

ВИВЧЕННЯ ВПЛИВУ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА ПОКАЗНИКИ ВИЛУЧЕННЯ НАФТИ

Л. Б. Мороз^{id}, О. О. Загоскін^{id}

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. 0965065885, email: lesia.moroz.nung.edu.ua

Проаналізовано різні системи розміщення свердловин на нафтових родовищах та визначено, як конфігурація їхнього розташування впливає на коефіцієнт нафтовилучення. Як об'єкт дослідження обрано гіпотетичне родовище, створене в симуляторі Petrel, для якого було задано стандартні геофізичні параметри та побудовано модель. У межах дослідження створено симуляцію родовища, запроєктовано свердловини та виконано розрахунки впливу їхнього розташування на ефективність розробки. Отримані результати симуляції дозволили оцінити взаємозв'язок між геометрією розміщення свердловин і рівнем нафтовіддачі пласта. Побудовано геологічну та гідродинамічну модель родовища, на основі якої досліджено можливості підвищення нафтовилучення. Було розроблено та проаналізовано три стратегії розробки родовища, результати яких порівнювалися за основними показниками ефективності. За результатами комп'ютерного моделювання визначено найоптимальніший варіант подальшої розробки, що забезпечує найвищий рівень вилучення нафти. Вибір методу підвищення нафтовилучення здійснено для системи розташування свердловин по колу, яка, за отриманими даними дебіту, продемонструвала найкращі показники.

Отже, кругова система розміщення свердловин виявилася перспективною з точки зору ефективності розробки родовища, рівномірного дренування пласта та раціонального використання запасів. Отримані результати можуть бути використані для вдосконалення проєктних рішень і підвищення продуктивності нафтових родовищ у реальних умовах.

Ключові слова: свердловина, розробка, нафтовилучення, моделювання, дебіт, тиск.

Знаходження оптимального розміщення свердловин є ключовим аспектом в нафтогазовій індустрії, оскільки це безпосередньо впливає на видобуток та вилучення вуглеводнів з пласта. Ефективне розміщення свердловин може значно підвищити витрати видобутку та максимізувати вилучення нафти. Дослідження спрямовано на вивчення впливу сітки розміщення свердловин на коефіцієнт нафтовилучення з пласта. Вивчення цього аспекту є важливим завданням, оскільки розуміння оптимального розміщення свердловин може визначити ефективність та економічність видобутку з родовища.

Підвищення рівня вилучення нафти є основною метою дослідження, і врахування різноманітних факторів, таких як геологічні властивості пласта, технічні параметри свердловин та гідродинамічні умови, стає визначальним у досягненні цієї мети [1-4, 15, 16].

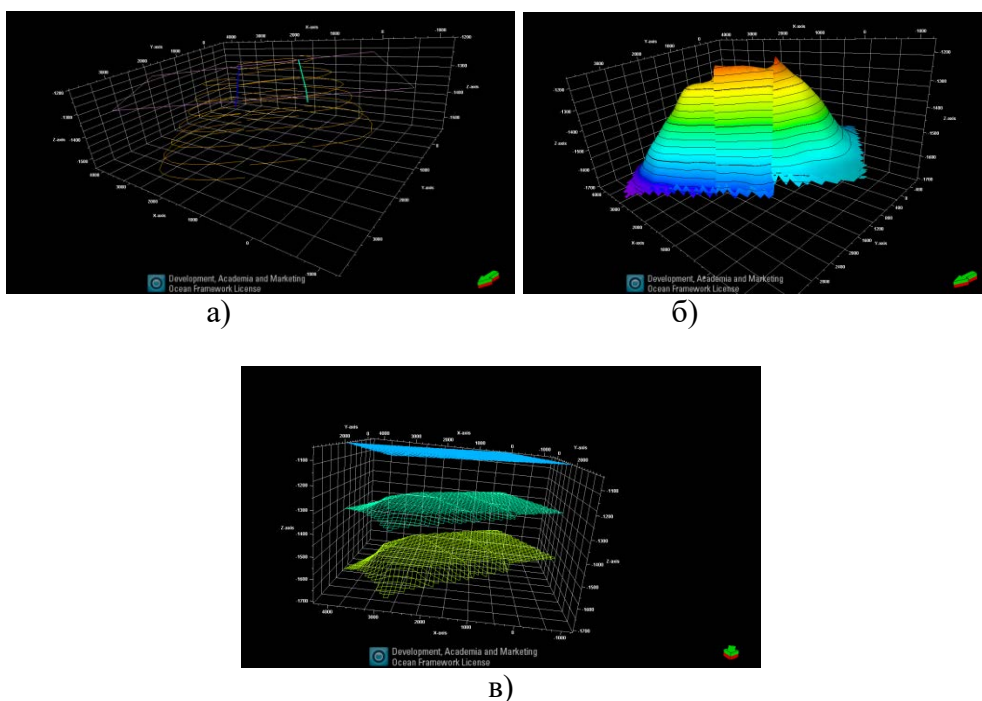
Постановка задачі дослідження

Для побудови статичної моделі родовища використовували програмне забезпечення Petrel компанії Schlumberger. Вхідними даними для побудови моделі родовища слугують промислові дані розробки, геофізичних досліджень свердловин, інклінометрії, положення контактів флюїдів, сейсморозвідки, розміщення свердловин та інші.

Для дослідження було створено гіпотетичне нафтогазове родовище. Вхідними даними слугували стандартні данні запропоновані програмою Petrel. Необхідні для побудови параметри: глибини залягання пластів, пористість, проникність, глибини ВНК та ГНК.

Методика дослідження та вихідні дані

Початковим етапом у процесі створення геологічної моделі родовища є виконання структурного моделювання. За допомогою створеної структурної карти відображена поверхня різних горизонтів, таких як покрівля та підшва, а також враховано наявність розломів. Процес побудови поверхні горизонту здійснено шляхом перенесення ізоліній з різних глибин та їх обмеження у тривимірному просторі, а також створення розломів (рис. 1а).



а) побудова ізоліній; б) побудова тривимірної моделі; в) формування структурного каркасу

Рис. 1. Побудова поверхні горизонту

На основі створених ізоліній формується тривимірна модель поверхні пласта, яка відображена на рис. 1 б. Для цього використовується функція Make Surface. Сформований структурний каркас пласта, який представляє собою тривимірну сітку з вертикальними та горизонтальними лініями, відому як 3D-грід. Для створення цієї 3D-сітки використовується функція Pillar Gridding на вкладці Structural Modeling. У даному випадку розміри комірок 3D-гріду складають 100 на 100 дюймів. Наступним етапом є ділення моделі по вертикалі на стратиграфічні інтервали. Він містить такі процеси як: Make Zones (ділення моделі на зони та шари) та Layering (розбивка на дрібніші прошарки, що задають комірки моделі) [5-7, 9].

Перед тим як приступити до моделювання, проведено детальний аналіз даних, ідентифіковано тренди, встановлено кореляції між різними властивостями та інше. З аналізу проектів розробки родовищ відомо, що пористість гірських порід може значно варіюватись. Значення пористості обираємо від 5 до 15%.

Просторовий розподіл пористості був здійснений саме в цьому діапазоні представлений на рис. 2. Цей розподіл був стохастично згенерований за допомогою методу Sequential Gaussian Simulation (метод Гаусса), який дозволяє створювати локальні варіації та відтворювати вихідні гістограми, враховуючи ранг розподілу значень.

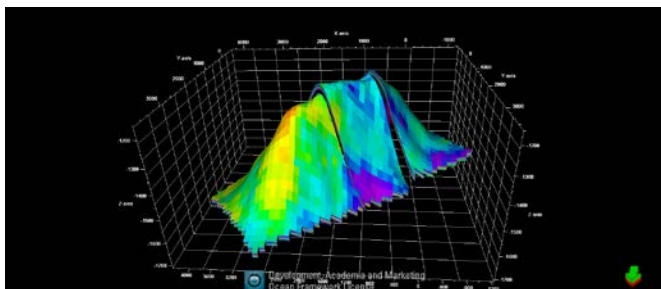


Рис. 2. Просторовий розподіл пористості

Створення просторового розподілу проникностей було створенно аналогічно. Задано діапазон зміни значень пористості від 25 мД до 32 мД для осі XY (горизонтальної) в двох напрямках. Для осі Z (вертикальної) задані значення проникностей є в 10 разів менше, враховуючи анізотропію. Задано контакти флюїдів. Make Contacts – це останній процес під вузлом Property Modeling. З допомогою цієї функції можна прикріпити необхідну кількість контактів, визначити тип контакту та його рівень фіксований або різний для всіх зон та сегментів. Так як досліджуване родовище є нафтогазовим, тому ми задаємо як і ВНК так і ГНК. Для задавання ВНК і ГНК потрібно знати його глибину розміщення. Для гіпотетичного родовища ВНК було розміщено на глибині 1400 метрів, а ГНК на глибині 1300 метрів. Результат побудови контактів зображено на рис. 3.

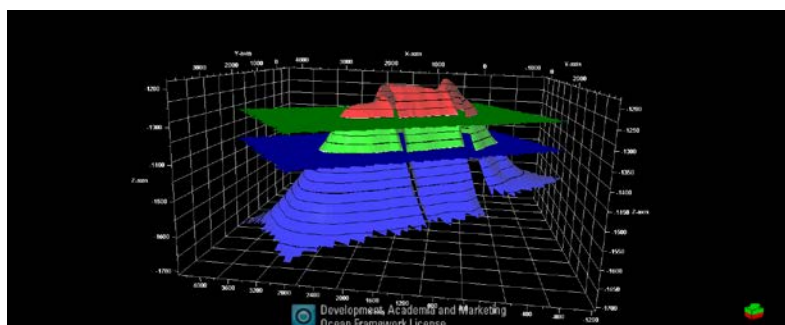


Рис. 3. Водогазонафтові контакти

Після створення статичної моделі, наступним етапом є формування гідродинамічної моделі. Цей процес виконано після побудови адресної геолого-математичної моделі та проведення аналізу геологопромислової інформації та даних геофізичного контролю над об'єктами розробки.

Для побудови гідродинамічної моделі використовуються різноманітні вхідні дані, такі як:

- дані про структуру модельованого об'єкта.
- інформація про кількість геологічних шарів та розподіл фільтраційно-ємнісних параметрів у них.
- дані про початкову насиченість колекторів фазами.
- інформація про проникності шарів.
- промислові дані про стан фонду свердловин, їх дебіти, приймальність, обводненість видобувної продукції та інші параметри.
- дані контролю за розробкою та інші відомості.

Для моделювання гідродинамічної системи використано модель нафти типу Black Oil. У цій моделі передбачено три фази, де вода і нафта не перемішуються і не обмінюються масами, а газ розчинений у воді та нафті. Припускаємо, що флюїди у пласті знаходяться при постійній температурі та перебувають у стані термодинамічної рівноваги. Залежності PVT в даній моделі представлені як функції об'ємних коефіцієнтів, газовмісту і в'язкості відтиску [10-14, 8].

Спочатку необхідно встановити початкові умови (Initial Conditions) та властивості пластових флюїдів. Для цього потрібні такі вхідні дані, як мінімальний та максимальний пластові тиски, пластова температура, тиск насичення нафти газом, густина нафти, густина газу та води, в'язкість нафти.

При побудові гідродинамічної моделі визначено такі вхідні дані для модельованого об'єкта: мінімальний пластовий тиск – 8 МПа, максимальний пластовий тиск – 35 МПа, пластова температура – 76,85°C, густина нафти – 800,9 кг/м³, густина газу – 0,811 кг/м³.

На рис. 4 представлені PVT (Pressure-Volume-Temperature) властивості створеної Black Oil моделі.

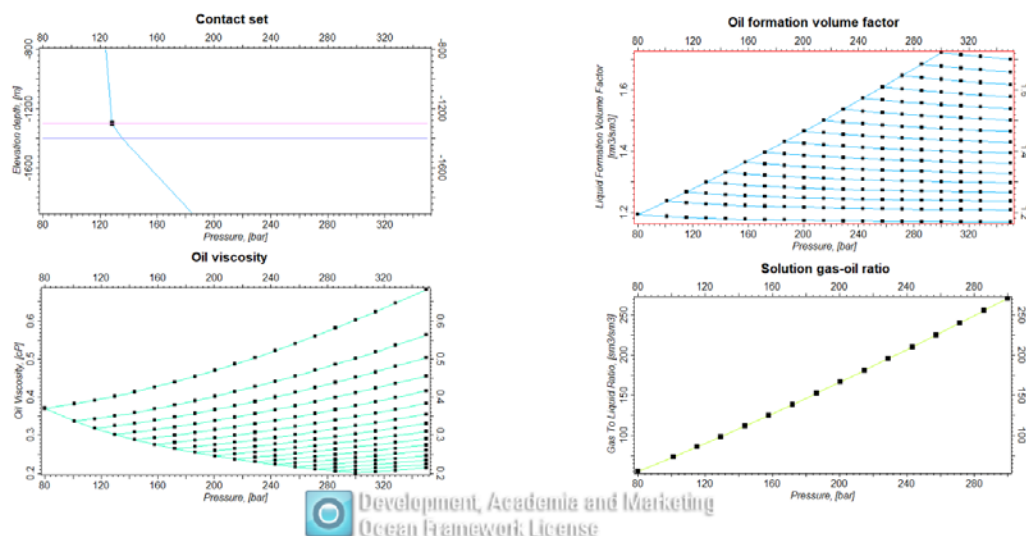
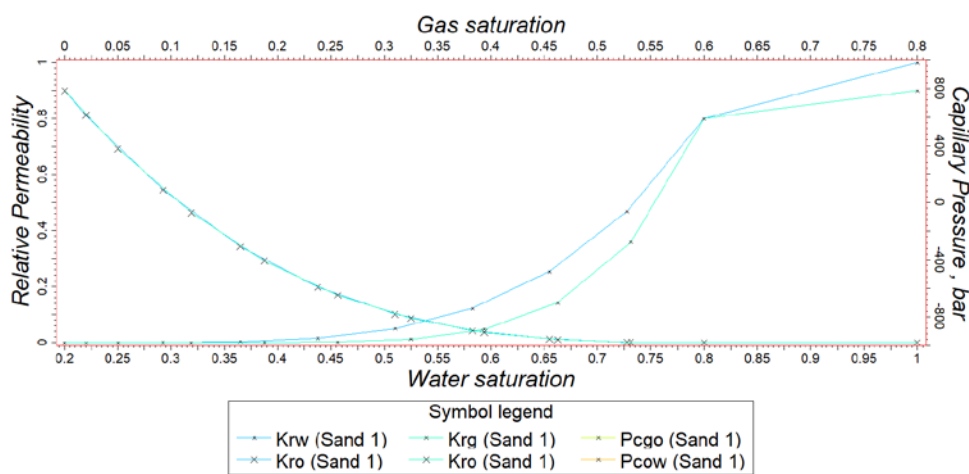
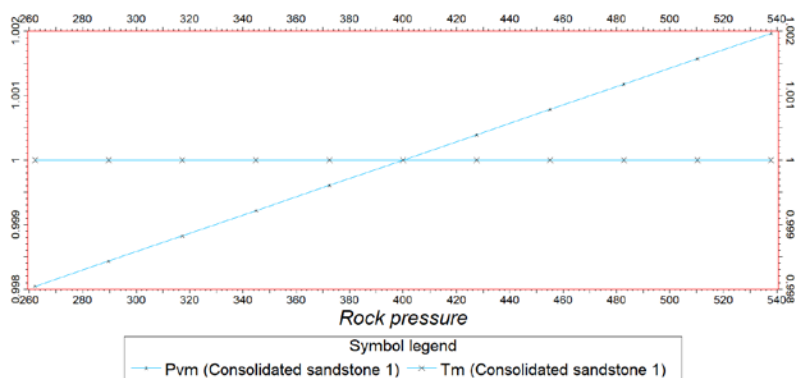


Рис. 4. PVT властивості створеної моделі флюїду

Також значущим етапом у формуванні моделі є моделювання властивостей порід пласту, яке здійснюється в модулі Rock Physics. Властивості породи визначаються на основі фазових проникностей для трьохфазної системи, які обчислюються на основі даних двофазної фільтрації в системах «нафта-вода» та «нафта-газ». У випадку трьохфазної фільтрації відносні фазові проникності для води (K_{rw}) і газу (K_{rg}) залежать виключно від відповідних насиченостей, в той час як відносна фазова проникливість для нафти (K_{ro}) стає функцією всіх насиченостей. Графічну залежність параметрів насичення та залежність пружних властивостей породи зображено на рис. 5.



a)



б)

Рис. 5. Залежність параметрів насичення а) та залежність пружних властивостей породи б)

Для отримання необхідних прогностичних показників проводиться адаптація моделі. Перший крок у цьому процесі – ініціалізація параметрів та оцінка геологічних запасів нафти на старті, враховуючи всю наявну геолого-промислову інформацію. На другому етапі адаптації метою є досягнення конвергенції розрахункових показників розробки з фактичними.

До контрольних параметрів моделі можуть входити:

- накопичені видобутки нафти та рідини;
- об'єм видобутку нафти та рідини;
- пластовий тиск та інші.

У випадку великих відмінностей між результатами комп'ютерної симуляції та реальними даними слід переглянути геологічну, гідродинамічну та петрофізичну моделі та коригувати параметри.

Для дослідження взято умовне родовище. Симуляція виконана за допомогою програмного модуля Front Simвід Petrel. Оскільки основною метою роботи є підвищення ефективності видобутку нафти, були визначені стратегії розробки за допомогою модуля Develop a strategy на вкладці Well Engineering, реалізовані в трьох варіантах. В кожному із варіантів змінною буде розміщення свердловин для того щоб знати оптимальний варіант їх розміщення. Для кожного варіанта буде використано 5 свердловин які забурюються одночасно. Кожна зі свердловин облаштована такими елементами: обсадна колона з цементуванням, експлуатаційна колона, колона НКТ, перфорація.

Для кожного із варіантів розробки родовища в Develop a strategy задаємо період симуляції з 2024 по 2044 роки. Також для реалізації розробки задаємо такі правила контролю: дебіт по нафті, тиск (для кожної свердловини).

В першому варіанті забурено 2 газових і 3 нафтових свердловин. Нафтові свердловини були розміщені рядами. Побудова свердловин там місце їх розташування зображено на рис. 6 а, б.

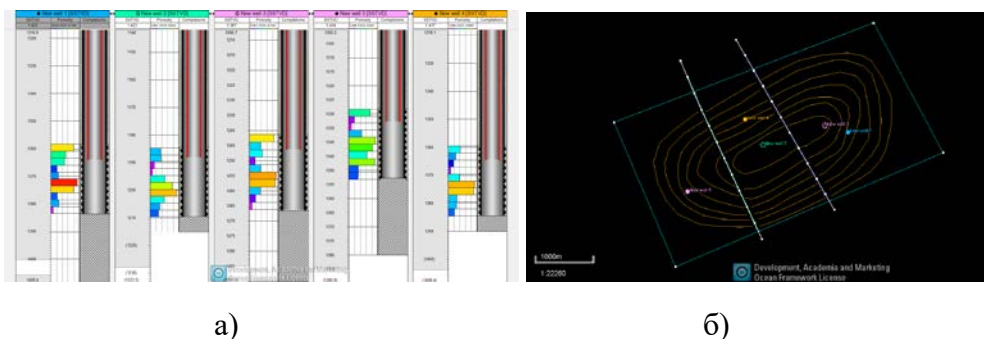


Рис. 6. Побудова свердловин а), там місце їх розташування б) – варіант I

В другому варіанті забурено 1 газову і 4 нафтових свердловин. Нафтові свердловини були розміщені по колу, 2 свердловини в одному розломі і дві інші по одній свердловині в розломі. Газова свердловина була забурена в центрі. Побудова свердловин та місце їх розташування зображено на рис. 7 а, б.

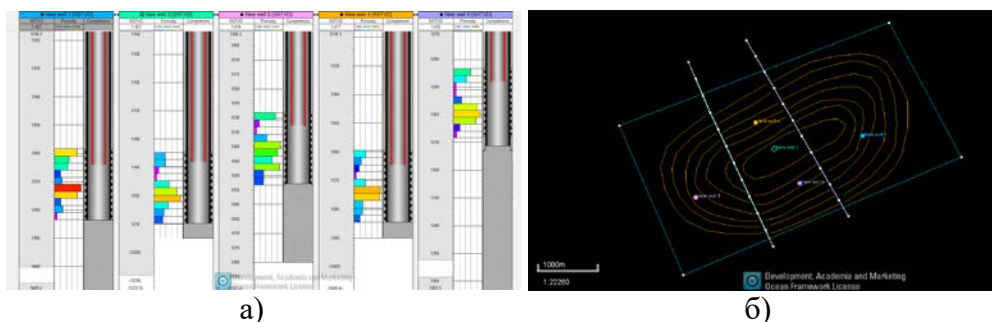


Рис. 7. Побудова свердловин а), там місце їх розташування б) – варіант II

В третій симуляції забурено 1 газову і 4 нафтових свердловин. Нафтові свердловини були розміщені по колу, 3 свердловини одному і 1 в іншому розломі. Газова свердловина була забурена в центрі. Побудова свердловин та місце їх розташування зображено на рис. 8 а, б.

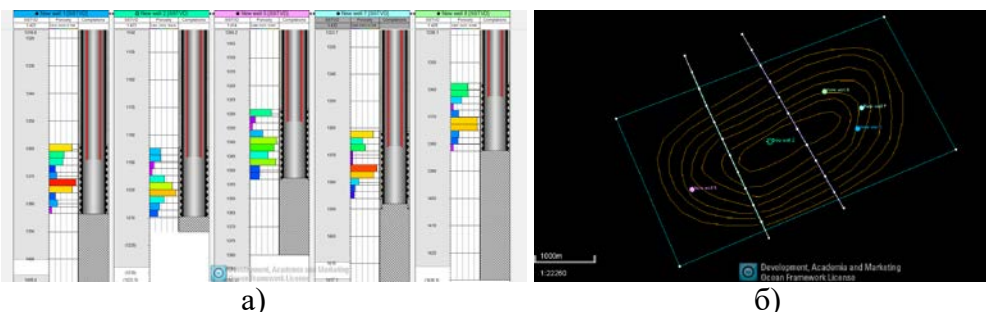


Рис. 8. Побудова свердловин а), там місце їх розташування б) – варіант III

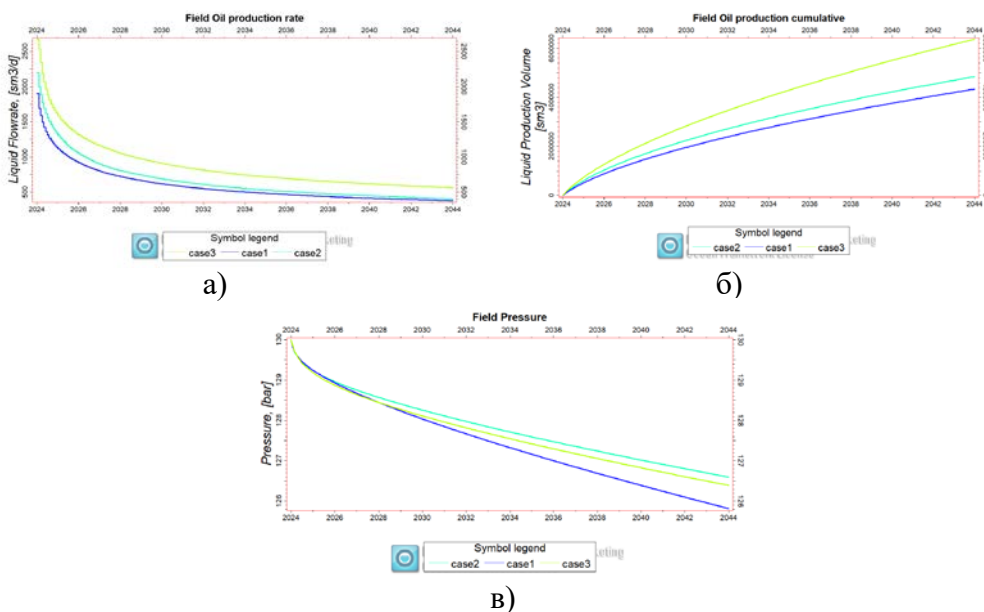
Для того щоб провести симуляцію користуємось функцією Define simulation в розділі Simulation. Результати розрахунків подаються у графічному варіанті. Вибираємо всі необхідні дані та відображаємо за допомогою Function Window.

Результати досліджень

Виходячи з отриманих результатів можна помітити, що в третьому кейсі, де розташування свердловин було кучним, спостерігається найбільший дебіт по нафті за весь період розробки. В другому кейсі через те що свердловини рівномірно розміщені по родовищі зменшення пластового тиску є найменшим. В першому кейсі все закономірно, було пробурено одразу дві газових свердловини через що видобуток по нафті в цьому випадку найменший. Також потрібно урахувати той факт, що в третьому варіанті свердловини були розташовані в найпористішу та найпроникнішу зону.

Для відображення розробки було обрано такі показники: загальний дебіт по нафті, sm^3/d ; пластовий тиск, bar; накопичений видобуток нафти, sm^3/d . Зміна показників зображено на рис. 9 а, б, в.

Тому для того щоб більш об'єктивно оцінити кожну зі стратегій, потрібно пробурити ще по 3 свердловини, для кожного кейсу відповідно його системі розробки. Після пробурення ми отримаємо більш конкретні результати щодо кожної системи розробки.



а) зміна дебіту по нафті; б) зміна накопиченого видобутку нафти;
в) зміна пластового тиску

Рис. 9. Зміна показників розробки за варіантами I, II, III

Продовжимо розробку родовища ще на 10 років та повторимо симуляцію. Результати отримуємо в графічному вигляді. Для подальшого аналізу достатньо відобразити тільки дебіт по нафті. Отриманий результат зображено на рис. 10.

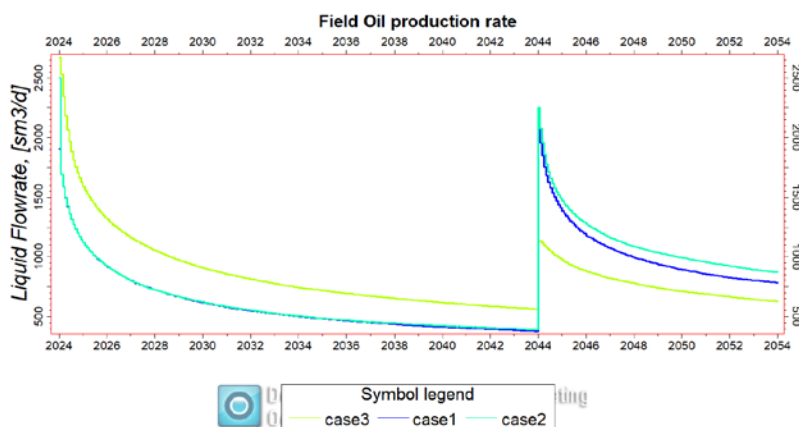


Рис. 10. Зміна в часі дебіту по нафті (2024 р. – 2054 р.)

На цьому графіку спостерігається що продовження розробки родовища кучним методом приводить до зниження дебіту нафти. Це може свідчити те, що зона яка активно експлуатується починає виснажуватись, тому цей метод не є доцільним в подальшому. В першій стратегії (розробка рядами) спостерігається активний підйом коефіцієнту нафтовилучення, але в подальшій експлуатації він не є таким доцільним, як другий варіант розміщення свердловин.

Розміщення свердловин по колу є найоптимальніший для розробки родовища серед розглянутих в цій роботі. Отже після проведення розрахунків розробки родовища отримуємо такі данні:

За першим варіантом розробки родовища розміщуючи свердловини рядами видобуток нафти становить $8106,75 \text{ тис.м}^3$, за другим варіантом – $8504,7 \text{ тис.м}^3$, за третім – $9217,86 \text{ тис.м}^3$. Нижче наведено порівняльну графічну залежність накопиченого видобутку по трьох варіантів розробки.

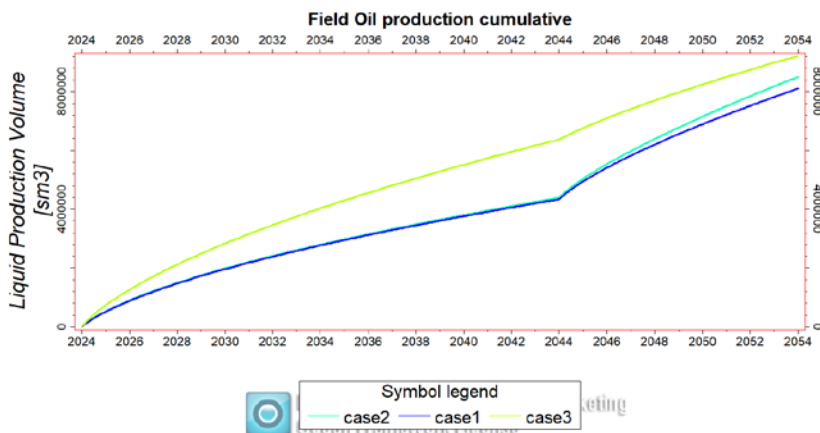


Рис. 11. Зміна в часу показників накопичення нафти (2024 р. – 2054 р.)

За графіком стає очевидно, що подальша розробка родовища круговою системою розміщення свердловин є найбільш ефективною. Це пов'язане з тим що свердловини рівномірно розміщенні по всій площині покладу і фільтрація нафти відбувається до кожної свердловин в однаковому обсязі протягом всього періоду розробки. Тому приблизно ще через 10 років розробки коефіцієнт нафтовилучення для другого варіанту буде найбільшим.

З цього можна зробити висновки, що при другому варіанті коефіцієнт нафтовилучення буде найбільшим. При цьому можна врахувати економічну частину роботи, що в такому випадку затрати для подальшої розробки будуть менше.

Досліджено вплив розміщення свердловин на коефіцієнт нафтовилучення з використанням програми-симулятора "Petrel". Отримані результати дозволяють зрозуміти важливі аспекти вибору оптимального розташування свердловин для максимізації видобутку нафти з родовищ.

Встановлено, що оптимальне розташування свердловин суттєво впливає на коефіцієнт нафтовилучення, що визначає ефективність видобутку ресурсів.

Отримані результати можуть бути застосовані під час проектування та експлуатації нафтових і газових родовищ з метою підвищення ефективності видобутку та забезпечення сталого розвитку нафтогазової галузі. Проведені дослідження становлять вагомий внесок у поглиблення знань про геологічні та інженерні особливості процесів видобування вуглеводнів і сприяють визначенню оптимальних стратегій для максимізації їхнього видобутку.

Література

1. Мороз, Л. Б. Аналіз методів підвищення нафтовилучення на родовищах Прикарпаття / Л. Б. Мороз, В. Д. Михайлюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – № 2. – С. 51-55. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1662>.
2. Jansen, J.D., Brouwer, R., Douma, S.G., 2009. Closed loop reservoir management. In: SPEReservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, U.S.A. <https://www.onepetro.org/spersc/proceedings/09RSS/09RSS/SPE-119098-MS/147043> onepetro.org+1.
3. Barros, E.G.D., Van den Hof, P.M.J., Jansen, J.D., 2019. Informed production optimization in hydrocarbon reservoirs. Optim. Eng. 1–24DOI: 10.1007/s11081-019-09432-7.
4. Jesmani, M., Bellout, M.C., Hanea, R., Foss, B., 2016. Well placement optimization subject to realistic field development constraints. Comput. Geosci. 20 (6),1185–1209DOI: 10.1007/s10596-016-9584-1.
5. Epelle, E.I., Gerogiorgis, D.I., 2019a. Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP) for production optimization of naturally flowing and artificial lift wells with routing constraints. Chem. Eng. Res. Des. 152, 134–

- 148https://www.research.ed.ac.uk/files/117092520/ChERD_EPELLE_OIL_MINLP_09.2019.pdf.
6. Epelle, E.I., Gerogiorgis, D.I., 2019b. A multiperiod optimization approach to enhance oilfield productivity during secondary petroleum production. *Comput. Aided Chem. Eng.* 46, 1651–1656 doi: 10.1016/B978-0-12-818634-3.50276-9.
 7. Awotunde, A.A., 2014. April. On the joint optimization of well placement and control. In: SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia. doi.org/10.2118/172206-MS.
 8. Ciaurri, D.E., Isebor, O.J., Durlofsky, L.J., 2010. Application of derivative-free methodologies to generally constrained oil production optimization problems. *Procedia Comput. Sci.* 1 (1), 1301–1310 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050910001468>.
 9. Datta-Gupta, A., King, M.J., 1995. A semianalytic approach to tracer flow modeling in heterogeneous permeable media. *Adv. Water Resour.* 18 (1), 9–24. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/030917089400021V>
 10. Wang, H., Echeverría-Ciaurri, D., Durlofsky, L., Cominelli, A., 2012. Optimal well placement under uncertainty using a retrospective optimization framework. *SPE J.* 17 (1), 112–121. <https://doi.org/10.2118/141950-PA>.
 11. Rahim, S., Li, Z., 2015. Well placement optimization with geological uncertainty reduction. *IFAC-Papers On Line* 48 (8), 57–62. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.08.157>.
 12. Krishnamoorthy, D., Foss, B., Skogestad, S., 2016. Real-time optimization under uncertainty applied to a gas lifted well network. *Processes* 4 (4), 52–69. <https://doi.org/10.3390/pr4040052>.
 13. Lie, K.A., 2019. An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781108591416>.
 14. Zandvliet, M., Handels, M., van Essen, G., Brouwer, R., Jansen, J.D., 2008. Adjoint-based well-placement optimization under production constraints. *SPE J.* 13 (4), 392–399. <https://doi.org/10.2118/105797-PA>.

Стаття надійшла до редакційної колегії 10.10.2025 р.

Прийнято до друку 20.10.2025 р.

STUDYING THE IMPACT OF WELL LOCATION ON OIL RECOVERY RATES

L. B. Moroz , O. O. Zagoskin 

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska St., 15;

tel. 0965065885, email: lesia.moroz.nung.edu.ua

Various well placement systems in oil fields were analyzed, and the impact of their configuration on the oil recovery factor was determined. A

hypothetical field created in the Petrel simulator was selected as the object of study, for which standard geophysical parameters were set and a model was constructed. As part of the study, a simulation of the field was created, wells were designed, and calculations were made of the impact of their location on development efficiency. The simulation results made it possible to assess the relationship between the geometry of well placement and the level of oil recovery from the formation.

A geological and hydrodynamic model of the field was constructed, on the basis of which the possibilities for increasing oil recovery were investigated. Three field development strategies were developed and analyzed, and the results were compared in terms of key performance indicators. Based on the results of computer modeling, the most optimal option for further development was determined, ensuring the highest level of oil recovery. The method for increasing oil recovery was selected for a circular well layout system, which, according to the flow rate data obtained, demonstrated the best performance.

Thus, the circular well layout system proved to be promising in terms of field development efficiency, uniform reservoir drainage, and rational use of reserves. The results obtained can be used to improve design solutions and increase the productivity of oil fields in real conditions.

Keywords: well, development, oilrecovery, modeling, flowrate, pressure.