

РЕТРОГРАДНА КОНДЕНСАЦІЯ ВАЖКИХ ВУГЛЕВОДНІВ У ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА

С. В. Матківський

Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;
тел./факс (044) 272-31-15; e-mail: matkivskij@gmail.com

Актуальність проведених досліджень зумовлена практичним відставанням нафтогазової галузі України у впровадженні передових технологій розробки газоконденсатних родовищ зі значними запасами конденсату та, відповідно, низькими фактичними коефіцієнтами конденсатовилучення порівняно з досягнутим світовим рівнем. На поточний час економіка України потребує не тільки стабілізації, а і нарощування рівнів видобутку вуглеводнів з метою забезпечення потреб за рахунок власного видобутку. Для напрацювання оптимальних шляхів підвищення ефективності видобутку розвіданих запасів проведено дослідження з використанням цифрового моделювання. На основі секторної моделі газоконденсатного покладу проведено дослідження процесів ретроградної конденсації рідких вуглеводнів у привибійній зоні пласта. На основі проведених досліджень встановлено, що фільтраційно-ємнісні властивості колектора та технологічні параметри експлуатації видобувних свердловин значно впливають на ефективність видобутку конденсату. Так, чим менша проникність колектора, тим більшу депресію на пласт потрібно створити для забезпечення заданих показників із видобутку вуглеводнів. Наслідком цього є створення значної лійки депресії у привибійній зоні пласта, що обумовлює інтенсивні процеси ретроградної конденсації рідких вуглеводнів. За результати проведених досліджень встановлено, що за проникності колектора на рівні 3 мД радіус насиченої сконденсованими вуглеводнями привибійної зони, становить 16,5 м, за проникності 5 мД – 13,5 м, за проникності 10 мД – 11,1 м, а за проникності 50 мД – 6,6 м. Насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями поблизу стовбура свердловини залежно від проникності колектора відповідно складає 34,1 %, 33,6%, 30,6 % та 24,8 %. Враховуючи наведене, можна зробити висновок про те, що чим менша проникність колектора, тим більша лійка депресії у привибійній зоні пласта та, відповідно, насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями, а отже, і найбільші втрати рідких вуглеводнів. Для підвищення ефективності видобутку залишкових запасів конденсату необхідно вживати заходи з попередження чи сповільнення процесів випадіння конденсату в пластових умовах.

Ключові слова: 3D моделювання, газоконденсатний поклад, розробка на виснаження, втрати важких вуглеводнів, підвищення конденсатовилучення.

The relevance of the conducted research is due to the practical lag of the oil and gas industry of Ukraine in the implementation of advanced technologies for the development of gas condensate fields with significant condensate reserves and, accordingly, low actual condensate recovery factors compared to the world level. Currently, Ukraine's economy needs not only to stabilize but also to increase hydrocarbon production levels in order to meet its needs through domestic production. To develop optimal ways to increase the efficiency of production of explored reserves, a study was conducted using digital modeling. The processes of retrograde condensation of liquid hydrocarbons in the bottomhole zone of a reservoir were studied on the basis of a sectoral model of a gas condensate reservoir. Based on the research, it was found that the reservoir properties of the formation and the technological modes of production wells significantly affect the efficiency of condensate production. The lower the permeability of the reservoir, the greater the depression on the formation to ensure the specified hydrocarbon production rates. This results in the creation of a significant pressure drop in the bottomhole zone of the reservoir, which causes intensive processes of retrograde condensation of liquid hydrocarbons. According to the results of the studies, it was found that at a reservoir permeability of 3 mD, the radius of the bottomhole zone saturated with condensed hydrocarbons is 16.5 m, at a permeability of 5 mD - 13.5 m, at a permeability of 10 mD - 11.1 m, and at a permeability of 50 mD - 6.6 m. The saturation of the pore space with condensed hydrocarbons near the wellbore, depending on the permeability of the reservoir, is 34.1%, 33.6%, 30.6% and 24.8%, respectively. Given the above, it can be concluded that the lower the reservoir permeability, the greater the pressure drop in the bottomhole zone of the formation and, accordingly, the saturation of the pore space with condensed hydrocarbons, and thus the greatest losses of liquid hydrocarbons. To increase the efficiency of the extraction of residual condensate reserves, it is necessary to take measures to prevent or slow down the processes of condensate loss in reservoir conditions.

Key words: 3D modeling, gas condensate reservoir, depletion, heavy hydrocarbon losses, increased condensate recovery.

Вступ

Нафтогазова промисловість України відіграє важливу роль у енергетичному секторі держави. На даний час основний видобуток вуглеводнів для забезпечення потреб населення та промисловості забезпечується з газоконденсатних родовищ. Однак, більшість таких родовищ розробляються на режимах виснаження пластової енергії та характеризуються низькою ефективністю вилучення розвіданих запасів вуглеводнів [1-2].

Результати численних досліджень, а також промисловий досвід розробки газоконденсатних родовищ свідчать про те, що процеси ретроградної конденсації вуглеводневої суміші в поровому просторі негативно впливають на технологічні процеси, пов'язані з видобутком вуглеводнів [3-4].

Випадіння конденсату в поровому просторі призводить до зниження коефіцієнтів конденсатовилучення, а накопичення конденсату в привибійній зоні пласта - до зменшення фазової проникності для газу, що, в свою чергу, обумовлює зменшення дебіту видобувних свердловин. Зі зниженням продуктивності свердловин сповільнюється рух вуглеводневої суміші в ліфтовій колонії труб, що призводить до накопичення рідини на вибої свердловин, і, як результат, відбувається припинення фонтанування. Зважаючи на вищенаведене, можна зробити висновок про те, що ретроградна конденсація важких вуглеводнів призводять до зменшення коефіцієнта вилучення газу [5-6].

При розробці газоконденсатних покладів із високим вмістом конденсату без підтримання пластового тиску досягаються кінцеві коефіцієнти вилучення газу на рівні 70-85%. Коефіцієнти конденсатовилучення за таких умов змінюються в межах 10-40% та залежать від особливостей газоконденсатних характеристик, а саме, від питомих втрат конденсату на одиницю зниження пластового тиску [7-8].

Підвищити ефективність розробки газоконденсатних родовищ можливо шляхом впровадження сучасних вторинних та третинних методів видобутку вуглеводнів. На поточний час за результатами численних досліджень розроблено значну кількість технологій, однак більшість із них характеризується низькою ефективністю та значними технологічними обмеженнями [9].

Отже, виникає потреба у проведенні додаткових досліджень з метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення ефективності вилучення залишкових запасів вуглеводнів, які приурочені здебільшого до категорії важковидобувних та розробляються низькими темпами.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Випадіння конденсату в пласті обумовлене зниженням пластового тиску нижче тиску початку конденсації важких вуглеводнів, а обсяги питомих втрат конденсату в пласті при зниженні тиску на 1 МПа залежать від особливостей газоконденсатної характеристики конкретного покладу [10].

Для підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату рекомендується впровадження вторинних технологій розробки з використанням сторонньої енергії, яка вводиться з поверхні через сітку нагнітальних свердловин. Найбільш ефективними технологіями підвищення вуглеводневилучення є сайклінг-процес, заводнення та інші технології підтримання пластового тиску [11].

Сайклінг-процес – це технологія зворотного нагнітання сухого (відбензиненого) газу в газоконденсатний поклад. У випадку впровадження технології при пластовому тиску, який вищий, або рівний тиску початку конденсації, попереджуються процеси диференціальної конденсації рідких вуглеводнів. При нагнітанні сухого газу в поклад при тиску, нижчому за тиск початку конденсації, досягається підвищення кінцевих коефіцієнтів конденсатовилучення шляхом розчинення частини випавшого конденсату в газі з наступним його видобутком на поверхню [12-14].

Технологія підтримання пластового тиску шляхом заводнення продуктивних покладів характеризується високою технологічною ефективністю при розробці нафтових родовищ. Однак, при проектуванні системи розробки газоконденсатних родовищ необхідно виважено підходити до процесів, пов'язаних з нагнітанням води, оскільки впровадження цієї технології призводять до защемлення значних запасів газу в поровому просторі. Також прорив води до видобувних свердловин обумовлює значні ускладнення в процесі їх експлуатації пов'язані з накопичення рідини на вибої в умовах низьких пластових тиску, коли швидкість газорідинного потоку в ліфтовій колонії труб менша критичної (4-5 м/с) [11].

Інтенсифікація розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі може здійснюватися з використанням різного роду неуглеводневих газів (азот, діоксид вуглецю, димові гази тощо), а також

технологій водогазової репресії (послідовне нагнітання рідких та газоподібних агентів) [11, 15-17].

Підвищення продуктивності видобувних свердловин можна досягти методами, спрямованими на покращення фільтраційних властивостей привибійної зони. В даному випадку це спеціальні обробки сухим або збагаченим газом, вуглеводневими розчинниками [5].

Найбільш простим і економічно доцільним є метод обробки привибійної зони пласта, пов'язаний з гідрофілізацією поверхні порових каналів [18-19]. Фізична суть цього методу полягає у створенні в привибійній зоні штучної гідрофільності області, завдяки якій (зважаючи, що конденсат - гідрофобна рідина) досягається його мобільність.

За таких умов в поровому просторі накопичення конденсату неможливе, адже він буде займати центральну частину пор і під впливом перепаду тиску буде рухатись до вибою. В якості гідрофільної рідини використовують прісну воду, соляну кислоту, метанол, водні розчини гідроксиду натрію тощо. Для кращої взаємодії рідини з породою також додають поверхнево-активні речовини (ПАР).

При використанні ПАР в пористому середовищі, насиченому конденсатом, відбувається руйнування плівки конденсату на поверхні порових каналів. Для забезпечення високої ефективності використання ПАР їх підбір здійснюють з врахуванням адсорбційної здатності, ефективності дії на поверхню порових каналів та можливості спінювати конденсат при поступовому його винесенні з привибійної зони пласта [20-21].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На поточний час проведено значну кількість як лабораторних, так і теоретичних досліджень щодо розробки газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату. Авторами досліджено та описано процеси ретроградної конденсації важких вуглеводнів, що мають місце у привибійній зоні пласта при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження, та запропоновано ряд технологій і методів підвищення їх вуглеводневилучення [5, 10, 12, 20]. Однак, за результатами аналізу публікацій не достатньо широко висвітлене питання впливу фільтраційно-емнісних властивостей порідколекторів, а також режимів експлуатації видобувних свердловин на радіус привибійної зони, в якій активно відбуваються процеси ретроградної конденсації важких вуглеводнів, насиче-

ність порового простору сконденсованими вуглеводнями, а також можливі втрати конденсату.

Для дослідження саме цих процесів створено цифрову тривимірну модель, яка дає можливість врахувати «реальну» геологічну будову родовища та, відповідно, неоднорідність фільтраційно-емнісних властивостей порідколекторів як за площею, так і за товщиною у поєднанні з процесами фазових перетворень та реології пластових флюїдів.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є дослідження процесів ретроградної конденсації важких вуглеводнів у привибійній зоні пласта при розробці на виснаження газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі. Основним завданням є покращення як теоретичного, так і практичного розуміння фізичних процесів, що мають місце у привибійній зоні пласта та мінімізація негативного впливу ретроградної конденсації важких вуглеводнів на експлуатацію свердловин.

Виклад основного матеріалу досліджень

Дослідження процесів конденсації важких вуглеводнів при зниженні пластового тиску у ході розробки родовищ природних газів виконано на основі цифрової тривимірної моделі з такими параметрами: глибина залягання пласта – 3500 м; пластовий тиск – 35 МПа; пластова температура – 353 К; середній коефіцієнт пористості – 0,12; товщина пласта – 10 м; коефіцієнт газонасиченості – 0,8. Запаси газу секторної моделі становлять 18 млн м³, а конденсату – 7 тис. м³. Концептуальна 3D-модель газоконденсатного покладу наведена на рисунку 1.

Потенційний вміст вуглеводнів фракції C₅₊ у пластовому газі прийнятий на рівні 280 г/м³. Зміну потенційного вмісту вуглеводнів фракції C₅₊ у пластовому газі наведено на рисунку 2.

Газоконденсатний поклад розробляється однією свердловиною, яка експлуатується з дебітом газу 100 тис.м³/доб. Обмеження по вибійному тиску при проведенні розрахунків становить 5 МПа.

Дослідження проведено для 5 сценаріїв з різною проникністю пласта. Горизонтальна проникність у секторній 3D моделі становить 3; 5; 10; 50 мД, а вертикальна – 0,3; 0,5; 1; 5 мД.

Для урахування фізичних процесів, що мають місце при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад, створено та використано композиційну PVT-модель [22-23].

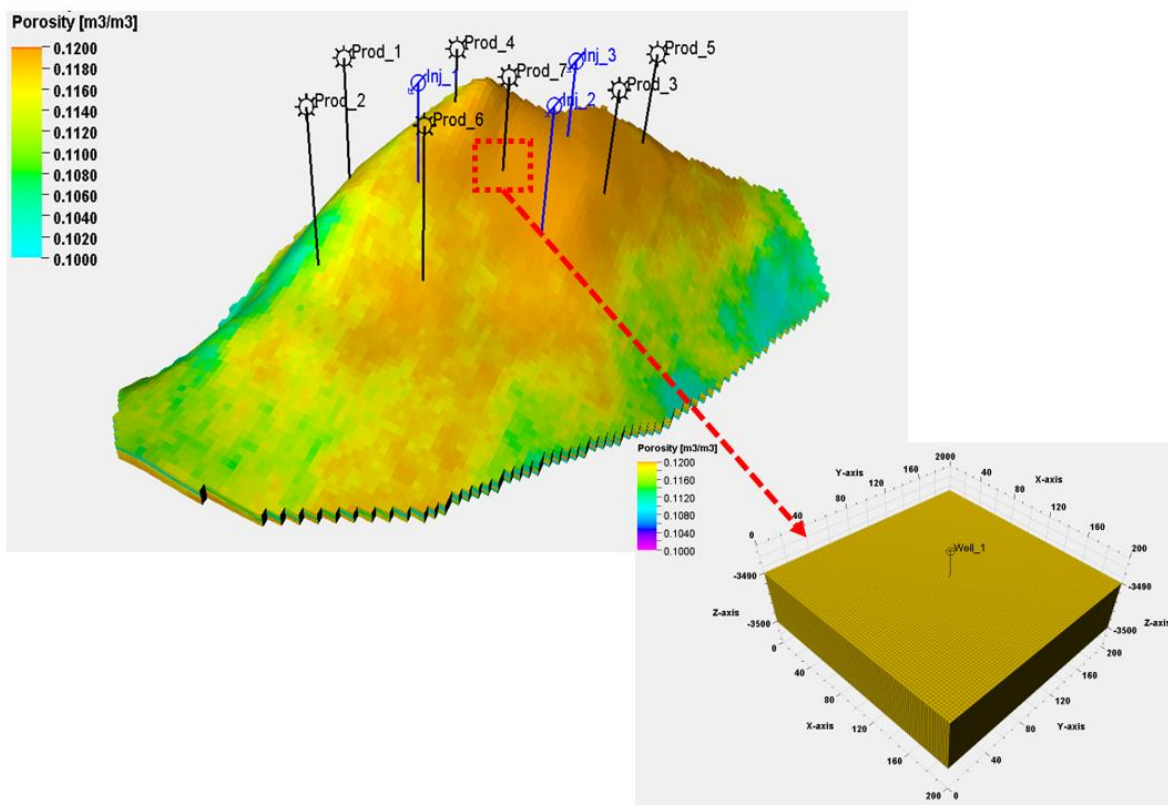


Рисунок 1 – Концептуальна 3D-модель газоконденсатного покладу (куб пористості)

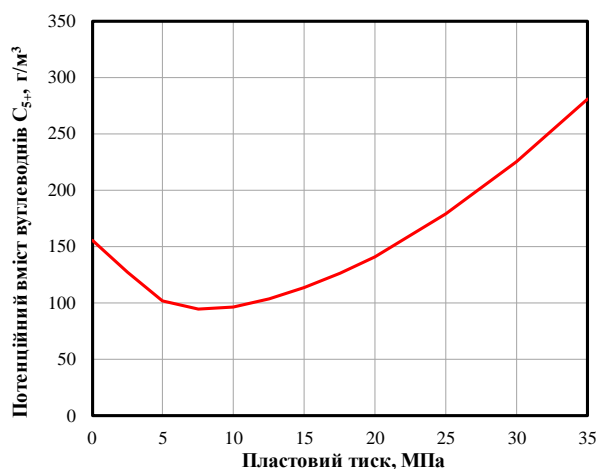


Рисунок 2 – Зміна потенційного вмісту вуглеводнів фракції C_{5+} у пластовому газі

За результатами проведених досліджень встановлено, що продуктивність свердловини значно залежить від проникності колектора. Чим вона менша, тим більшу депресію потрібно забезпечити для досягнення заданого дебіту газу.

Динаміка пластового та вибійного тисків залежно від проникності колектора газоконденсатного покладу наведена на рисунку 3.

Аналізуючи результати розрахунків, слід зауважити, що динаміка пластового тиску в початковий період розробки покладу при експлу-

атації свердловини у режимі заданого дебіту газу ідентична для всіх досліджуваних варіантів проникності колектора. Однак, як тільки свердловина переходить у режим постійного вибійного тиску, одразу ж знижується темп падіння пластового тиску. Пов'язано це із зниженням продуктивності свердловини через зменшення депресії на пласт та, відповідно, накопиченого видобутку вуглеводнів.

За результатами моделювання встановлено, що за меншої проникності колектора свердловина швидше переходить від режиму заданого дебіту на режим постійного вибійного тиску. Для проникності 3 мД тривалість розробки покладу на режим постійного дебіту становить 25 днів, для проникності 5 мД – 32 дні, для проникності 10 мД – 71 день, а для проникності 50 мД – 150 днів.

Динаміка дебіту газу та конденсату залежно від проникності колектора газоконденсатного покладу наведена на рисунку 4.

Аналізуючи динаміку дебіту конденсату, встановлено, що початковий дебіт конденсату дещо змінюється залежно від проникності колектора. Для проникності 3 мД початковий дебіт конденсату становить 35,5 т/добу, для проникності 5 мД – 36,1 т/добу, для проникності 10 мД – 36,6 т/добу, а для проникності 50 мД – 37,4 т/добу.

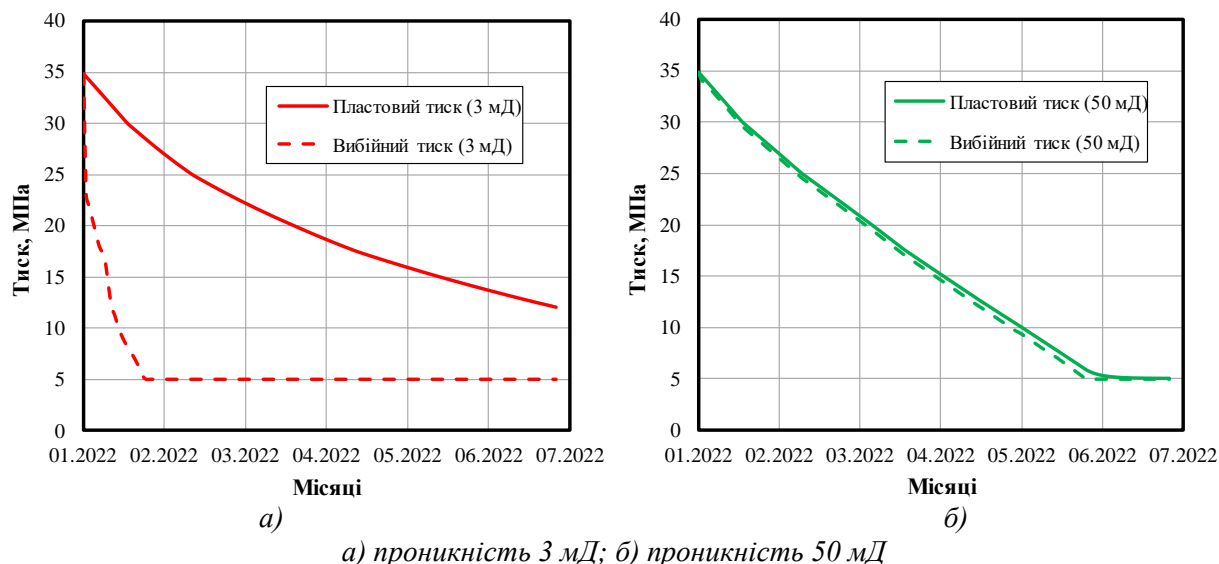


Рисунок 3 – Динаміка пластового та вибійного тисків залежно від проникності колектора газоконденсатного покладу

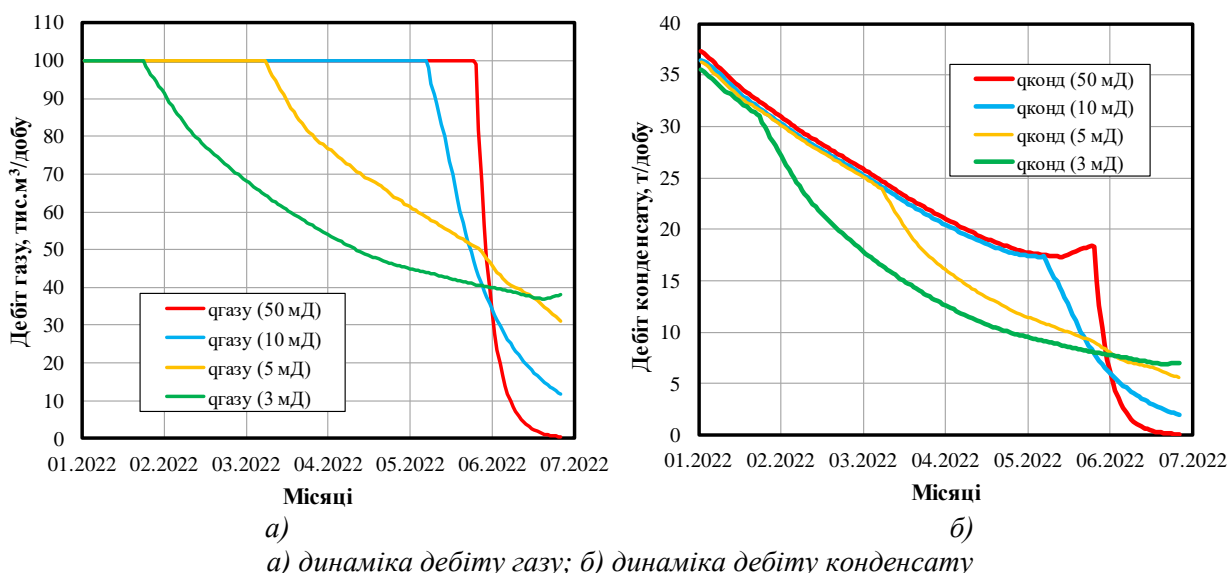


Рисунок 4 – Динаміка дебітів газу (а) та конденсату (б) залежно від проникності колектора газоконденсатного покладу

Різниця в початковому дебіті конденсату може бути пов'язана з різною інтенсивністю конденсації важких вуглеводнів у привибійній зоні свердловини, особливо беручи до уваги величину депресії на пласт для кожного досліджуваного варіанту проникності колектора.

На основі аналізу розрахункових даних слід відмітити динаміку дебіту конденсату за проникності 10 та 50 мД, а саме, його збільшення на завершальній стадії розробки покладу. Така динаміка дебіту конденсату зумовлена зниженням пластового тиску в процесі розробки покладу з тиску початку конденсації (35 МПа) до тиску максимальної конденсації важких вуглеводнів (7,5 МПа) у поровому просторі. При зниженні пластовому тиску нижче

тиску максимальної конденсації відбувається процес ретроградної випаровування частини сконденсованих вуглеводнів. Таким чином, за рахунок таких складних фазових перетворень пластової вуглеводневої системи забезпечується збільшення видобутку конденсату на пізніх стадіях розробки газоконденсатного покладу. У варіанті з проникністю 10 мД дані процеси відбуваються не так інтенсивно, оскільки величина пластового тиску дещо вища порівняно з варіантом проникності колектора – 50 мД.

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що чим менша проникність колектора, тим більша створюється лійка депресії у привибійній зоні пласта. Згідно з результатами моделювання для проникності колектора 3 мД

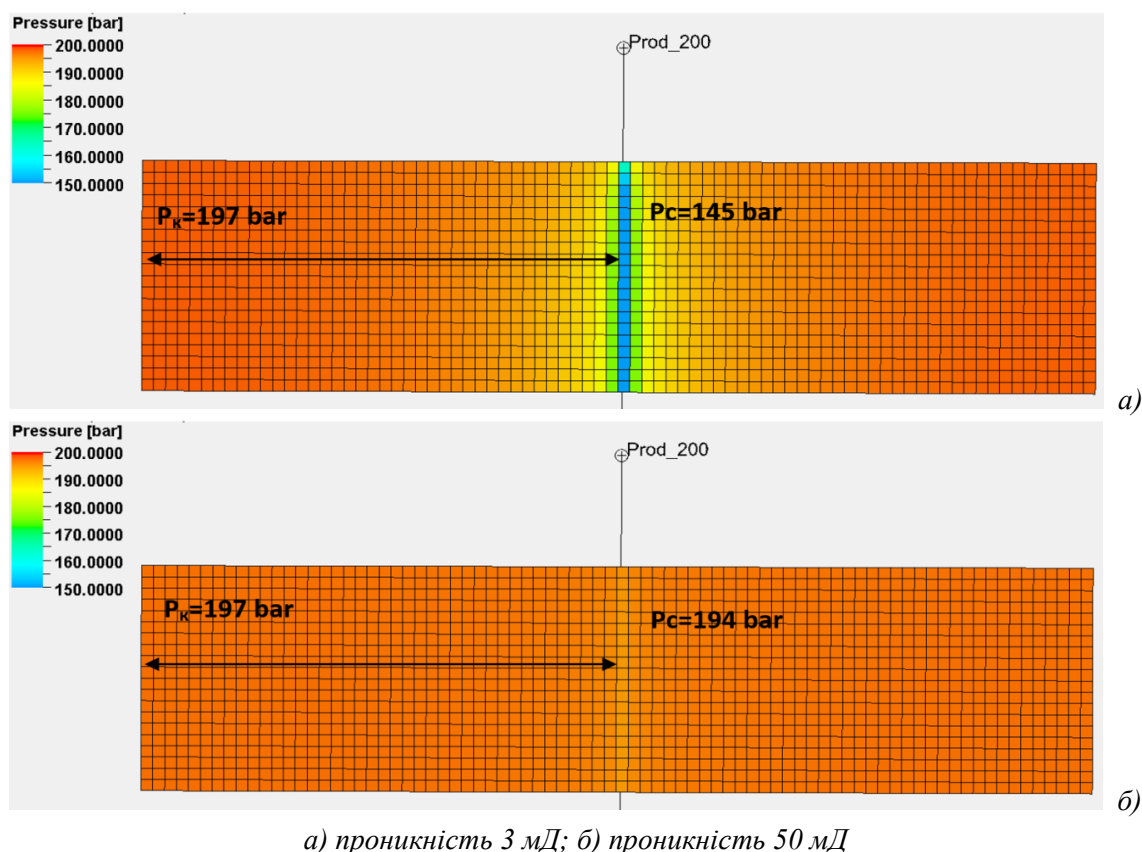


Рисунок 5 – Куб пластового тиску для різних проникностей колектора

вибійний тиск дорівнює 145 bar, тиск на контурі – 197 bar, для проникності 5 мД вибійний тиск – 149 bar, тиск на контурі – 197 bar, для проникності 10 мД вибійний тиск – 178 bar, тиск на контурі – 197 bar, для проникності 50 мД вибійний тиск – 194 bar, тиск на контурі – 197 bar.

Куб пластових тисків для проникності колектора 3 та 50 мД приведених на один накопичений видобуток наведений на рисунку 5.

Аналізуючи куб насичення конденсатом, встановлено, що найбільшою є насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями у варіанті з проникністю колектора 3 мД, яка дорівнює 34,1 %. Для проникності колектора 5 мД насиченість порового простору становить 33,6 %, для проникності 10 мД – 30,6 %, а для проникності 50 мД – 24,8 %.

Куб насичення конденсатом для проникності 3, 5, 10 та 50 мД наведено на рисунку 6.

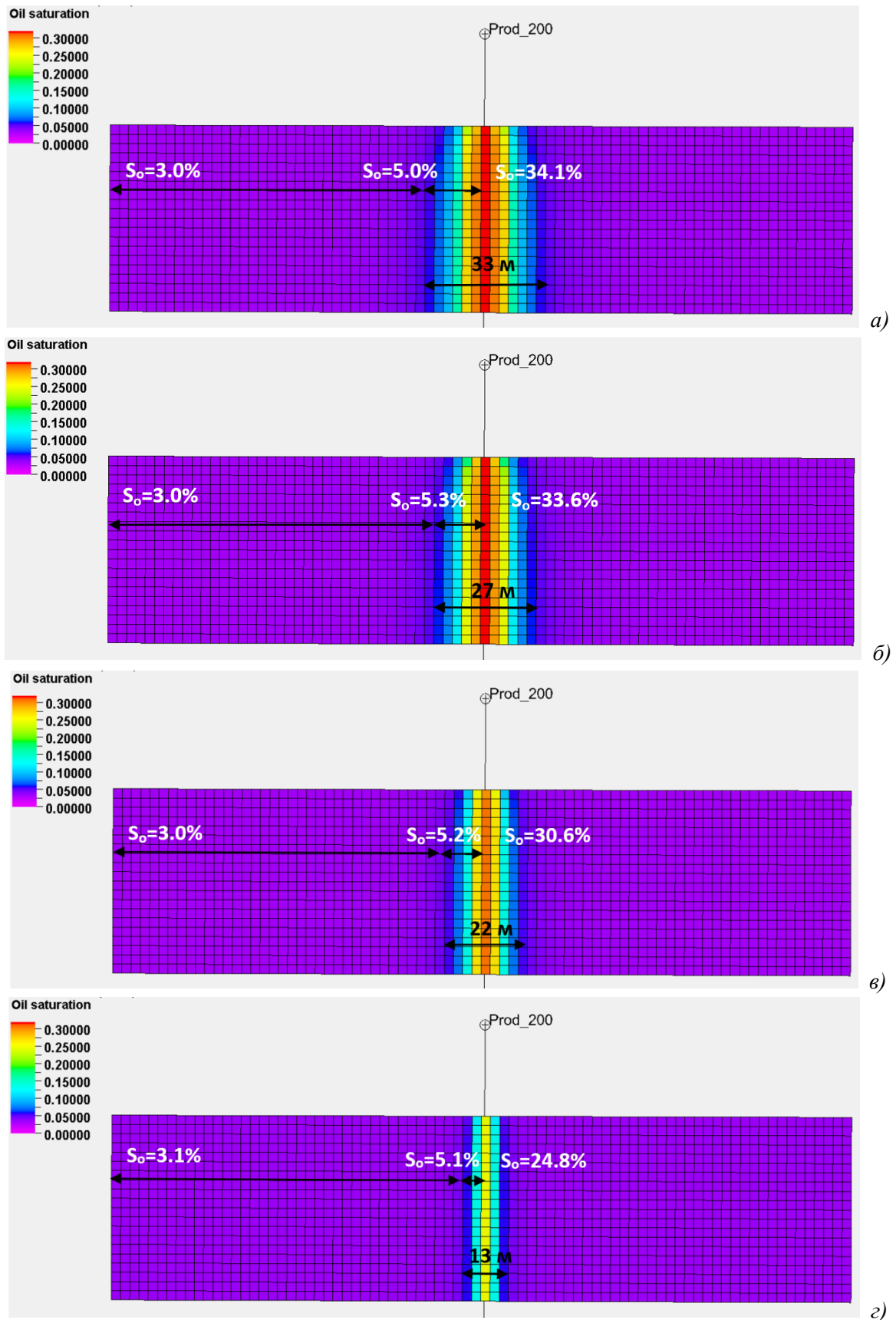
За результатами моделювання встановлено залежність радіусу привибійної зони, де активно відбуваються процеси конденсації рідких вуглеводнів, від проникності колектора. Відповідно до проведених розрахунків при збільшенні проникності колектора радіус привибійної зони, яка насичена рідкими вуглеводнями, зменшується. Для проникності 3 мД радіус привибійної зони, становить 16,5 м, для прони-

кності 5 мД – 13,5 м для проникності 10 мД – 11,1 м, а для проникності 50 мД – 6,6 м.

Аналізуючи результати моделювання, варто зазначити, що при збільшенні проникності колектора насиченість сконденсованими вуглеводнями віддаленої частини покладу майже не змінюється. Такі результати моделювання свідчать про те, що процеси конденсації рідких вуглеводнів у пористому середовищі активно відбуваються у привибійній зоні пласта.

На основі результатів моделювання встановлено, що чим більша проникність колектора, тим кращим є охоплення газоконденсатного покладу розробкою. За проникності колектора 50 мД розробка газоконденсатного покладу відбувається з мінімальною депресією на пласт та, відповідно, незначною лійкою депресії. У міру зменшення проникності колектора для досягнення заданих показників з видобутку вуглеводнів збільшується депресія на пласт, а отже, збільшується і лійка депресії, що обумовлює додаткові втрати рідких вуглеводнів у поровому просторі.

За результатами проведених досліджень слід відзначити, що втрати рідких вуглеводнів значно залежать від проникності колектора та технологічних параметрів експлуатації свердловин – депресії на пласт. Чим менша проникність колектора, тим більший радіус та насиче-



а) проникність 3 мД; б) проникність 5 мД; в) проникність 10 мД; г) проникність 50 мД

Рисунок 6 – Куб насиченості сконденсованими вуглеводнями порового простору для різних проникностей колектора

ність привибійної зони сконденсованими вуглеводнями, а отже, і найбільші втрати рідких вуглеводнів.

Підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів та збільшення кінцевої конденсатовіддачі газоконденсатних родовищ можливе за умов сповільнення випадіння конденсату в пласті шляхом оптимізації насаперед системи розробки (забезпечення рівномірного дренажу пластів) та активної дії на процес розробки, а саме, на пористе середовище, склад пластової суміші, пластовий тиск і температуру.

Висновок

Використовуючи основні інструменти цифрового моделювання Eclipse та Petrel компанії SLB на основі секторної моделі газоконденсатного покладу, проведено дослідження процесів ретроградної конденсації рідких вуглеводнів у привибійній зоні пласта.

Результати проведених досліджень свідчать про те, що радіус привибійної зони пласта, яка насичена сконденсованими вуглеводнями, значно змінюється залежно від проникності колектора. Для проникності колектора 3 мД радіус привибійної зони становить 16,5 м, для 5 мД – 13,5 м, для 10 мД – 11,1 м, а для 50 мД – 6,6 м. Насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями становить 34,1 %, 33,6 %, 30,6 %, 24,8 % відповідно. Враховуючи наведене вище, можна зробити висновок про те, що чим менша проникність колектора, тим більший радіус привибійної зони, яка насичена сконденсованими вуглеводнями та, відповідно, і найбільші їх втрати в поровому просторі.

Досягнути цього можна за рахунок оптимізації системи розробки родовищ із забезпеченням рівномірного дренажу продуктивних покладів, активної дії на процес розробки, а саме, на склад пластової суміші та пористе середовище, пластовий тиск і температуру.

Використання цифрового моделювання при плануванні вторинних і третинних технологій підвищення вуглеводневилучення дозволить оптимізувати систему розробки та обґрунтувати оптимальні варіанти розробки.

Література

1. Matkivskyi S. Optimization of gas recycling technique in development of gas-condensate fields. *Mining of Mineral Deposits*. 2023. Vol. 17. Iss.1. P. 101-107. <https://doi.org/10.33271/mining17.01.101>

2. Matkivskyi S. V. Дослідження впливу тиску початку нагнітання сухого газу на коефіцієнт конденсатовилучення газоконденсатних родовищ. *Нафтогазова енергетика*. 2022. №. 1 (37). С. 41-49. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-41-49](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-41-49)

3. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Ben-nion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*. June 12 – 15. 1994.. P. 1-14. Calgary. Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>

4. Fishlock T., Probert C. Waterflooding of Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 1996. P. 245-251. <https://doi.org/10.2118/35370-PA>

5. Кондрат П. М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.

6. Matkivskyi S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv. Ukraine. 2021. P. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>

7. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. Dnipro. Ukraine. 2020. P. 1-11. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010>

8. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 1(6 (109)). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

9. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbondioxid einjection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development underwater drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

10. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv. Ukraine. 2021. P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/208562-MS>

11. Кривуля С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р., Матківський С. В. Перспективи розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції*. 8-9 грудня 2020. Івано-Франківськ. С. 99-102.

12. Бікман Є. С., Дячук В. В. Оптимізація систем розробки газоконденсатних родовищ України з високим вмістом вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі. *Проблеми нафтогазової промисловості*. 2006. № 3. С. 165–168.

13. Luo K., Li S., Zheng X., Chen G., Dai Z., Liu N. Experimental Investigation into Reevaporation of Retrograde Condensate by Lean Gas Injection. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta. Indonesia. 2001. P. 1-8. <https://doi.org/10.2118/68683-MS>

14. Kossack C. A., Opdal S. T. Recovery of Condensate From a Heterogeneous Reservoir by the Injection of a Slug of Methane Followed by Nitrogen. *63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Houston. Texas. USA. 1988. P. 19-27. <https://doi.org/10.2118/18265-MS>

15. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO_2 and CH_4 in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies. USA. Canada and New Zealand. 2003. P. 1-5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>

16. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*. San Antonio. Texas. 2002. P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>

17. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S., Pershyn D. Comparative Evaluation of Gas-Condensate Enhanced Recovery Methods for Deep Ukrainian Reservoirs: Synthetic Case Study. *Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam. The Netherlands. 2021. P. 1-8. <https://doi.org/10.2118/205149-MS>

18. Бойко В. С., Кондрат Р. М., Яремійчук Р. С. Довідник з нафтогазової справи. Львів: Світ. 1996. 620 с.

19. Кондрат Р. М., Марчук Ю. В. Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1989. № 7. С. 1-38.

20. Кондрат О. Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. №1. С. 34-38.

21. Кондрат О. Р. Лабораторні дослідження підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2000. № 3(56). С. 72-76.

22. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 1(74). С. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)

23. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. № 2. С. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

References

1. Matkivskiy S. Optimization of gas recycling technique in development of gas-condensate fields. *Mining of Mineral Deposits*. 2023. Vol. 17. Issue 1. P. 101-107. <https://doi.org/10.33271/mining17.01.101>

2. Matkivskiy S.V. Doslidzhennya vplyvu tysku pochatku nahnitannya sukhoho hazu na koefitsiyent kondensatovylyuchennya hazokondensatnykh rodovyshch. *Naftohazova enerhetyka*. 2022. No. 1 (37). P. 41-49. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-41-49](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-41-49) [in Ukrainian]

3. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Benion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*. June 12 – 15. 1994. P. 1-14. Calgary. Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>

4. Fishlock T., Probert C. Waterflooding of Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 1996. P. 245-251. <https://doi.org/10.2118/35370-PA>

5. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Ukrainian]

6. Matkivskiy S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv. Ukraine. 2021. P. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>

7. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. Dnipro. Ukraine. 2020. P. 1-11. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010>

8. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6) (109). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

9. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbondioxid einjection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development underwater drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
10. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv. Ukraine. 2021. P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/208562-MS>
11. Kryvulya S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R., Matkivskiy S. V. Perspektyvy dorozrobky hazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrohradnoho kondensatu. *Naftohazova haluz: Perspektyvy naroshchuvannya resursnoyi bazy: Materialy mizhnarodnoyi naukovotekhnichnoyi konferentsiyi*. 8-9 hrudnya. 2020. Ivano-Frankivsk. P. 99-102. [in Ukrainian]
12. Bikman Ye. S., Dyachuk V. V. Optymizatsiya system rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch Ukrayiny z vysokym vmistom vuhlevodniv S5+ v plastovomu hazi. *Problemy naftohazovoyi promyslovosti*. 2006. No 3. P. 165–168. [in Ukrainian]
13. Luo K., Li S., Zheng X., Chen G., Dai Z., Liu N. Experimental Investigation into Revaporization of Retrograde Condensate by Lean Gas Injection. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta. Indonesia. 2001. P. 1-8. <https://doi.org/10.2118/68683-MS>
14. Kossack C. A., Opdal S. T. Recovery of Condensate From a Heterogeneous Reservoir by the Injection of a Slug of Methane Followed by Nitrogen. *63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Houston. Texas. USA. 1988. P. 19-27. <https://doi.org/10.2118/18265-MS>
15. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies. USA. Canada and New Zealand. 2003. P. 1-5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
16. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*. San Antonio. Texas. 2002. P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
17. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S., Pershyn D. Comparative Evaluation of Gas-Condensate Enhanced Recovery Methods for Deep Ukrainian Reservoirs: Synthetic Case Study. *Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam. The Netherlands. 2021. P. 1-8. <https://doi.org/10.2118/205149-MS>
18. Boyko V. S., Kondrat R. M., Yaremichuk R. S. Dovidnyk z naftohazovoyi spravy. Lviv: Svit. 1996. 620 p. [in Ukrainian]
19. Kondrat R. M., Marchuk Yu. V. Tekhnologiya i tekhnika ekspluatatsii gazokondensatnykh skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. *Razrobka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1989. No 7. P. 1-38. [in Ukrainian]
20. Kondrat O. R. Eksperymentalni doslidzhennya vytisnennya skondensovanykh vuhlevodniv z hazokondensatnykh rodovyshch rozchynamy PAR. *Naftova i hazova promyslovist'*. 2000. No 1. P. 34-38. [in Ukrainian]
21. Kondrat O. R. Laboratorni doslidzhennya pidvyshchennya vuhlevodnevylyuchennya z vysnazhenykh hazokondensatnykh rodovyshch. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2000. No 3(56). P. 72-76. [in Ukrainian]
22. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennya rivnyannya stanu hazokondensatnykh sumishey za umovy obmezhenoyi vkhidnoyi informatsiyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 1(74). P. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88) [in Ukrainian]
23. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. Doslidzhennya mezhi zastosuvannya PVT-modeli "chornoyi nafty" dlya modelyuvannya hazokondensatnykh pokladiv. *Mineral'ni resursy Ukrayiny*. 2020. No 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48> [in Ukrainian]