

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.6

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-4(69)-7-14

ГІДРОДИНАМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЯК ОДИН З МЕТОДІВ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРО ЕФЕКТИВНУ РОЗРОБКУ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

О.Р. Кондрат, О.А. Лукін

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

Видобування нафти – це складний процес, який для реалізації економічно ефективних проектів потребує сучасних технологій, виробничого досвіду та відповідального персоналу. Моделювання процесів розробки нафтових родовищ є одним із методів дослідження об'єктів розробки на їх аналогах (моделях) з метою визначення або уточнення характеристик діючих чи проектних об'єктів.

Головною метою даної роботи є дослідження можливості та визначення ефективності застосування результатів гідродинамічного моделювання як одного з чинників прийняття рішень про подальшу розробку нафтових чи газових родовищ. Проведені дослідження щодо оптимізації системи розробки нафтового родовища вказали на основні напрямки та можливості збільшення нафтовилучення з виснажених нафтових родовищ, а процес гідродинамічного моделювання – як основний інструмент для вирішення таких завдань.

Для дослідження ефективності розробки нафтового родовища створена геолого-технологічна модель гіпотетичного родовища, для якої використані технологічні показники одного із реальних нафтових родовищ України. Гідродинамічну модель адаптували по всіх свердловинах за фактичними даними. Змодельовані також всі геолого-технологічні заходи, що проводились на родовищі. Проведено адаптацію історії розробки родовища. Оптимізація системи розробки родовища проводилась шляхом вдосконалення існуючої на реальному родовищі системи підвищення пластового тиску. Розглянуто різні варіанти дорозробки родовища. Серед них переведення однієї із видобувних свердловин у нагнітальні і навпаки переведення під нагнітання свердловин, які знаходяться у склепінній частині.

Ключові слова: розробка родовищ нафти і газу, геологічна модель, структурні поверхні, гідродинамічне моделювання, постійно діюча геолого-технічна модель (ПДГТМ), фільтраційна модель (ФМ), фільтраційно-емнісні властивості, адаптація історії розробки, прогнозування основних показників розробки.

Добыча нефти – это сложный процесс, для реализации экономически эффективных проектов которого необходимо наличие современных технологий, производственного опыта и ответственного персонала. Моделирование процессов разработки нефтяных месторождений является одним из методов исследования объектов разработки на их аналогах (моделях) с целью определения или уточнения характеристик действующих или проектных объектов.

Главной целью данной работы является исследование возможности и определение эффективности применения результатов гидродинамического моделирования как одного из факторов принятия решений о дальнейшей разработке нефтяных или газовых месторождений. Проведенные исследования по оптимизации системы разработки нефтяного месторождения указали на основные направления и возможности увеличения нефтеизвлечения из истощенных нефтяных месторождений, а процесс гидродинамического моделирования – как основной инструмент для решения таких задач.

Для исследования эффективности разработки нефтяного месторождения создана геолого-технологическая модель гипотетического месторождения для которой использованы технологические показатели одного из реальных нефтяных месторождений Украины. Гидродинамическую модель адаптировали по всем скважинам по фактическим данным. Смоделированы также все геолого-технологические мероприятия, которые проводились на месторождении. Проведена адаптация истории разработки месторождения. Оптимизация системы разработки месторождения проводилась путем совершенствования существующей на реальном месторождении системы повышения пластового давления. Рассмотрены различные варианты к разработке месторождения. Среди них перевод одной из добывающих скважин в нагнетательные и наоборот перевода под нагнетание скважин, находящихся в сводчатой части.

Ключевые слова: разработка месторождений нефти и газа, геологическая модель, структурные поверхности, гидродинамическое моделирование, постоянно действующая геолого-техническая модель (ПДГТМ), фильтрационная модель (ФМ), фильтрационно-емкостные свойства, адаптация истории разработки, прогнозирования основных показателей разработки.

Oil production is a complex process that requires modern technologies, work experience and responsible personnel to implement cost-effective projects. Oil field exploitation processes stimulation or modeling is a method for researching exploitation objects on their analogs (models) in order to determine characteristics of available projected objects and make them distinct.

The main objective of this research is to explore possibility and establishment of hydrodynamic stimulation results application effectiveness as a factor for decisions-making concerning oil or gas fields exploitation. The research, regarding optimization of oil field exploitation system, outlined the main directions and possibilities of oil extraction from depleted oil fields enhancement, and the hydrodynamic stimulation process as the main tool for solving such problems.

The study of efficiency of oil and gas field development presupposed developing geological and technological model of a hypothetical deposit with technological indicators of a real Ukraine deposit. The hydrodynamic model was adapted for all wells according to actual data. All geological and technological measures, carried out in the sight, were also modelled. Field exploitation history was adapted. Oil field exploitation system was optimized by improving the reservoir pressure enhancement system in the real field. Different variants of field exploitation were considered. They include the conversion of the producing well in the injection well, whereas the well in the vaulted part is injected.

Keywords: reservoir engineering, geological model, structural surfaces, hydrodynamic modeling, filtration model, filtration-volumetric parameters, history matching, prediction of oil-field performance.

Вступ. Побудова постійно діючих геолого-технічних моделей (ПДГТМ) вже давно стала складовою технологічних процесів обґрунтування доцільності буріння свердловин і складання проектів розробки родовищ вуглеводнів.

В Україні побудова ПДГТМ, вважається відносно молодим напрямком, який виник у ході розроблення математичних принципів і алгоритмів тривимірного моделювання, розвитку суміжних областей геологічної та геофізичної обробки і інтерпретації 3D-сейсмозвідки. Поява потужних комп'ютерів та робочих станцій уможливила швидке виконання складних математичних розрахунків та розроблення комерційних програм, які забезпечують виконання циклу побудови ПДГТМ (імпорт даних, кореляція, побудова карт та кубів фільтраційно-ємнісних властивостей, візуалізація, аналіз даних, побудова графіків тощо).

Таким чином, за геолого-фізичними даними про властивості родовища вуглеводнів, шляхом аналізування можливих систем і технологій його розробки отримують кількісні уявлення про процес розробки загалом.

Цифрова фільтраційна (гідродинамічна) модель (ФМ, ГДМ) представляє собою об'єкт у вигляді двовимірної або тривимірної сітки комірок, кожна з яких характеризується набором ідентифікаторів і параметрів. У порівнянні з геологічною, фільтраційна модель додатково включає динамічні характеристики пластових процесів, а саме, граничні умови та промислові дані по свердловинах (траєкторії свердловин, місячні дебіти (витрати) фаз, режими роботи, пластові та вибійні тиски, проведенні геолого-технічні заходи (ГТМ) тощо).

Гідродинамічне моделювання виконується за допомогою програм, котрі реалізують числове розв'язання системи рівнянь, що описують фільтрацію пластових флюїдів і запомпювання у пласт агентів з урахуванням їх взаємодії з породою, міжфазових явищ та фазових переходів. Фільтраційна модель дає змогу відтворювати історію розробки та прогнозувати динаміку зміни основних показників розробки родовища вуглеводнів [1-3].

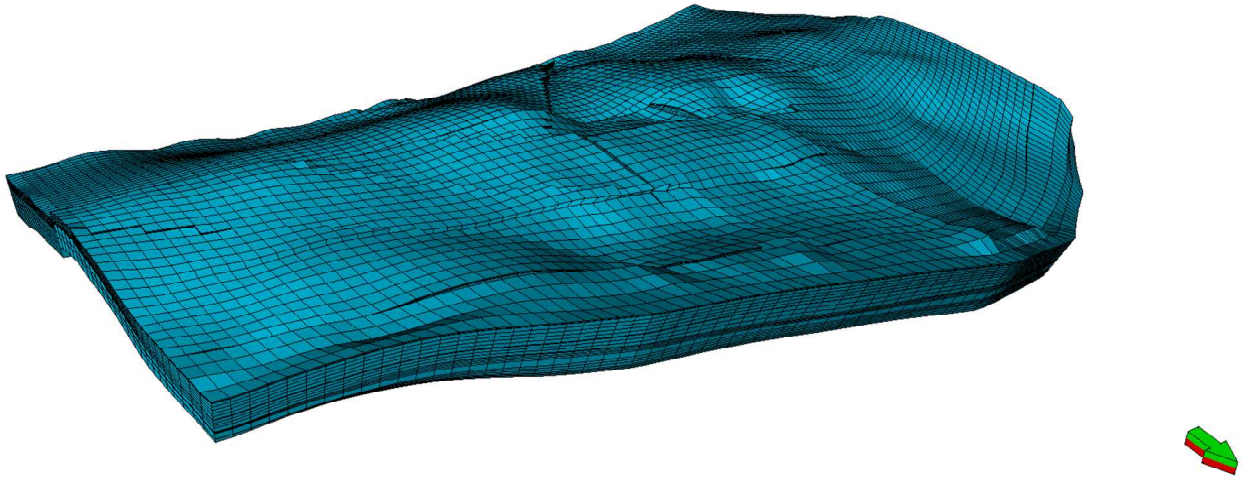


Рисунок 1 – Структурний каркас для модельного дослідження

Основні принципи застосування симулятора Eclipse 100

Спочатку інженер створює файл вхідних даних для “Eclipse” з розширенням *.DATA, що містить повний опис моделі пласта, яка складається з: характеристик пласта, пластового флюїду, скелету породи; початкових умов свердловин та їх фазових витрат.

Вхідний файл – це текстовий файл, що складається з ключових слів, якими поділений на секції, та коментарів. Кожна з секцій DATA-файлу має свою мету, а ключові слова до них мають спеціальний синтаксис, що подекуди може збігатись чи бути подібним.

Дані про геометрію і властивості елементів симуляційної сітки обробляються у більш зручній для розрахунків формі. Для кожної комірки програма “Eclipse” розраховує густину пор, їх насиченість флюїдами та забезпечує зв’язок з іншими комірками, через які можливий рух пластових флюїдів.

Відтак, визначаються властивості флюїду та гірської породи. Термін “ властивість флюїду” стосується набору вхідних таблиць, які ефективно відображають поведінку кожної з фаз, а термін “властивості гірської породи” стосується до наборів вхідних таблиць відносних проникностей та капілярного тиску в залежності від насиченості пласта. За вхідними таблицями визначають співвідношення між зв’язаним, критичним та максимальним насиченням кожною фазою, звідси ж отримують дані для розрахунку перехідної зони та визначення співвідношення фаз у потоці. Ці дані суттєво впливають на результати розрахунку видобутку кожної фази, обводнення продукції та газовмісту.

Для визначення початкових умов “Eclipse” необхідно задати глибину водонафтового та газонафтового контактів та тиск на глибині. Симулятор використовує цю інформацію у поєднанні з більшою частиною інформації з попередніх секцій для розрахунку початкових градієнтів гідростатичного тиску в кожній зоні пласта та розподіли первинної насиченості для кожної фази в кожній комірці. Цей процес ще називають “ініціалізацією” моделі.

Остання секція *.DATA файлу – це місце, з якого фактично розпочинається симуляція. Свердловини пробурені, перфоровані та відкриті для отримання рідини, що протікає резервуаром. “Eclipse” має можливість виводити інформацію про результати симуляції та відображати прогрес на кожен дату моделювання, яку задає користувач. Після завершення роботи симулятора, вихідні дані організуються за допомогою текстових редакторів та пост-процесорів різного ступеня складності [1-3].

Структурний каркас, побудований для модельного дослідження об’єкту, є об’ємною сіткою з великою кількістю комірок в координатах X, Y і Z, кожна з яких характеризується ознаками породи (колектор – не колектор) і значеннями фільтраційно-емнісних характеристик (пористість, початкова нафтонасиченість, проникність).

Розмір сітки тривимірної геологічної моделі обирають за відстанню між свердловинами. Так, горизонтальний розмір комірок вздовж осей X та Y складає 40x50 м. Для змодельованого на рис. 1 об’єкту прийнято модель з комфортним заляганням шарів відносно покрівлі та подошви пласта, тому об’єм між структурними поверхнями поділений на рівну кількість шарів із пропорційною зміною товщини.

Таблиця 1 – Розмірність тривимірної геологічної моделі

Кількість комірок			Розмір комірок, м			
X	Y	Z	X	Y	Z	
106	52	23	40	50	2.5	126773

Модель розповсюдження фільтраційно-смієсних властивостей

Створену на попередньому етапі геометричну сітку необхідно наповнити значеннями, які відображають ті чи інші петрофізичні властивості. При цьому робиться припущення, що кожній комірці може бути присвоєно лише одне значення кожного з параметрів.

Піщанистість “NTG” моделюють за картою піщанистість шляхом поділу ефективних товщин на загальні стратиграфічні товщини, які відповідають структурному каркасу 3D-моделі.

Коефіцієнт пористості моделюють стохастичним методом. Такий підхід до відображення

фільтраційної характеристики пласта володіє певним порогом невизначеності, що проявляється у зміні фільтрації під час адаптації історії розробки модельованого об’єкту.

Розподіл за об’ємом коефіцієнта пористості проводили лише для комірок з нульовим значенням NTG.

Згідно з петрофізичними даними граничне значення пористості складає 8%. Аналогічно за допомогою підібраних користувачем залежностей будується розподіл проникності у трьох напрямках.

Моделювання початкового нафтонасичення

Для визначення відмітки поверхні ВНК використовувались результати випробувань свердловин. Наступним етапом моделювання є побудова поверхні контакту для пласта, нижче якої колектор вважається водонасиченим. Куб початкової нафтонасиченості будують за висо-

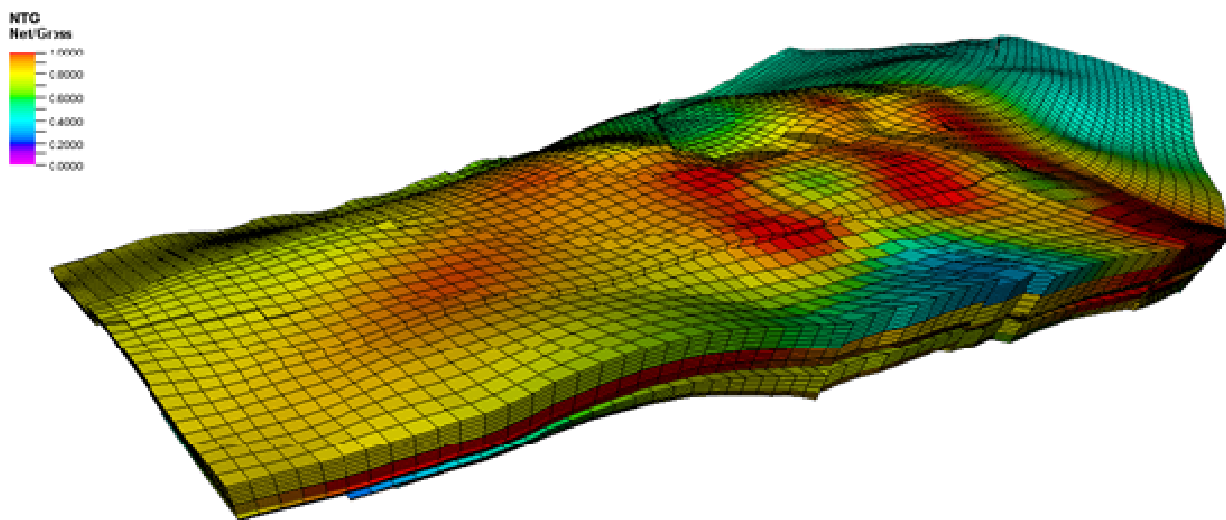


Рисунок 2 – Розподіл NTG властивості ґрід

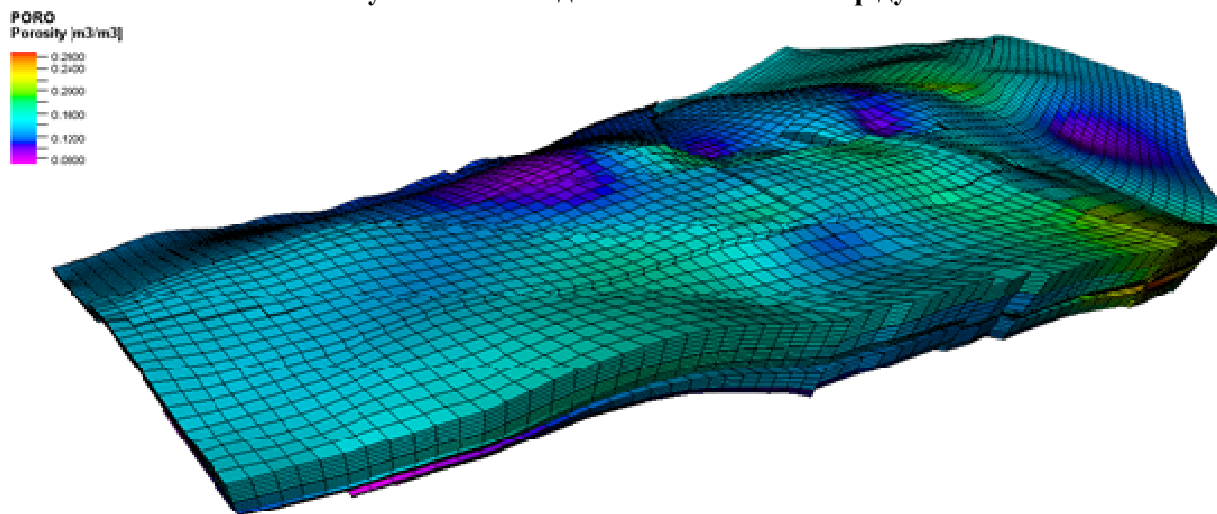


Рисунок 3 – Розподіл PORO властивості ґрід

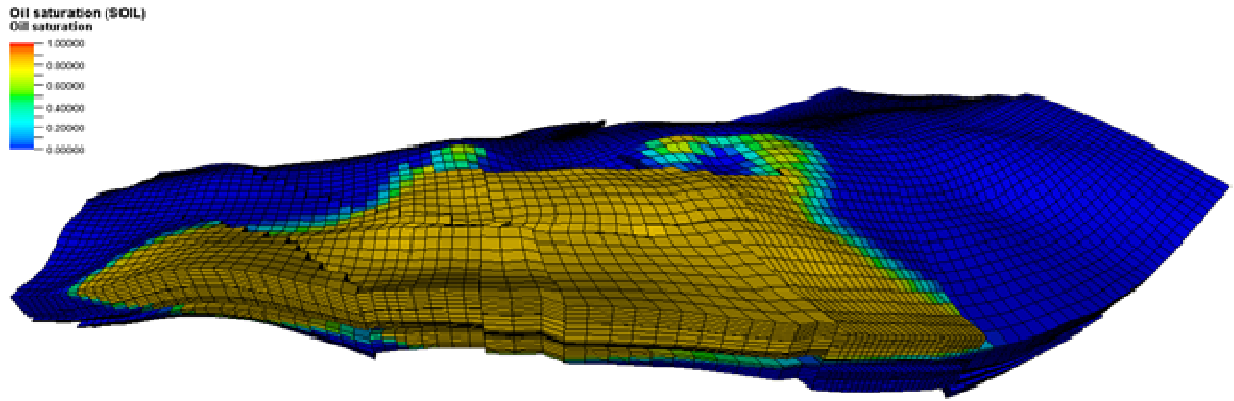


Рисунок 4 – Візуалізація початкової нафтонасиченості

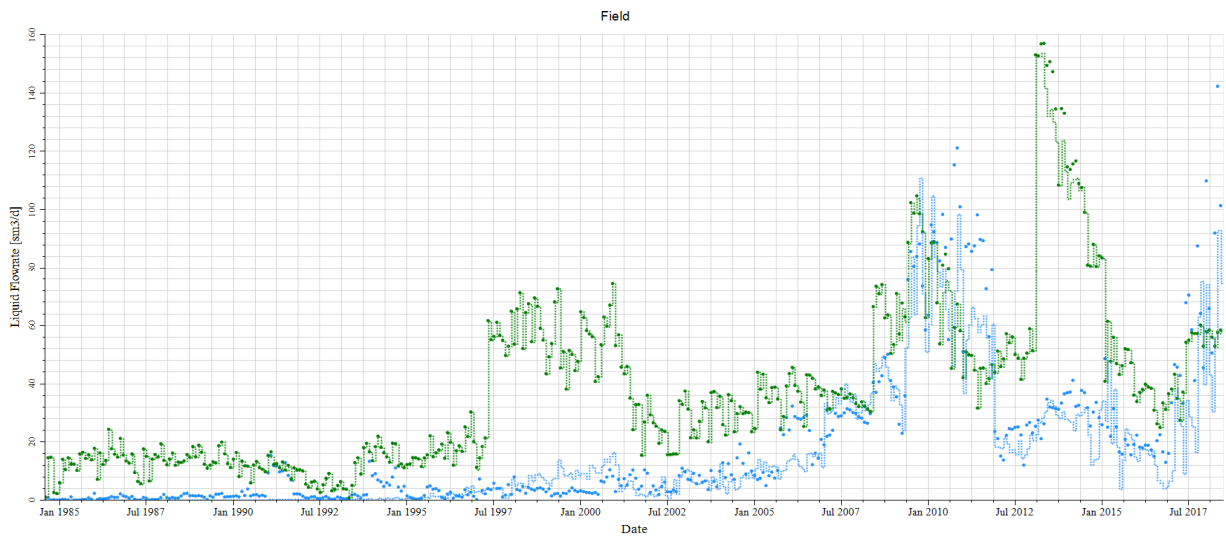


Рисунок 5 – Адаптація історії видобутку нафти та води

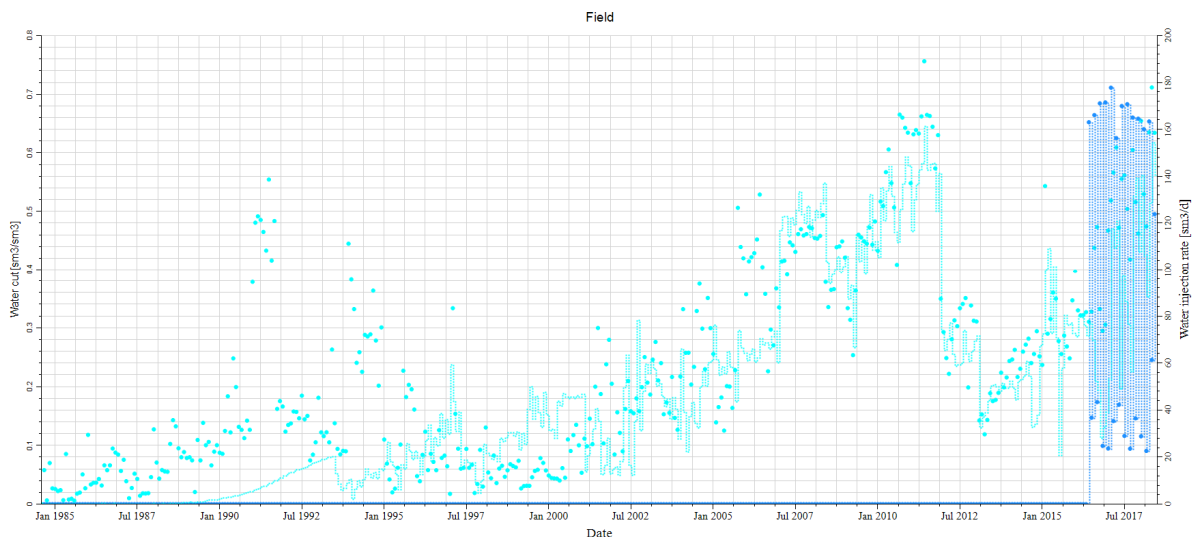


Рисунок 6 – Адаптація історії нагнітання та обводненості продукції

тою над рівнем ВНК, з прив'язкою куба на дані по свердловинах, усереднених за побудованою сіткою.

Відтворення історії розробки родовища

Технологічні показники розробки горизонту імпортовані до симулятора з кроком в один місяць від початку розробки станом на дату

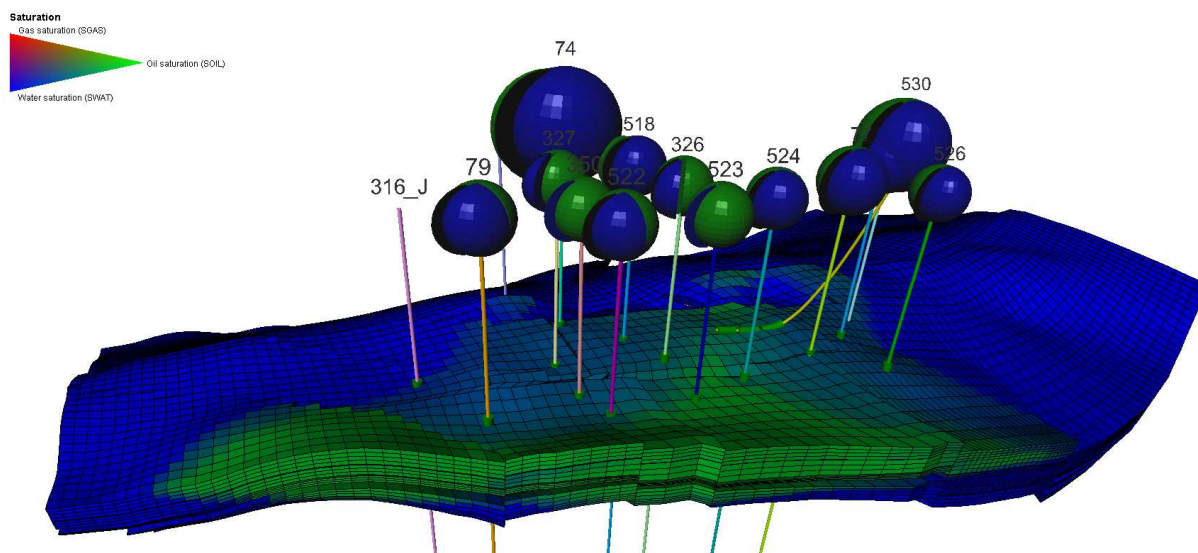


Рисунок 7 – Співвідношення фаз флюїду для випадку постійного нагнітання води свердловиною 316 в об’ємі 600 м³/д станом на 2040 рік

30.06.2018 року. Контроль видобувних свердловин здійснювали за відбором нафти, а нагнітальних – за об’ємом води, що запомповується. Гідродинамічну модель адаптували по всіх свердловинах за відомими технологічними та експлуатаційними даними, такими як: інтервали перфорації, дебіти нафти, води, газу; фактичні коефіцієнти експлуатації свердловин. Моделювання геолого-технологічних заходів, таких як гідравлічний розрив пласта, солянокислотне оброблення, виконується за допомогою від’ємних значень скін-факторів на зв’язках “свердловина – пласт”.

Адаптація історії розробки моделі горизонту задовольняє загальноприйнятій допустимій розбіжності між вимірними даними та результатами розрахунку в 5 – 7 %, тому, модель може бути застосована для прогнозування основних показників розробки родовища.

Слід зауважити, що програмний продукт “Eclipse” не дає змоги врахувати наявність та характеристики підземного чи наземного обладнання свердловин, а враховує лише рух флюїду в пласті через зв’язок продуктивного пласта зі свердловиною. Для доповнення моделі і врахування трубної гідравліки та руху флюїду до пунктів збору продукції рекомендується продовжити роботу з доповненням ПДГТМ програмними продуктами “PipeSim” та “Olga”.

Прогнозування основних показників розробки

З метою оптимізації та підвищення ефективності розробки на родовищі застосовується система ППТ, а тому виникає потреба в моде-

люванні процесу заводнення за різними варіантами. Симуляцію процесу нагнітання проводили за базовим варіантом (адаптованим до історії розробки моделі), за умови **постійного нагнітання води свердловиною 316_J**.

З метою підвищення кінцевого коефіцієнту нафтовилучення запропоновано розглянути такі варіанти обводнення пласта (покладу) [4-6]:

- переведення свердловини № 79 під нагнітання із збереженням загального обсягу нагнітання по покладу у межах 600 м³/добу;

- переведення під нагнітання свердловин 326 та 327, пробурених у склепінні із збереженням загального нагнітання по покладу у межах 600 м³/добу.

Зміна 3D-розподілу співвідношення фаз для наведених вище варіантів та їх порівняння відображено на рисунках 8 – 9.

Для детального аналізу зміну видобутку нафти, обводненість продукції та накопичений відбір нафти відображено у вигляді графіків на рис. 10 – 11. Тут штрих-пунктирною лінією відображено варіант із постійним нагнітанням води свердловиною 316, крапками – випадок переведення свердловини 79 під нагнітання, пунктир-крапкою – варіант із переведенням під нагнітання свердловин 326 та 327.

Отже, з наведених вище результатів можна зробити висновок, що оптимальним варіантом з досягненням найвищого накопиченого відбору нафти та найменшого накопиченого відбору води є варіант із переведенням під нагнітання свердловини №79 з одночасним збереженням загального нагнітання у поклад на рівні 600 м³/добу.

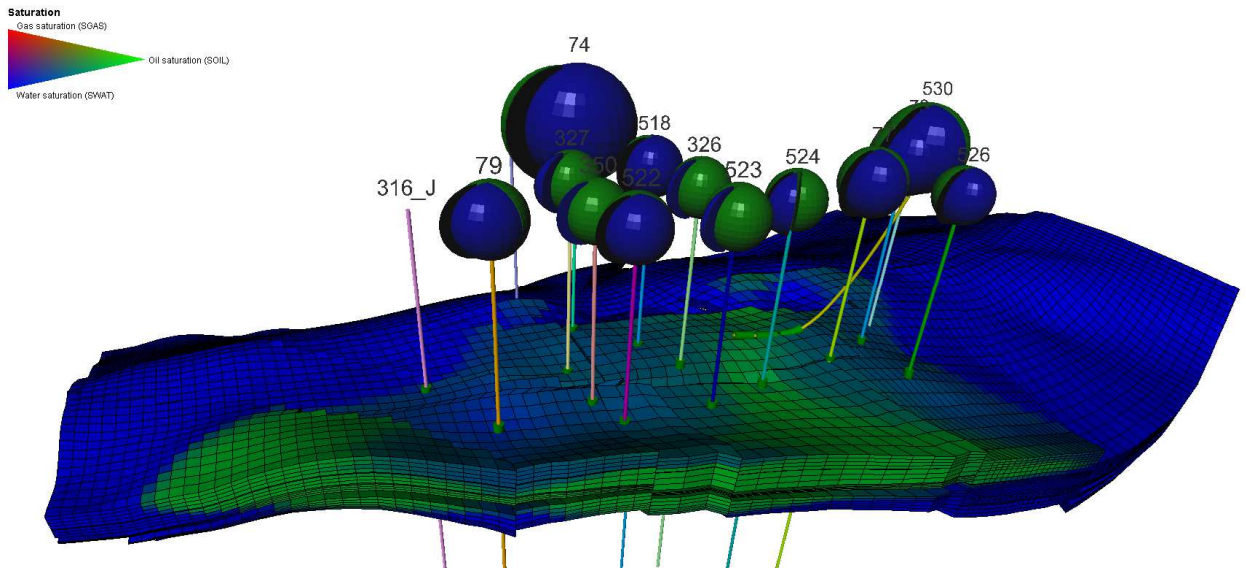


Рисунок 8 – Розподіл співвідношення фаз станом на 2040 рік для випадку переведення свердловини 79 під нагнітання

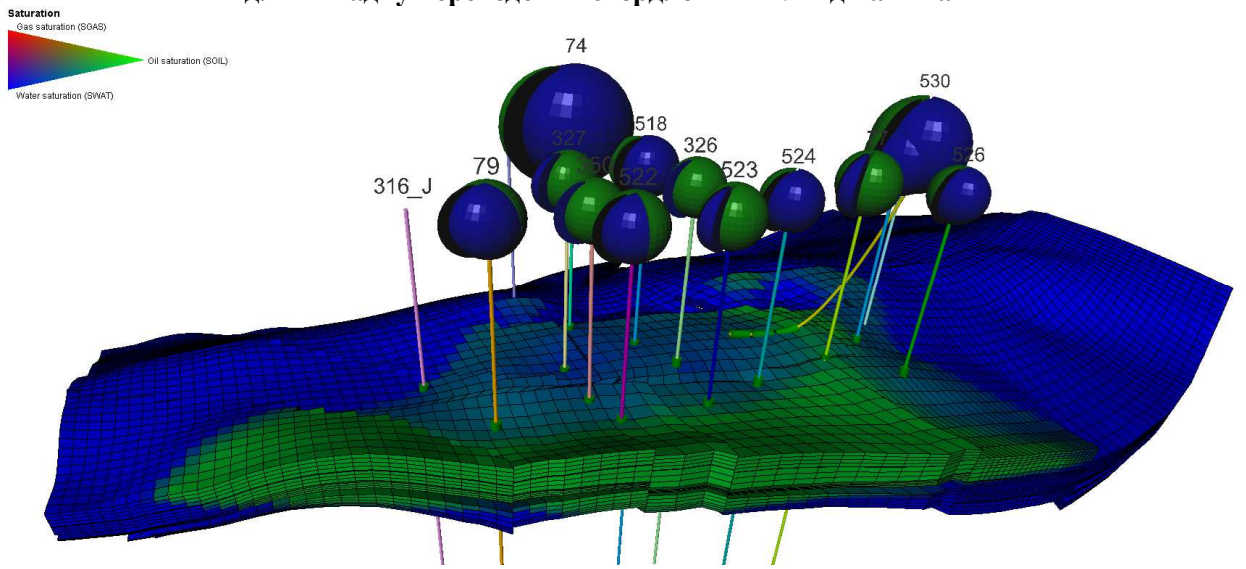


Рисунок 9 – Розподіл співвідношення фаз станом на 2040 рік для випадку переведення свердловин 326 та 327 під нагнітання

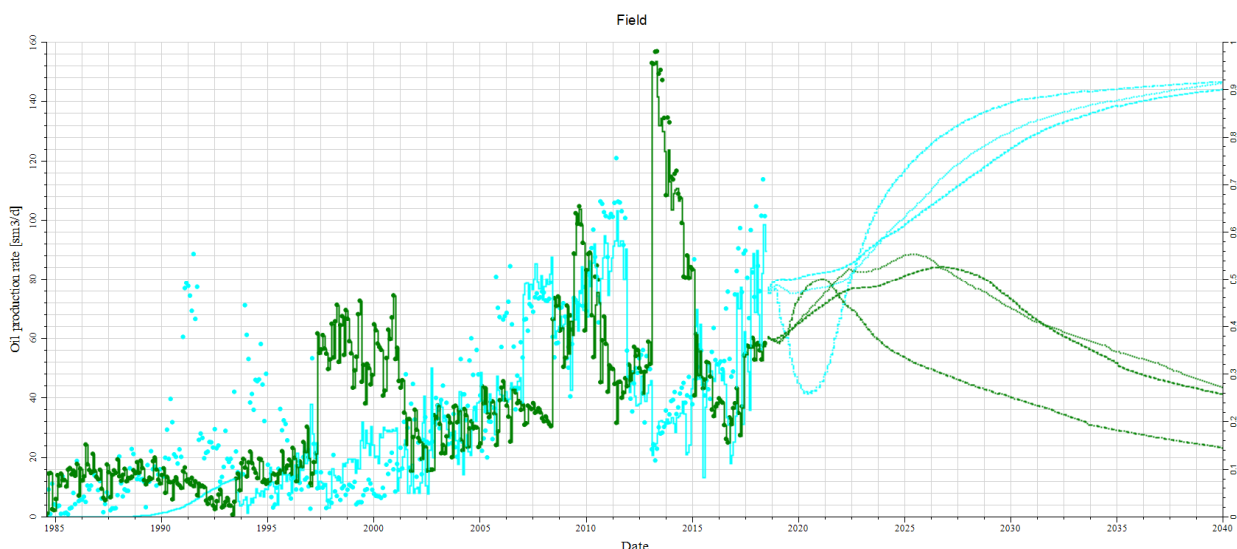
Висновки

Прискорений розвиток технологій та суспільних потреб вимагає від інженерів-нафтовиків не лише вміння працювати з наявною технікою, але й спроможності грамотно, самостійно освоювати нові технології та виконувати роботи у відповідності зі світовими стандартами.

Нафтогазовидобувний комплекс України, безумовно, потребує впровадження новітніх технологій не лише у сектор виробництва, але і в сам процес проектування розробки нафтових і газових родовищ. На заміну складним і громіздким аналітичним розрахункам руху флюїдів у пласті приходять розроблені провідними компаніями світу гідродинамічні симулятори, здатні врахувати особливості кожного нафтогазово-

го об'єкту зокрема. Тому зараз, як ніколи раніше, галузь потребує спеціалістів, які володіють методами моделювання розробки нафтогазових родовищ.

Отже, під час прийняття рішень про подальшу розробку нафтових чи газових родовищ необхідно враховувати усю наявну статистичну інформацію та історію розробки об'єктів, систематично проводити контроль за якістю вхідної інформації, що використовується під час побудови гідродинамічної моделі родовища. При цьому вкрай важливою є тісна взаємодія між виробничниками та спеціалістами з моделювання. Не можна допускати розриву послідовності процесу моделювання та відкидати співпрацю зі спеціалістами з інтерпретації сейсмічних даних, геофізичних досліджень свердловин та геологами.



--- - постійне нагнітання св. 316;
 - переведення св. 79 під нагнітання;
 -.-.- - переведення св. 326 та 327 під нагнітання

Рисунок 10 – Зміна видобутку нафти та обводненості в часі (FOPR, FWCT)

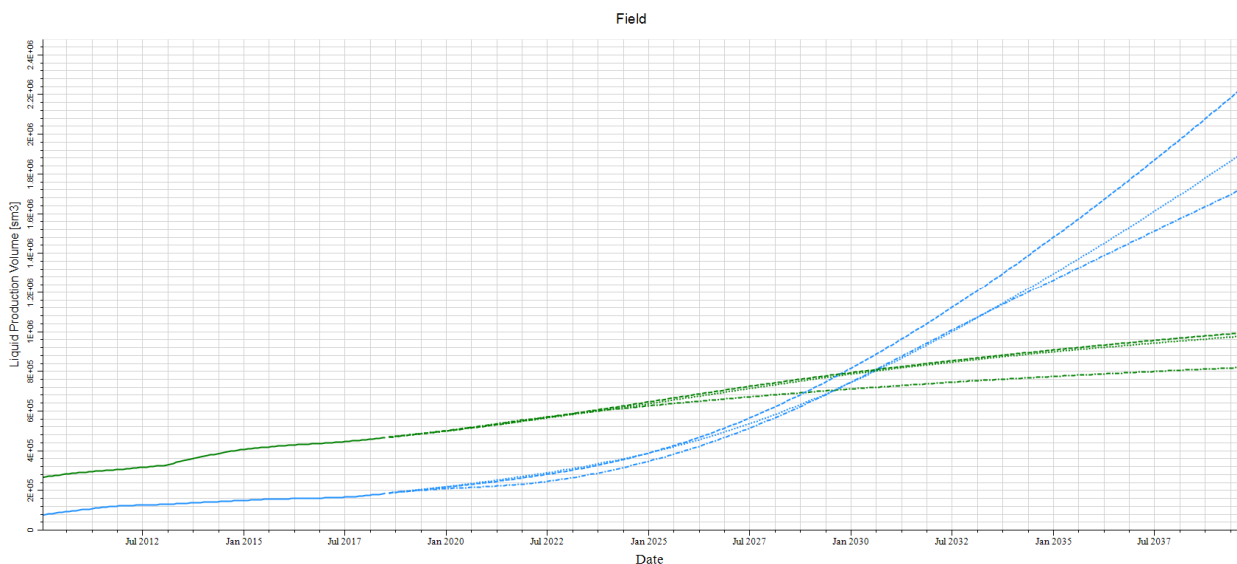


Рисунок 11 – Зміна накопиченого видобутку нафти та води в часі (FOPT, FWPT)

Література

- 1 Eclipse 100 Industry-reference reservoir simulation, Reference manual.
- 2 SIS Petrel fundamentals and reservoir engineering workflow/solutions training.
- 3 Coats, K.H.: Simulation of Oil Reservoir Performance, SPE Symposium Reservoir Simulation, New Orleans, 1982, SPE 10512
- 4 Индрупский И.М. К повышению эффективности уплотнения сетки скважин / Закиров Э.С., Кондрат А.Р. // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 10. – С. 46-52.
- 5 Кондрат О. Р. Прикладні і теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу і нафти: дис. д-ра техн. наук: 05.15.06, Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2014. – 430 с.

6 Дорошенко В. М. Напрямки вирішення проблеми розробки виснажених родовищ нафти і газу / В. М. Дорошенко, Д. О. Єгер, Ю. О. Зарубін [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №4. – С. 108- 110.

Стаття надійшла до редакційної колегії
 08.11.18

Рекомендована до друку
 професором **Тарком Я.Б.**
 (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
 професором **Дорошенко В.М.**
 (Центральна комісія з розробки газових,
 газоконденсатних, нафтових родовищ
 Міністерства енергетики та вугільної
 промисловості України, м. Київ)