviya na produktivne plastyi neftyanyih mestorozhdeniy s uchetom interferentsii skvazhin. *Neftegazovoe delo*. 2017. Vol.15, No 3. P. 41-46. <https://www.researchgate.net/publication/320280466> [in Russian]

6. Wang Jing, Liu Huiqing, Liu Fangna, Zhang Tuozheng, Dou Liangbin, Yang Xinling. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2020. 47(5). P. 1062–1073. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60117-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60117-3)