

ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМ РОЗРОБКИ ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ СВЕРДЛОВИНАМИ НА РОДОВИЩАХ З ВАЖКОВИДОБУВНИМИ ЗАПАСАМИ НАФТИ І ГАЗУ

А.О.Васеньова, М.В.Гунда, Р.І.Дівончук, О.В.Ластовецька, П.М.Сміх

*ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України",
03035, м. Київ, вул. Урицького, 45, тел/факс: (8 044) 585 02 15, e-mail: Gunda@nng.com.ua*

Приведены результаты создания постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ) нефтяных залежей Орховичского, Зачепиловского и Юлиевского месторождений, запасы нефти которых относятся к категории трудноизвлекаемых. Достигнутые результаты являются подтверждением необходимости применения ПДГТМ для моделирования процессов разработки месторождений, в частности, для четкого определения величины и распространения остаточных запасов в залежах месторождений с длительной историей разработки, для оценки необходимости применения технологий интенсификации добычи и при прогнозировании уровней добычи углеводородов.

Results of creation of permanent geology-technological models (PGTM) of oil deposits of Orhovyske, Zachepylivske and Yulivske fields with hard-recoverable reserves are considered. The above results confirm necessity of usage of PGTM for simulation of processes of field development, especially for precise determination of value and distribution of residual reserves for field deposits with long history of development, for estimation of necessity of production stimulation technologies application and prediction of hydrocarbon recovery levels

Погіршення структури запасів вуглеводнів в процесі розробки родовищ потребує впровадження новітніх технологій, які спрямовані на залучення до дорозробки важковидобувних та виснажених залишкових запасів. Стабілізація та можливе подальше нарощування видобутку нафти і газу з родовищ з важковидобувними запасами базується на комплексному та системному удосконаленні існуючих систем розробки з використанням усього арсеналу сучасних технічних і технологічних засобів.

Одним із пріоритетних напрямів вдосконалення систем розробки і значного підвищення їх інтенсивності є розробка технічних рішень за результатами створення постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ). Створення ПДГТМ дає змогу уточнити геологічну і гідродинамічну моделі покладів вуглеводнів, з'ясувати та краще зрозуміти процеси фільтрації з наближення їх до реальних умов. За рахунок отриманих результатів моделювання визначаються ефективні заходи з вдосконалення існуючих систем розробки, використовуючи інноваційні технології буріння, інтенсифікації видобутку та підвищення вуглеводневилучення. Зокрема, ПДГТМ дає змогу визначити та оцінити наявність застійних, слабкодренованих зон або пластів у покладі через неоднорідність колекторів за площею і розрізом та вжити необхідних заходів з метою залучення їх у розробку.

В багатьох країнах світу (США, Канада, Норвегія тощо) широке використання ПДГТМ на різних стадіях промислового освоєння родовищ нафти і газу дало можливість не тільки стабілізувати видобуток нафти і газу, але і розпочати нарощування видобувних запасів вуглеводнів, на рівні 20-60 % від загального приросту за рік, у тому числі і на родовищах, які зна-

ходяться на завершальній стадії розробки. ПДГТМ широко використовується на етапі складання проектних технологічних документів, починаючи зі стадії геологічного вивчення нових родовищ, що забезпечує високу точність геологічних моделей покладів та технологічну ефективність систем розробки. Не менш ефективним є використання ПДГТМ під час проведення геолого-промислового аналізу на "старих" родовищах. Він дає змогу не тільки приростити запаси і оптимізувати існуючу систему розробки, але і за рахунок впровадження новітніх технологій і обладнання та реалізації постійного моніторингу і управління процесами розробки родовищ досягти на родовищах технологічних показників періоду максимального видобутку.

На даний час в Україні недостатньо використовуються програмні комплекси, які базуються на методах математичного моделювання реальних процесів розробки нафтових і газових родовищ, що призводить до складання проектних технологічних документів на рівні 70-80 рр. минулого століття та малої ефективності застосування прогресивних технологій. При тому, що експертні оцінки ефективності математичного моделювання реальних процесів розробки нафтових і нафтогазових родовищ підтверджують можливість досягнення більшого на 5-10% коефіцієнта вилучення нафти (КВН) та збільшення поточного видобутку нафти на 5-25%.

Використання постійно діючих геолого-технологічних моделей продуктивних покладів дає змогу під новим кутом зору оцінити нереалізовані можливості родовищ України, переважна більшість яких відносяться до виснажених з важковидобувними запасами вуглеводнів, здійснити оперативне відстеження зміни структури запасів, оцінити на перспективу ефектив-

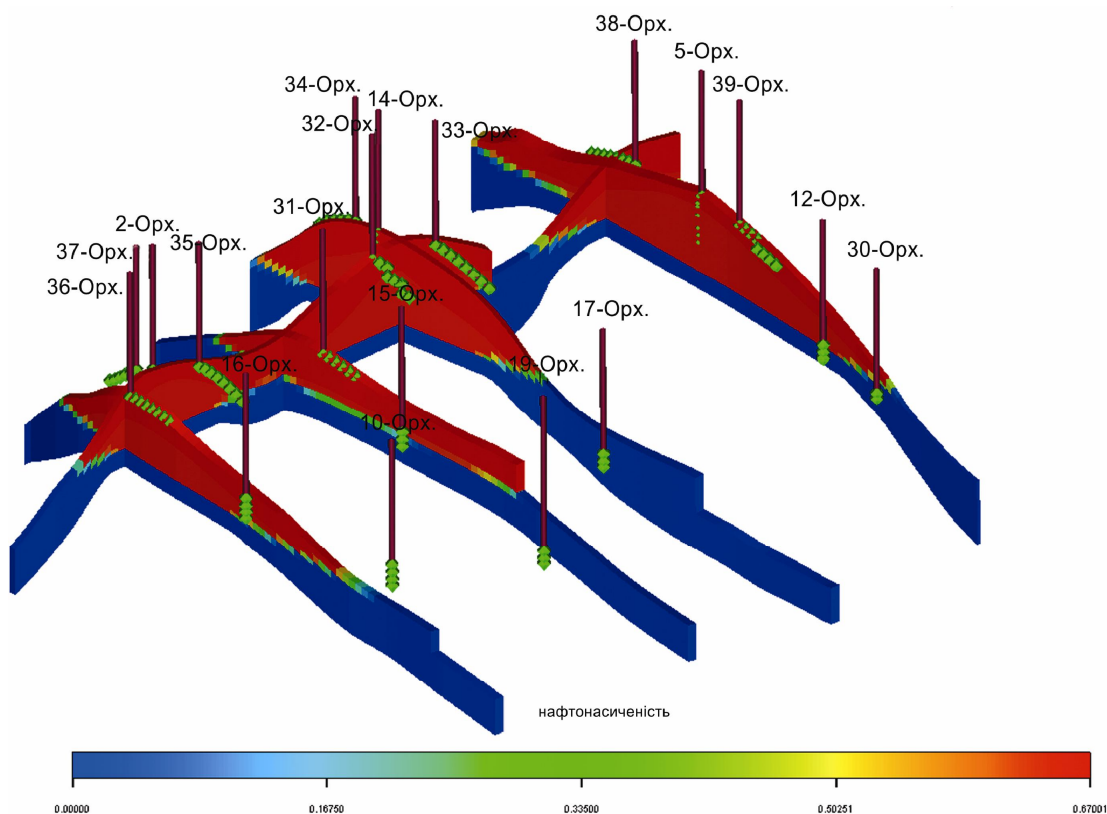


Рисунок 1 — Схема розташування проектних горизонтальних свердловин

ність від впровадження на об'єкті тих чи інших технологій інтенсифікації видобутку.

На даний час ДП "Науканафтогаз" активно працює над створенням ПДГТМ та розробленням на їх основі сучасних високотехнологічних рішень з вдосконалення і підвищення інтенсивності реалізованих систем розробки нафтових і газових родовищ НАК "Нафтогаз України". Наприклад, створено ПДГТМ для покладів Орховицького, Зачепилівського та Юліївського родовищ, запаси нафти яких відносяться до категорії важковидобувних. Зазначені родовища розташовані в розвинутих нафтогазовидобувних районах із сформованою інфраструктурою, що дає можливість зменшити капіталовкладення при впровадженні технологічних рішень, з підвищення інтенсивності систем розробки, значно покращуючи техніко-економічні показники розробки родовищ і, відповідно, соціальний фон регіону.

Орховицьке родовище розташоване на території Львівської області і відкрито у 1999 р. Розробка нафтових покладів розпочата у 2003 р. і на даний час система розробки практично відсутня, оскільки несистематична експлуатація тільки двох видобувних свердловин дозволяє досягти поточного КВН на рівні 0,06%.

Особливістю Орховицького нафтогазового родовища є поклади з високов'язкою нафтою (середнє значення в'язкості нафти в пластових умовах становить 67,6 мПа·с), що і відносить його до категорії родовищ з важковидобувними запасами. Значна кількість видобувних запасів (близько 90%) високов'язкої нафти родовища

зосереджена в покладах карпатсько-юрських відкладів Орховицького блоку, який на даний час є основним об'єктом розробки.

Результати моделювання засвідчили про низьку ефективність розробки нафтових покладів мережею вертикальних свердловин. За розрахунками проектний період розробки родовища на природному режимі (за експлуатаційного фонду восьми вертикальних свердловин) – 31 рік; накопичений видобуток становитиме 105 тис.т нафти, а кінцевий КВН сягатиме 0,27%.

З метою підвищення інтенсивності існуючої системи розробки, на основі світового досвіду розробки родовищ з важковидобувними запасами, розроблено технологічні рішення щодо впровадження системи розробки з горизонтальними свердловинами (ГС) променеворадіального розташування у кількості дев'яти одиниць та підтриманням пластового тиску. Під закачування запропоновано використовувати вертикальні свердловини, розташовані в зоні ВНК.

ГС рекомендовано пробурити на ділянках вже існуючих видобувних свердловин №№ 2-Орх., 14-Орх., 5-Орх. (рис. 1), що значно скоротить терміни на землевідведення та облаштування даних свердловин, і за достатніх ефективних нафтонасичених товщин (до 7,0 м) дасть змогу максимально охопити розробкою продуктивні пласти. Горизонтальні стовбури пропонується проводити якомога вище у верхній частині карпатських відкладів вздовж лінії падіння продуктивних пластів, оскільки за розташування стовбура довжиною 400 м в зоні

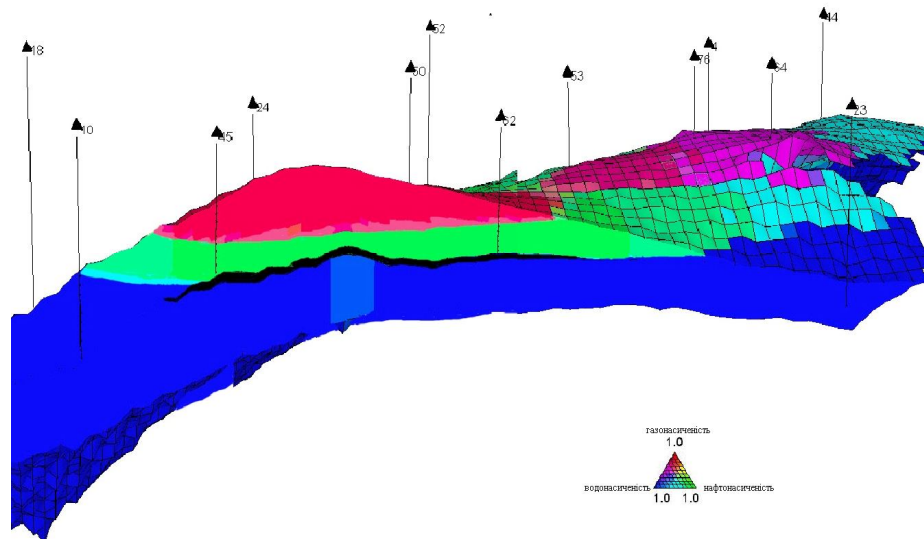


Рисунок 2 — Просторова гідродинамічна модель нафтогазового покладу горизонту С-76 (початкове вуглеводненасичення)

наближеної до підшови відкладів збільшується ймовірність утворення конусів води з юрських водоносних відкладів.

Залучення до розробки нафтового покладу Орховицького блока системою з горизонтальними свердловинами дає змогу збільшити видобуток на 536,4 тис.т нафти порівняно з вертикальними за зменшення прогнозного періоду розробки на 10 років. Період стабільного річного видобутку горизонтальних свердловин на рівні 39,0-55,3 тис.т нафти буде становити 9-10 років. Проектний КВН складатиме 16,0%.

Оскільки на даний час родовище знаходиться у дослідно-промисловій розробці, то на наступному етапі його промислового освоєння рекомендована променево-радіальна схема розташування ГС може бути вдосконалена і використана під час впровадження теплового впливу. Зокрема, вертикальні свердловини, що розташовані в центрі, можуть бути осередками нагнітання теплоносія, а горизонтальними свердловинами здійснюватиметься більш ефективне видобування нафти.

За умов впровадження сучасних технологій спорудження горизонтальних свердловин на нафтових покладах Орховицького блока значно скоротиться термін освоєння родовища, в результаті чого чистий прибуток від вилученої нафти зросте утричі, а термін окупності становитиме близько чотирьох років.

Світова практика підтверджує високу ефективність ПДГТМ на різних стадіях геологічного вивчення чи промислового освоєння родовищ нафти і газу, зокрема, на завершальній стадії розробки, коли видобувні запаси нібито уже вироблені. Створення детальних геолого-технологічних моделей є одним із прихованих резервів нарощування рівнів видобутку вуглеводнів на родовищах із тривалою історією розробки, які складають значну частку переліку виснажених родовищ країни, оскільки дає змо-

гу чітко визначити величини та розосередження залишкових видобувних запасів у покладах. Одним із таких прикладів в Україні є Зачепилівське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР).

Зачепилівське НГКР, розташоване на території Полтавської області, введено в розробку у 1960 р. Об'єктом дослідження стали поклади вуглеводнів пласта С-76 горизонту С-7, який розробляється з 1964 р. Незважаючи на тривалий термін розробки даного покладу, відзначається незадовільний стан вилучення вуглеводнів: поточний КВН, розрахований відповідно до оперативної оцінки запасів на початок 2006 р., становить 0,17 проти затвердженого 0,40.

У процесі створення ПДГТМ було виконано детальну кореляцію розрізу свердловин пласта С-76 Зачепилівського НГКР, а також проведено аналіз та уточнено геологічну модель, що дало змогу визначити розповсюдження продуктивних прошарків з уточненням зони живлення покладу, виявлення глинистого прошарку незначної товщини від 1,0-1,5 м, який відділяє газонафтонасичену частину покладу від водонасиченої. За результатами створення ПДГТМ спростовано припущення про водоплаваючий поклад, що дало можливість розглянути доцільність буріння горизонтальних свердловин та збільшення величини початкових загальних запасів нафти покладу на 13,3% (рис. 2).

На основі створеної моделі та методики прогнозування дренажних запасів, яка розроблена ДП "Науканафтогаз" з використанням рівнянь Федьковича та кривої падіння видобутку, невиробленою залишається значна нафтонасичена зона між свердловинами № 45 та № 62. Вилучення цих запасів існуючим фондом свердловин є проблематичним, оскільки жодна зі свердловин не може бути залучена до дренавання запасів нафти визначеної зони.

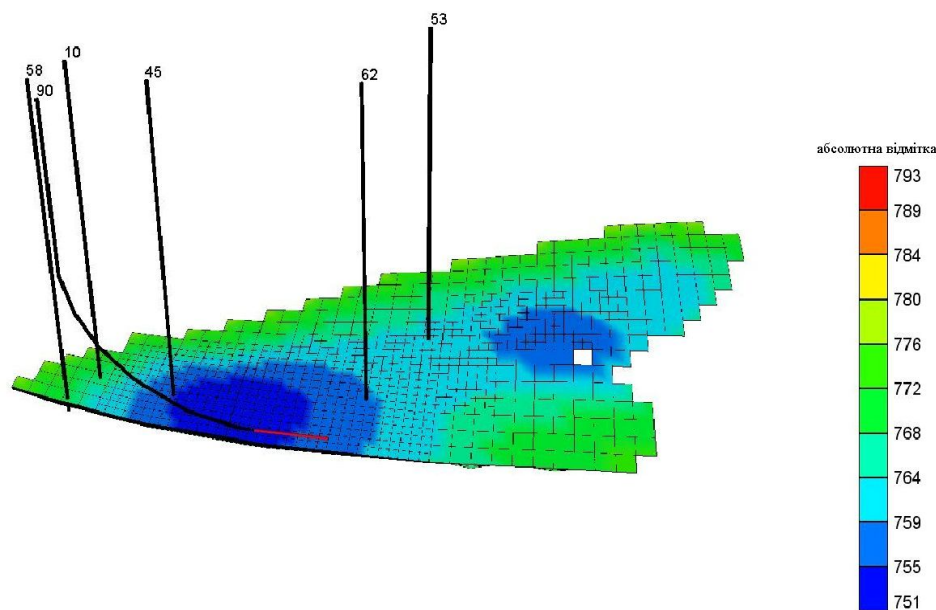


Рисунок 3 — Просторове розташування горизонтальної свердловини № 90

Перевагою геолого-технологічних моделей є можливість розгляду значної кількості варіантів із вдосконалення систем розробки в досить стислий термін: подальша розробка газонафтового покладу горизонту С-76 проектувалася існуючим фондом свердловин як без заводнення, так і з застосуванням системи підтримання пластового тиску (ППТ), з бурінням вертикальної проектною свердловини в зоні невикористаних запасів без заводнення та з заводненням; буріння горизонтальної свердловини довжиною горизонтальної частини стовбура 100 м без застосування системи ППТ та з застосуванням системи ППТ, проектні технологічні показники діючої свердловини № 62 за результатами робіт з ізоляції та інтенсифікації. Місце розміщення проектних свердловин визначалось за допомогою НОУ-ХАУ, розробленого у ДП “Науканафтогаз”.

Аналізуючи технологічні показники запропонованих варіантів розробки, найбільш перспективним, з точки зору ефективного вилучення вуглеводнів газонафтового покладу горизонту С-76, є варіант з бурінням горизонтальної свердловини № 90 (рис. 3) та застосування системи ППТ, за якого буде досягнуто найбільшого КВН – 54,3%; коефіцієнт охоплення розробкою становитиме 0,74 і накопичений видобуток нафти буде найбільшим – 92,4 тис.т за незначного терміну розробки - 11 років. Середній річний темп видобутку нафти – 7%, що значно більше від максимального у початковий період розробки покладу.

Використання ПДГТМ забезпечує високу якість проектних документів на розробку родовища та кращого розуміння фільтраційних процесів у пласті. Прикладом можуть бути результати отримані під час створення ПДГТМ газоконденсатних та нафтогазоконденсатних покладів Юліївського НГКР.

Промислова нафтоносність Юліївського НГКР, яке розташоване на території Харківської області, встановлена у 1991 р. Продуктивні відклади горизонту В-20 Юліївського НГКР відносяться до значних за запасами вуглеводнів, які зосереджені в Юліївському та Добропільському блоках і складають 12% та 7% від запасів нафти та газу всього родовища відповідно. Наявність системи тектонічних порушень, велика невитриманість колекторів та значна кількість порід проникністю менше 0,05 мкм² (до 50%) ускладнює ефективну розробку покладу.

Під час підрахунку запасів інженерними розрахунками використовуються середньозважені вихідні параметри. В кінцевому результаті це призводить до значних їх відхилень від параметрів ПДГТМ, які визначаються для окремої ділянки (комірки) свердловини і покладу, що є більш наближеним до реального стану.

За результатами створення ПДГТМ уточнено геологічні моделі покладів вуглеводнів горизонту В-20; визначено потужності продуктивних прошарків, типи покладів; фільтраційно-ємнісні властивості колекторів; проведено оперативну оцінку запасів вуглеводнів, яка підтвердила наявність резервів початкових загальних запасів нафти горизонту В-20, що зосереджені у малопроникних та малопотужних прошарках, які були визначені попередньо як некондиційні і для оцінки раніше не приймалися.

Збільшення початкових загальних запасів нафти і газу Юліївського та Добропільського блоків Юліївського НГКР відповідно до створеної гідродинамічної моделі на 50-60% від запасів, затверджених ДКЗ, зумовило розгляд варіанту із ущільненням сітки видобувних свердловин (див. рис. 4) та їх поетапним введенням: у 2007 р. - шести одиниць (п’яти горизонтальних свердловин з початковими дебітами нафти від 60 до 99 м³/доб та введенням в експлуата-

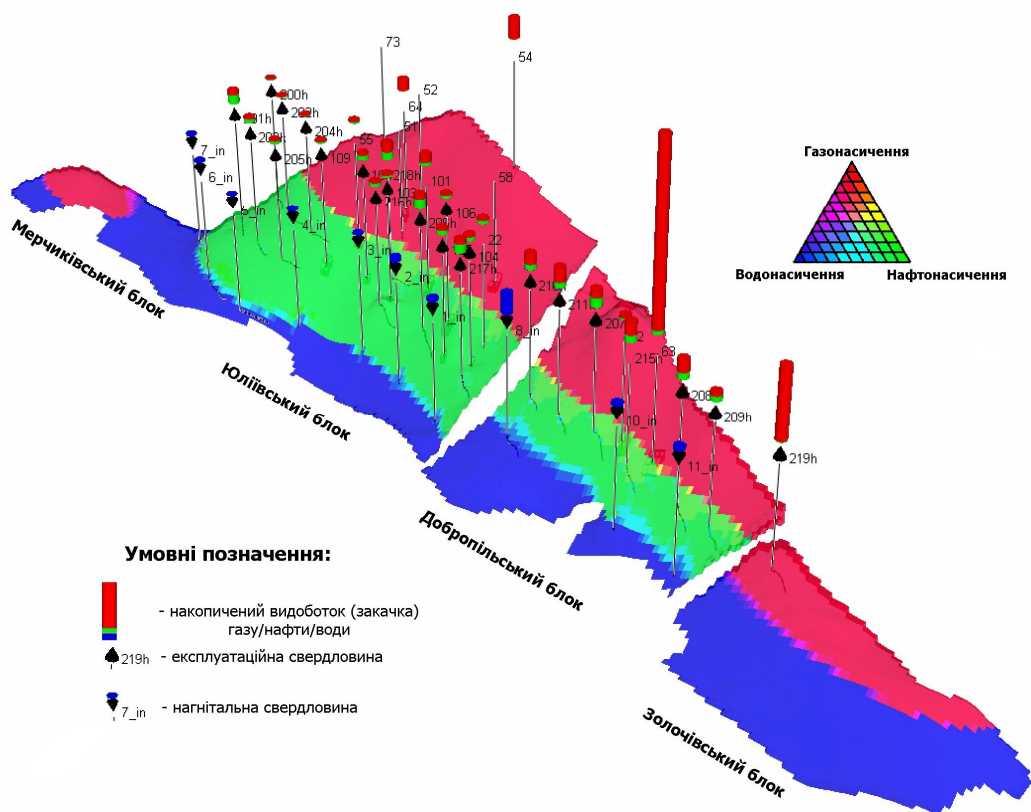


Рисунок 4 — Блок-схема розташування свердловин (горизонт В-20 Юлівське НГКР)

цію існуючої вертикальної свердловини № 103); у 2008 р. – восьмі горизонтальних свердловин; у 2009 р. – однієї горизонтальної свердловини; у 2010 р. – трьох ГС.

Залучення під нагнітання десяти свердловин з горизонтальними стовбурами довжиною 700 м і сумарною приймальністю на рівні 200-300 м³/доб дає змогу створити рівномірний фронт витіснення нафти без створення осередкових проривів води, які могли б відбуватись під час використання вертикальних нагнітальних свердловин. В процесі моделювання варіантів розробки було враховано поетапне відключення нагнітальних свердловин і переведення під закачування першого ряду горизонтальних видобувних свердловин, утворюючи дворядну систему закачування води.

За рахунок впровадження даної системи розробки КВН досягає величини 0,34 та КВГ – 0,35 за досить короткий проектний період - 15 років. Додатковий видобуток нафти на кінець проектної періоду становитиме понад 2,5 млн.м³ за скорочення терміну розробки покладу на 8 років. Середній річний темп видобутку нафти складатиме 2,5%, максимальний – 4,2%. Зазначені темпи видобутку відповідають інтенсивним системам розробки для складнопобудованих родовищ світового рівня. Дані наводяться у зіставленні з варіантом буріння семи проектних вертикальних видобувних свердловин, за якого досягається КВН – 0,14 від запасів затверджених ДКЗ України.

Отже, наведені результати створення ПДГТМ нафтових і газових родовищ дають можливість уточнювати геологічну модель по-

кладів, обсяги та структуру запасів нафти, газу та конденсату, розповсюдження залишкових видобувних запасів, коректно здійснювати оцінку технологічної ефективності існуючої та рекомендованої систем розробки, прогнозування рівнів видобутку вуглеводнів та в майбутньому вносити відповідні корективи, що дасть змогу визначати найбільш ефективні напрями збільшення видобутку вуглеводневої продукції та значно покращити рівень проектних документів.

Таким чином, використання сучасних програмних засобів для створення ПДГТМ родовищ, дає змогу розробляти технологічні рішення, які суттєво збільшують інтенсивність системи розробки і підвищують повноту вилучення вуглеводнів з надр, в тому числі і на невеликих родовищах із виснаженими запасами, а також з складнопобудованих покладів з малопроникними колекторами. Назріла необхідність широкого впровадження геолого-технологічного моделювання, в першу чергу, на родовищах з низькоефективними системами розробки і низькими кінцевими коефіцієнтами вилучення вуглеводнів та в обов'язковому порядку на нових родовищах, що вводяться в розробку з подальшим створенням інтегрованої галузевої системи обігу геолого-технологічної інформації та бази даних, в якій обов'язковим елементом є ПДГТМ кожного родовища.

Тільки такий підхід забезпечить достовірність прогнозування під час прийняття технологічних рішень і повноту використання природних ресурсів нафти і газу України.