

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ МЕТОДИК ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ ЗА ГАЗОВОГО РЕЖИМУ

С. В. Матківський

АТ «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел./факс (044) 2723115,
e-mail: matkivskij@gmail.com

Достовірність визначення технологічних показників розробки відіграє важливу роль в подальшій розробці родовища, оскільки впливають на темпи розробки родовища, обсяги буріння, величину капітальних вкладень, будівництво наземних комунікацій тощо. Тому вибір методики прогнозування технологічних показників є вирішальним у прийнятті інвестиційних рішень. Для прогнозування технологічних показників розробки газових і газоконденсатних родовищ розроблено значну кількість методик, серед яких основними є методики інтегрування диференціальних рівнянь неусталеної фільтрації флюїдів у неоднорідному за фільтраційно-ємнісними властивостями пористому середовищі, послідовна зміна стаціонарних станів та екстраполяція основних закономірностей динаміки фактичних даних. Наведені вище методики характеризуються різним ступенем достовірності розрахункових значень та певними технологічними обмеженнями. Для оцінювання величини можливої похибки, яка допускається під час проектування розробки родовищ вуглеводнів, проведено дослідження загальноприйнятих методик, які широко використовуються в нафтогазовій галузі. За результатами проведених досліджень встановлено, що найбільшу точність та достовірність прогнозних показників розробки забезпечує програмний комплекс *Petroleum Experts IPM suite*, оскільки враховує фільтраційно-ємнісні властивості колектора, фазові перетворення складних пластових вуглеводневих систем та закономірності руху флюїду стовбуром свердловини. Результати проведених досліджень дають підстави стверджувати, що використання основних інструментів гідродинамічного моделювання відповідно до світової практики проектування розробки родовищ вуглеводнів дозволить підвищити ефективність видобування залишкових запасів вуглеводнів на завершальній стадії розробки, які формують основний потенціал для нарощування власного видобутку в Україні.

Ключові слова: поклад, газовий режим, прогнозування розробки, технологічні показники, інтегрування диференціальних рівнянь, послідовна зміна стаціонарних станів, екстраполяція динаміки фактичних даних.

Достоверность определения технологических показателей разработки играет важную роль в дальнейшей разработке месторождения, поскольку влияют на темпы разработки месторождения, объемы бурения, величину капитальных вложений, строительство наземных коммуникаций и т.п. Поэтому выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений разработано значительное количество методик, среди которых основными являются методики интегрирования дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации флюидов в неоднородной по фильтрационно-емкостным свойствам пористой среде, последовательная измена стационарных состояний и экстраполяция основных закономерностей динамики фактических данных. Вышеприведенные методы характеризуются разной степенью достоверности расчетных значений и определенными технологическими ограничениями. Для оценки величины возможной погрешности, которая допускается при проектировании разработки месторождений углеводородов, проведено исследование общепринятых методик, широко используемых в нефтегазовой отрасли. По результатам проведенных исследований установлено, что наибольшую точность и достоверность прогнозных показателей разработки обеспечивает программный комплекс *Petroleum Experts IPM suite*, учитывающей фильтрационно-емкостные свойства коллектора, фазовые превращения сложных пластовых углеводородных систем и закономерности движения флюида по стволу скважины. Результаты проведенных исследований позволяют утверждать, что использование основных инструментов гидродинамического моделирования в соответствии с мировой практикой проектирования разработки месторождений углеводородов позволит повысить эффективность добычи остаточных запасов углеводородов на завершающей стадии разработки, которые формируют основной потенциал для наращивания собственной добычи в Украине.

Ключевые слова: залежь, газовый режим, прогнозирования разработки, технологические показатели, интегрирование дифференциальных уравнений, последовательная смена стационарных состояний, экстраполяция динамики фактических данных.

The determination reliability of development technological indicators plays an important role in the further field development, since they affect the field development rate, the drill footage, the amount of capital investments, the construction of ground communications, etc. Therefore, the choice of the methodology for forecasting technological indicators plays a decisive role in making investment decisions. To forecast the technological indicators of the gas/gas-condensate fields development a significant number of methods have been developed, among which the main ones are the methods of integrating the differential equations of fluids unsteady filtration within a porous medium inhomogeneous in reservoir properties, consistent change in stationary states and the basic laws extrapolation of the actual data dynamics. The above methods are characterized by varying degrees of the calculated values reliability and certain technological limitations. To assess the magnitude of the possible margin of error in the design of the hydrocarbon fields development, a study of generally accepted methods that are widely used in the oil and gas industry has been carried out. Based on the study results, it has been found that the Petroleum Experts IPM suite software package provides the highest accuracy and reliability of the predicted development indicators, since it takes into account the reservoir properties, phase transformations of complex reservoir hydrocarbon systems and the regularities of fluid movement along the wellbore. The results of the conducted research allow us to assert that the use of the main tools of hydrodynamic modeling in accordance with the world practice of designing the development of hydrocarbon fields will increase the production efficiency of residual hydrocarbon reserves at the final stage of development, which form the main potential for increasing its own production in Ukraine.

Key words: reservoir, gas drive, development forecasting, technological indicators, differential equations integration, sequential change of stationary states, extrapolation of the actual data dynamics.

Вступ

Теперішнє суспільство повною мірою залежить від нафти і газу. Перехід на відновлювальні джерела енергії потребує великих коштів та часу, в той час як економіка України вимагає не тільки стабілізації видобутку вуглеводнів, але і його нарощення [1].

Актуальність проблеми збільшення темпів вилучення вуглеводнів обумовлена тим, що в умовах спадного видобутку, а також виснаження легкодоступних запасів, які розміщені у сприятливих природно-геологічних умовах, практично відсутні ефективні технології з розробки важковидобувних запасів. Вирішення проблеми підвищення ефективності розробки родовищ пов'язане із створенням нових і вдосконаленням існуючих технологій видобутку вуглеводнів, які забезпечать більш повне вилучення вуглеводнів та зменшать навантаження на навколишнє середовище [2-3].

Переважає більшість родовищ вуглеводнів України вже вступили в завершальну стадію розробки, а родовища, що відкриті за останні роки, характеризуються складною будовою, великими глибинами залягання продуктивних покладів, незначними запасами та не можуть істотно вплинути на підтримання видобутку вуглеводнів. Тому основний потенційний резерв для нарощення рівнів видобутку становлять залишкові запаси виснажених родовищ [4-6].

Перспективи дорозробки залишкових запасів значно залежать від вибору методики прогнозування показників розробки, оскільки, саме коректне визначення технологічних показників визначає кінцеву вартість запланованих оргтехзаходів. Стратегія подальших робіт може

включати роботи з буріння та введення в експлуатацію нових свердловин, заходи з інтенсифікації видобутку газу, оптимізації умов експлуатації свердловин тощо.

Підвищити ефективність розробки виснажених нафтогазових родовищ України можливо шляхом впровадження цифрового моделювання на нафтогазових об'єктах України відповідно до світової практики проектування розробки родовищ. Використання основних інструментів гідродинамічного моделювання дозволить удосконалити існуючі технології розробки та підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Родовища природних газів розробляють на виснаження пластової енергії або із підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання в продуктивні поклади різних агентів впливу (вуглеводневих та неуглеводневих газів і їхні суміші, води, водогазових сумішей, об'ємів водних розчинів різного роду хімічних речовин та вуглеводневих розчинників тощо) [7-13].

Прогнозування технологічних показників розробки газових і газоконденсатних родовищ можна здійснювати декількома методами [14-17]. Одним з можливих методів є інтегрування диференціальних рівнянь дво- та тримірної неусталеної фільтрації флюїдів одно-, дво- та трифазних та багатоконпонентних систем у неоднорідному за фільтраційно-ємнісними властивостями пористому середовищі. Цей метод дозволяє врахувати індивідуальні особливості геологічної будови того чи іншого родовища, неоднорідність колекторських властивостей

продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною, нерівномірне розміщення видобувних свердловин на площі газонасності та їх різну продуктивність.

Перспективним методом прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів, який широко використовується в нафтогазовій промисловості, є метод послідовної зміни стаціонарних станів. Використання даного методу дозволяє розрахувати технологічні показники розробки газового родовища за газового режиму з деяким наближенням.

Для ефективного застосування методу послідовної зміни стаціонарних станів слід врахувати те, що за радіальної фільтрації газу до вибою свердловин середньозважений пластовий тиск за газонасченим поровим простором питомого об'єму дренажу мало відрізняється від тиску на межі питомого об'єму дренажу [7, 14].

Використання методу послідовної зміни стаціонарних станів є доцільним при орієнтовних і оціночних розрахунках технологічних показників розробки газового родовища. Даний метод може бути використаний на початкових етапах проектування розробки газових родовищ, у випадку коли недостатньо вихідної інформації та неможливо використати більш точні і досконаліші методики прогнозування.

Розрахувати прогнозні технологічні показники розробки також можна шляхом екстраполяції закономірностей динаміки фактичних даних. Даний метод ґрунтується на встановленні за результатами критичного аналізу геолого-промислової інформації характерних особливостей зміни у часі технологічних показників розробки. На основі статистичної обробки історичних даних виводяться аналітичні залежності для прогнозування технологічних показників розробки родовища.

Для родовищ природних газів з неоднорідною будовою, які характеризуються нерівномірним дренажуванням продуктивних покладів, нерівномірним розміщенням на площі газонасності видобувних свердловин, підвищити достовірність визначення прогнозних технологічних показників розробки родовища можна застосуванням числових методів. Характеристика відомих та розвиток нових підходів до прогнозування технологічних показників розробки газового родовища висвітлено у роботах Закірова С.Н. [7, 14, 16-17].

Під час проектування розробки родовищ вуглеводнів складної і дуже складної будови за наявності дво- та трифазних систем рекомендо-

вано створювати цифрові тривимірні моделі [9, 18-20].

Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ вуглеводнів та призначена для вирішення основних завдань розробки родовищ з метою найбільш повного вилучення запасів вуглеводнів та досягнення максимального економічного ефекту.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Енергетична незалежність економіки України обумовлює необхідність ретельного аналізу процесу вилучення вуглеводнів. Однак, на поточний час результати побудов геологічних моделей нафтогазових родовищ України виводяться на папір у вигляді профілів і карт, що не дає можливості візуалізувати об'ємну форму покладів, а також оперативно вносити нову геолого-промислову інформацію.

Розрахунки технологічних показників розробки газових та газоконденсатних родовищ здійснюються переважно в програмах на основі балансової моделі газового покладу за газового режиму для «середньої» свердловини, без врахування розподілу особливостей геологічного середовища та без врахування фазових перетворень вуглеводнів у пласті. Все це обмежує можливості прогнозування показників розробки для складних за геологічною будовою та складом пластових флюїдів родовищ вуглеводнів та знижує точність техніко-економічної оцінки ефективності їх розробки.

Наведене вище обумовлює необхідність пошуку єдиного інструменту, що забезпечить можливість комплексного підходу до вирішення проблем, пов'язаних обґрунтуванням систем розробки та вибором оптимальних варіантів розробки, які забезпечують максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів за мінімальних витрат.

Методика проведення досліджень в програмному забезпеченні GASDRIVE

Для розрахунку технологічних показників розробки газового покладу в програмному забезпеченні GASDRIVE проводиться збір, аналіз та підготовка вихідних даних. Вікно для занесення вихідних даних зображено на рисунку 1.

Розрахунок технологічних показників розробки покладу в програмі GASDRIVE проводиться для системи «поклад-свердловина» в декілька етапів. На кожному часовому кроці задають дебіт газу середньої свердловини і виконують розрахунок за наступними залежностями:

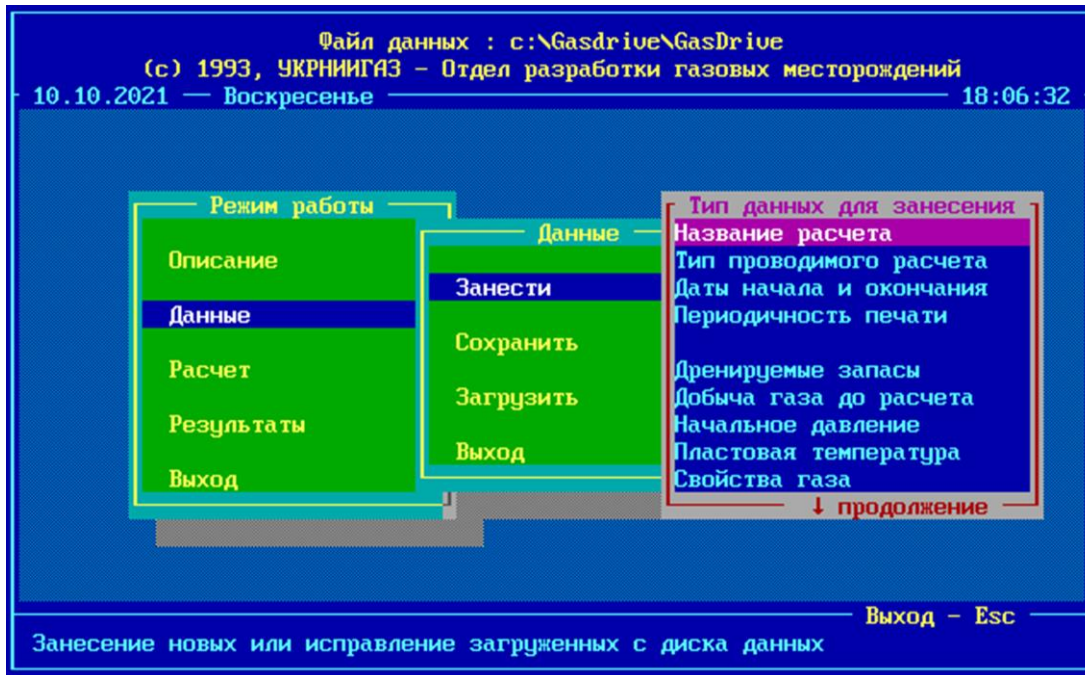


Рисунок 1 – Вікно для занесення вихідних даних

– рівняння матеріального балансу газу для газового покладу:

$$\frac{1}{Z_{пл}} \cdot u_{пл} + \frac{P_{плj}}{Z_{плj}} \cdot \frac{\tau/2}{Q_{зj} - Q_{dj}} \cdot \sum_{i=1}^K N_i(t) \cdot n_i(t) \cdot v_i =$$

$$= -\frac{P_{пл}}{Z_{пл}} + \frac{P_{плj}}{Z_{плj}} \cdot \left(1 - \frac{Q_{д(t-\tau)} - Q_{dj}}{Q_{зj} - Q_{dj}}\right) -$$

$$-\frac{c}{Z_{плj}} \cdot \frac{\tau/2}{Q_{зj} - Q_{dj}} \cdot \sum_{i=1}^K N_i(t) \cdot n_i(t) \cdot (q_i(t) + q_i(t-1));$$

– рівняння, що описує фільтрацію газу в привибійній зоні свердловини:

$$2P_{пл} \cdot U_{пл} - 2P_{гi} \cdot e^{2S_i} \cdot \text{sign}(P_{гi}) \cdot U_{гi} -$$

$$-(A_i - 2(B_i + \theta_i) \cdot |q_i|) \cdot v_i =$$

$$= -P_{пл}^2 + P_{гi}^2 \cdot e^{2S_i} \cdot \text{sign}(P_{гi}) + A_i \cdot q_i +$$

$$+(B_i + \theta_i) \cdot q_i \cdot |q_i|.$$

Якщо свердловини експлуатуються у технологічному режимі заданих дебітів газу, то замість рівняння $q_i = q_i^*$ застосовується рівняння:

$$v_i = q_i^* - q_i.$$

На наступному етапі перевіряється умова:

$$\Delta P_i \equiv P_{пл} - P_{зi} \leq \Delta P_i^*.$$

Якщо дана умова не забезпечується, то відбувається перехід на технологічний режим експлуатації свердловин із заданою депресією та розрахунок повторюється. Якщо умова дотримується, то перевіряється наступна умова:

$$P_{гi} \geq P_{гi}^*.$$

При недотриманні даної умови розрахунки повторюються на технологічному режимі заданого тиску на гирлі свердловини.

Методика проведення досліджень в програмному забезпеченні Petroleum Experts IPM suite

Розрахунок технологічних показників розробки родовища в програмному комплексі Petroleum Experts IPM suite проводиться в декілька етапів. На першому етапі відбувається збір, систематизація та підготовка геолого-промислових даних. Наступним кроком є проведення критичного аналізу отриманих даних та визначення їх якості. За результатами проведених робіт достовірні дані вносяться до бази даних проекту.

Основними вихідними даними є відомості про фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів, дані про конструкцію свердловин та технологічні параметри їх експлуатації. Моделювання руху флюїду стовбуром свердловини здійснюють з використанням загальноприйнятих кореляцій (Grey, Petroleum Experts, тощо) з метою проведення вузлового аналізу та визначення видобувних можливостей свердловини тощо. Наступним та основним етапом є побудова моделі свердловини в програмному комплексі Prosper.

Продуктивна характеристика свердловини 1 та результати проведення вузлового аналізу зображені на рисунку 2 та 3 відповідно.

На наступному етапі проводиться побудова та налаштування моделі покладу в програмному комплексі MBAL. Розрахунки технологічних показників розробки продуктивного покладу здійснюються з використанням методу матеріального балансу.

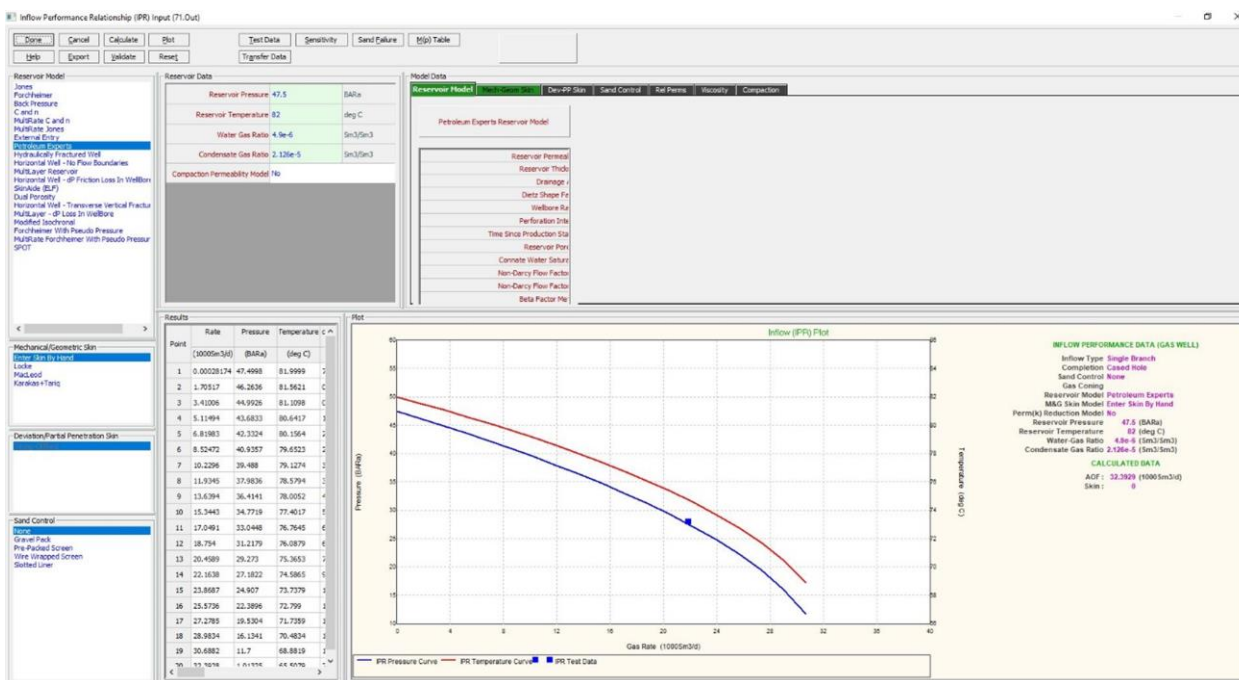


Рисунок 2 – Продуктивна характеристика свердловини 1

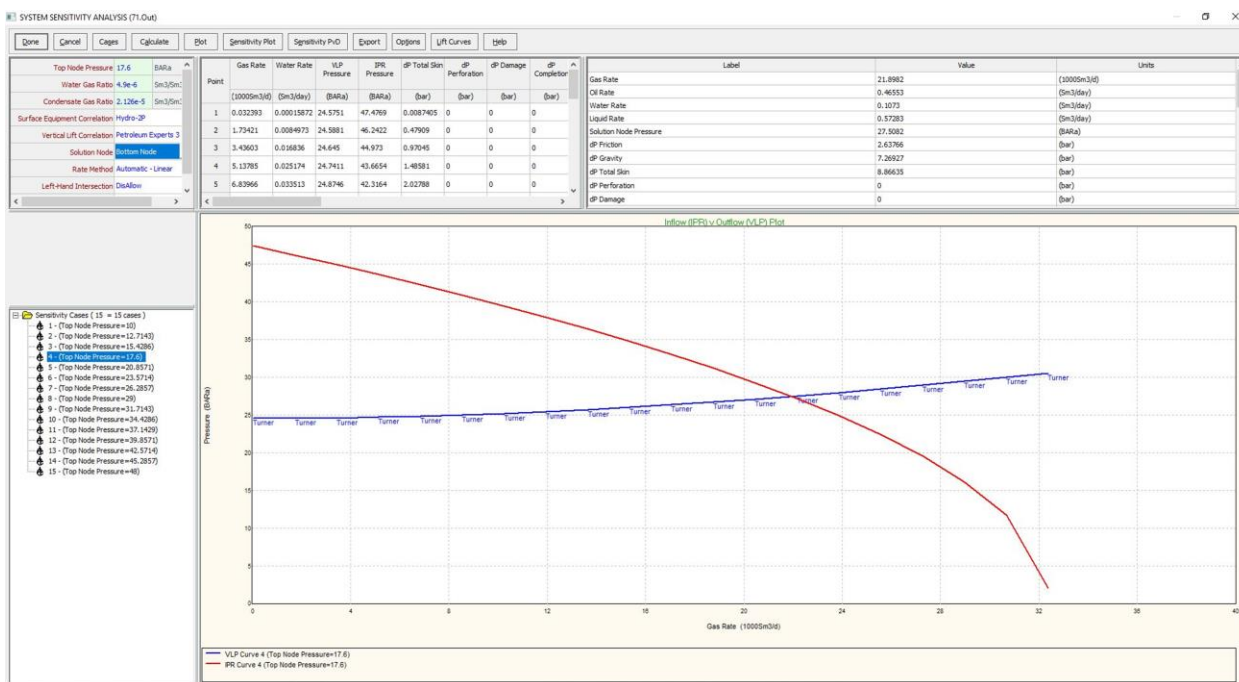


Рисунок 3 – Результати вузлового аналізу свердловини 1

Для завершення створення моделі покладу необхідно занести основні геолого-промислові дані щодо термобаричних умов залягання покладів та фізико-хімічних властивостей вуглеводнів, що їх насичують. Вікно для занесення вихідних даних з метою побудови гідродинамічної моделі покладу наведено на рисунку 4.

На наступному етапі для кожної свердловини продуктивного покладу завантажуються результати вузлового аналізу та модель руху

флюїду стовбуром свердловини, які раніше були створені в програмному комплексі Prosper. Додатково задаються дані технологічних режимів експлуатації свердловин, коефіцієнтів експлуатації та дати введення свердловин в експлуатацію.

Концептуальна модель продуктивного покладу з трьома видобувними свердловинами, наведена в програмному комплексі MBAL, зображена на рисунку 5.

Рисунок 4 – Вікно занесення вихідних даних для побудови моделі покладу

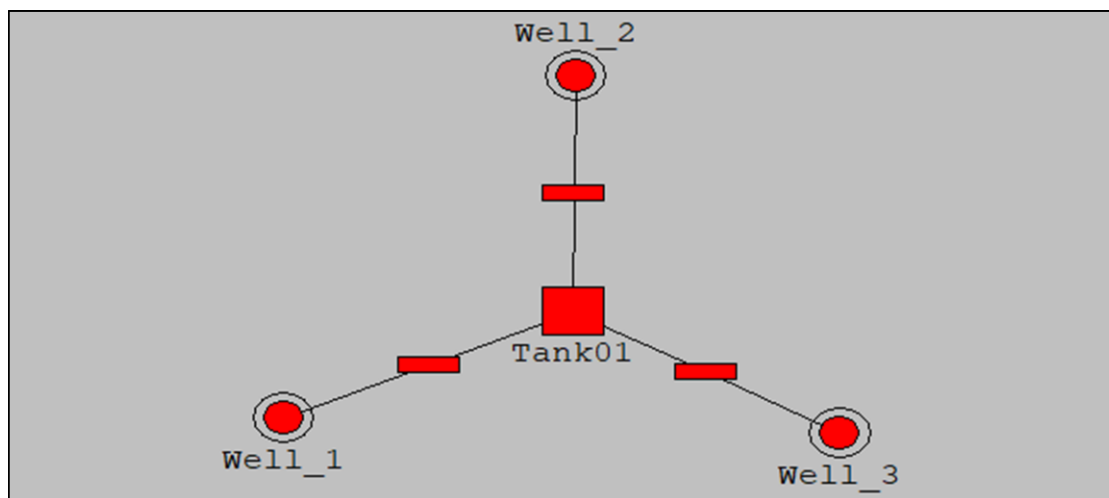


Рисунок 5 – Концептуальна модель продуктивного покладу

Методика проведення досліджень визначення технологічних показників розробки газового родовища за загальними інженерними розрахунками.

Розрахунки прогнозних показників розробки продуктивного покладу проводились на технологічному режимі заданого тиску на усті свердловини в наступній послідовності:

1. Задаються рядом послідовних значень часу t ;

2. Сумарний видобуток газу на момент часу t визначають за даною формулою:

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \varphi \cdot \Delta t, [\text{млн. м}^3];$$

де $Q_{\text{вид}}(t_{n-1})$ – накопичений видобуток газу на попередній момент часу;

$q(t_{n-1})$ – дебіт газу середньої свердловини на попередній момент часу;

n – кількість свердловин;

φ – коефіцієнт експлуатації свердловини, що дорівнює відношенню числа днів роботи свердловин в році до календарного числа днів;

$$\Delta t = t - t_{n-1}.$$

3. Для кожного значення t визначають середній поточний пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення:

$$P_{пл}(t) = \left(\frac{P_{п}}{Z_{п}} - \frac{Q_{вид}(t)}{\Omega^*} \right) Z(P_{пл}).$$

4. Визначають поточний дебіт середньої свердловини:

$$q(t) = - \frac{A^* \cdot (\mu Z)_{сер}}{2(B^* \cdot Z_{сер} + \theta)} + \sqrt{\left(\frac{A^* \cdot (\mu Z)_{сер}}{2(B^* \cdot Z_{сер} + \theta)} \right)^2 + \frac{P_{пл}^2(t) - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B^* \cdot Z_{сер} + \theta}},$$

де A^* та B^* - постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів, що дорівнюють:

$$A^* = \frac{A_{сер}}{(\mu Z)_{сер}}, \quad B^* = \frac{B_{сер}}{(\mu Z)_{сер}};$$

$(\mu Z)_{сер}$ - добуток коефіцієнтів динамічної в'язкості і надстисливості газу при середньому тиску та температурі відповідно та визначається за формулою:

$$(\mu Z)_{сер} = \frac{(\mu Z)_{пл} + (\mu Z)_{виб}}{2}.$$

S та θ - комплексні параметри, що визначаються за формулами:

$$S = 0.03415 \frac{\rho_{відн} \cdot L}{Z_{сер} \cdot T_{сер}},$$

$$\theta = 0.0133 \cdot \lambda \frac{Z_{сер}^2 \cdot T_{сер}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S} - 1).$$

При цьому в першому наближенні значення S , θ , $Z_{сер}$ та $(\mu Z)_{сер}$ приймають рівними їх значенням на попередній момент часу.

5. Поточний середній вибійний тиск визначають за формулою

$$P_{виб}(t) = \sqrt{P_{пл}^2(t) - A^* \cdot (\mu Z)_{сер} \cdot q(t) - B^* \cdot Z_{сер} \cdot q^2(t)}$$

$$P_{виб}(t) = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot q^2(t)}.$$

6. За заданим значенням P_y та визначеними величинами $P_{пл}(t)$ і $P_{виб}(t)$ уточнюють S , θ , $\mu_{пл}$, $\mu_{виб}$, $Z_{пл}$, $Z_{виб}$, $Z_{сер}$, $(\mu Z)_{сер}$;

7. Повторюють всі розрахунки, починаючи з пункту 4, і так доти, поки не буде досягнуто заданого ступеня точності у визначенні $q(t)$ та $P_{виб}(t)$.

8. Зі знайденим значенням середнього поточного дебіту газу повторюють всі розрахунки, починаючи з 2, доки не буде досягнуто заданого ступеня точності у визначенні середнього поточного пластового тиску;

9. Визначають темп відбору газу на момент часу t :

$$Q_t(t) = n \cdot \varphi \cdot \Delta t.$$

10. Визначають депресію на пласт:

$$\Delta P = P_{пл}(t) - P_{виб}(t).$$

Досліджуваний газоконденсатний поклад розробляється на виснаження з використанням трьох видобувних свердловин (№№ 1, 2, 3). На основі проведених розрахунків відповідно до досліджуваних методик будувалися графічні залежності основних технологічних показників розробки.

Виклад основного матеріалу

Використовуючи програмне забезпечення GASDRIVE, здійснено розрахунок прогнозних технологічних показників розробки продуктивного покладу. Згідно з результатами проведених розрахунків пластовий тиск на кінець розрахункового періоду знижується з 4,75 МПа до 3,17 МПа. Величина вибійного тиску знижується з 2,98 МПа до 2,4 МПа. Середньорічне значення продуктивності середньої свердловини знижується з 32,5 тис.м³/добу до 16 тис.м³/добу при робочому тиску 1,76 МПа. Річний видобуток газу за розглянутий період розробки покладу знизився з 35,5 млн м³ до 20,9 млн м³. Накопичений видобуток газу на кінець досліджень становить 1062,44 млн м³. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу з покладу на кінець розрахункового періоду дорівнює 91,66 %.

Результати розрахунків технологічних показників розробки з використанням в програми GASDRIVE наведено на рисунку 6.

Аналізуючи результати прогнозних розрахунків технологічних показників з використанням програмного комплексу Petroleum Experts IPM suite, встановлено, що пластовий тиск на кінець розрахунків знижується з 4,8 до 3,4 МПа. Тиск на вибої свердловини змінюється в межах 2,9-2,4 МПа. Середньорічний дебіт газу знизився з 32,5 тис.м³/добу до 12,4 тис.м³/добу при значенні робочого тиску 1,76 МПа. Річний видобуток газу за розглянутий період розробки продуктивного горизонту знизився з 35,5 до 17,1 млн м³. Накопичений видобуток газу на кінець дослідження дорівнює 1056,6 млн м³. При розрахунку прогнозних показників розробки з використанням Petroleum Experts IPM suite коефіцієнт газовилучення покладу на кінець розрахунків становить 91,2 %.

Результати розрахунків технологічних показників розробки з використанням в програми Petroleum Experts IPM suite наведено на рисунку 7.

Прогнозування показників розробки продуктивного покладу із застосуванням методу послідовної зміни стаціонарних станів здійснено за одним варіантом розробки при

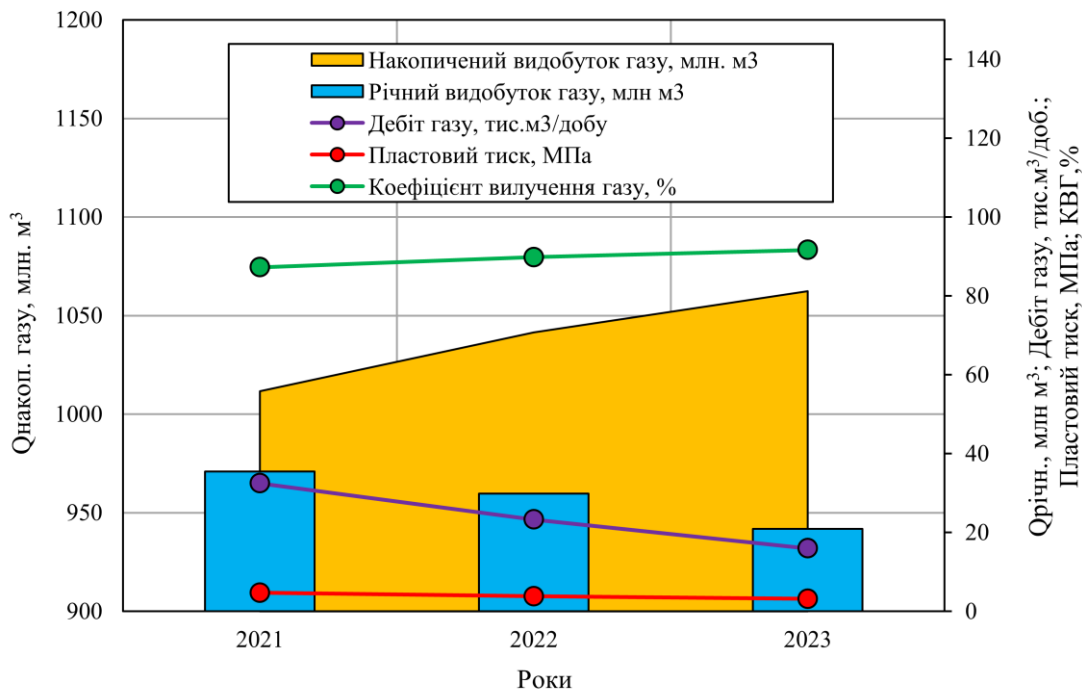


Рисунок 6 – Динаміка технологічних показників розробки продуктивного покладу з використанням програми GASDRIVE

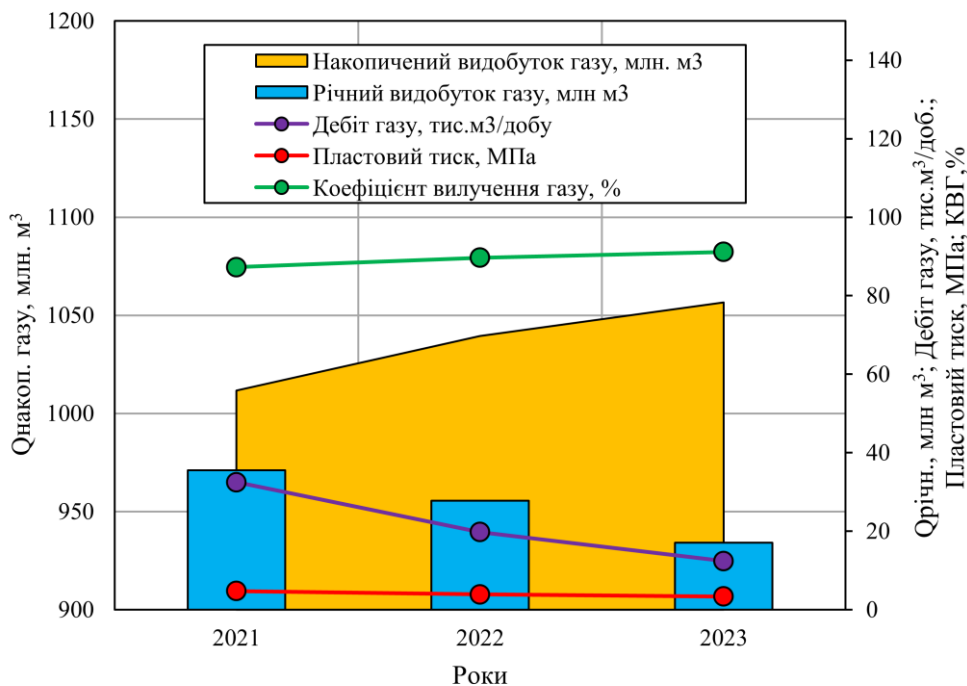


Рисунок 7 – Динаміка технологічних показників розробки продуктивного покладу з використанням програми «Petroleum Experts IPM suite»

технологічному режимі заданого тиску на усті свердловини. За результатами проведених розрахунків слід відзначити те, що пластовий тиск на кінець прогнозного періоду знизився з 4,8 МПа до 3,2 МПа. Поточний тиск на вибої свердловини знаходиться на рівні 3,0 - 2,5 МПа. Середньорічний дебіт газу середньої свердловини знизився з 32,5 до 16,0 тис.м³/добу при

робочому тиску 1,76 МПа. Річний видобуток газу за розглянутий період розробки продуктивного горизонту знизився з 29,92 млн м³ до 21,05 млн м³. Накопичений видобуток газу на кінець дослідження становить 1062,67 млн м³. Кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу з використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів становить 91,68 %.

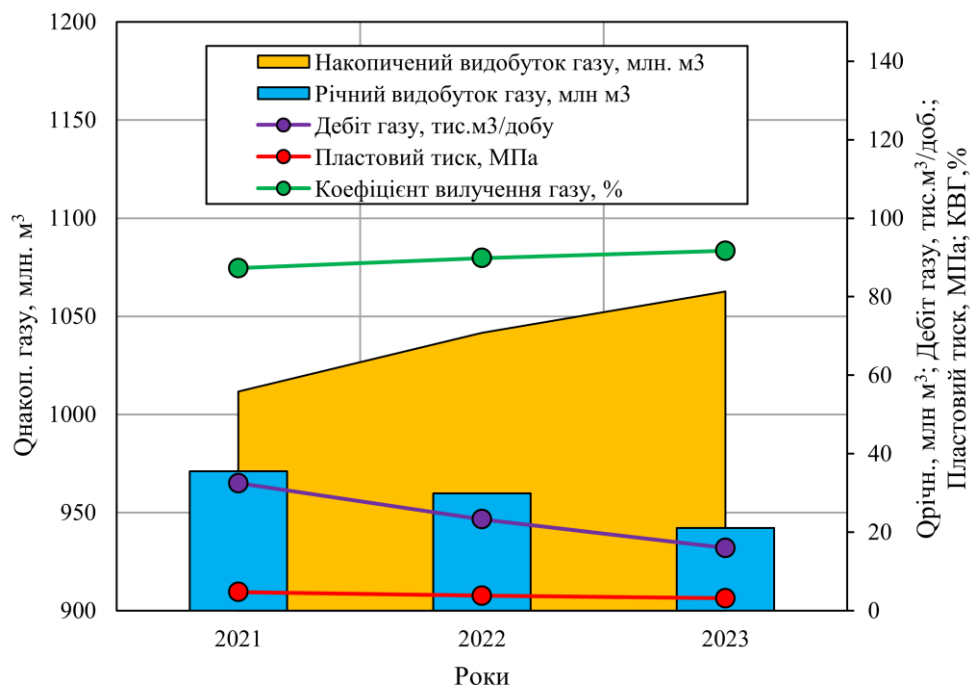


Рисунок 8 – Динаміка технологічних показників розробки продуктивного покладу з використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів

Таблиця 1 – Узагальнення результатів розрахунків технологічних показників розробки продуктивного покладу відповідно до розглянутих методик

Методика	Технологічні параметри розробки продуктивного покладу											
	Середньорічний дебіт газу, тис.м ³ /добу			Річний видобуток газу, млн м ³			Пластовий тиск на кінець року, МПа			Вибійний тиск на кінець року, МПа		
Роки	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
GASDRIVE	32,5	23,3	15,9	36,01	29,84	20,9	4,75	3,83	3,17	2,98	2,66	2,46
Petroleum Experts IPM suite	32,5	19,8	12,4	36,01	27,8	17,11	4,75	3,89	3,36	2,87	2,57	2,44
Послідовна зміна стаціонарних станів	32,5	23,3	16	36,01	29,92	21,05	4,75	3,83	3,17	2,98	2,66	2,46

Результати розрахунків технологічних показників розробки з використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів наведено на рисунку 8.

Узагальнення результатів розрахунків технологічних показників розробки продуктивного покладу відповідно до розглянутих методик наведено в таблиці 1.

За результатами аналізу таблиці 1 встановлено, що існує деяка відмінність в динаміці основних технологічних показників розробки продуктивного покладу залежно від вибраної методики. Результати порівняльного аналізу

результатів розрахунків свідчать про те, що найбільшого відхилення досягається у випадку використання програмного комплексу Petroleum Experts IPM suite. Отримані результати досліджень зумовлені, в основному, за рахунок більш повного врахування геолого-технологічних факторів, а також фізичних процесів, які мають місце при розробці продуктивного покладу. До основних факторів, які враховуються в програмному забезпеченні Petroleum Experts IPM suite та значно впливають на величину видобутку природного газу, належать:

- Фільтраційно-емісійні властивості продуктивних відкладів;
- PVT властивості пластових флюїдів (газ, конденсат, вода);
- Фазові перетворення складних вуглеводневих систем
- Відносні фазові проникності для газу, конденсату, води;
- Недосконалість свердловини та стан забруднення привибійної зони пласта;
- Фізичні процеси підчас руху флюїдів стовбуром свердловини.

Результати проведених досліджень основних методик і програмних комплексів для розрахунку технологічних показників експлуатації видобувних свердловин дають підстави стверджувати про те, що використання сучасних підходів до проектування розробки дозволяють забезпечити більшу надійність техніко-економічних показників та напрацювати оптимальні шляхи підвищення кінцевого вуглеводневилучення.

Висновок

Результати проведених досліджень свідчать про те, що використання сучасних інструментів проектування розробки родовищ вуглеводнів дозволяє більш точно прогнозувати технологічні показники розробки продуктивних покладів та якісно оцінювати їх видобувні можливості. Адже, саме техніко-економічні показники є основою для обґрунтування доцільності додаткового буріння експлуатаційних свердловин, проведення заходів з інтенсифікації видобутку, ремонтно-ізоляційних робіт, обґрунтування доцільності впровадження вторинних та третинних технологій розробки родовищ.

Впровадження цифрового моделювання на нафтогазових об'єктах України дозволить комплексно підходити до вирішення проблем, пов'язаних з обґрунтуванням систем розробки та вибором оптимальних варіантів розробки та дозволить підвищити техніко-економічні показники розробки родовищ вуглеводнів.

Інвестування у впровадження сучасних технологій розробки нафтогазових родовищ України дозволить підвищити їх видобувні можливості та, відповідно, збільшити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Література

1. Кудря С.А. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісн. НАН України*. 2015. № 12. С.19-26.
2. Кондрат Р. М., Серединський Д. Ю., Кондрат О. Р. Дослідження застосування вуглекислого газу для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 2(35). С. 26-30.
3. Кондрат Р. М., Дорошенко В. М., Кондрат О. Р. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 1. С.17-21.
4. Кондрат О.Р. Кондрат Р.М. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зещемленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №4. С.21-26.
5. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №3. С. 15-20.
6. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
7. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений : учебн. пос. Москва: Струна, 1998. 628 с.
8. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 471 с.
9. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов. Москва: Недра, 1992. 255 с.
10. 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. № 16 (109), P. 77–84.
11. Matkivskyi S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons*. 2020. 11-12 November, Dnipro, Ukraine.
12. Kryvulya S., Matkivskyi S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.

13. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (8-9 грудня 2020, Івано-Франківськ)*. Івано-Франківськ, 2020. С. 99-102.
14. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учебн. пос. Москва: Недра, 1989. 334 с.
15. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Закиров С.Н. и др. Москва: Грааль, 2000. 643 с.
16. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров и др. Москва: ФГУП «Производственно-издательский комбинат ВИНТИ», 2004. 520 с.
17. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров и др. Ч. 2. Москва: Ижевск. Ин-т компьютерных исследований НИИ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 484 с.
18. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Київ: НАК «Нафтогаз України», 2017. 118 с.
19. Тер-Саркисов Р. М., Подюк В. Г., Николаев В. А. Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. Москва: Недра, 1998. 344 с.
20. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. Москва: Недра. 1999. 659 с.
21. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2019. No4. P. 21-26. [in Ukrainian]
22. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Pidvyzhchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2017. No3. P. 15-20. [in Ukrainian]
23. Rassokhyn H.V. Zavershaiushchaia stadiia razrobotky hazovykh y hazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p. [in Ukrainian]
24. Zakirov S.N. Razrobotka gazovyih, gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy : uchebn. pos. Moskva: Struna, 1998. 628 p. [in Russian]
25. Kondrat R. M. Tekhnolohiia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch : pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2021. 471 p. [in Ukrainian]
26. Kondrat R. M. Gazokondensatootdacha plastov. Moskva: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]
27. 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 16 (109). P. 77–84.
28. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons*. 2020. 11-12 November, Dnipro, Ukraine.
29. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.
30. Kryvulya S.V., Bikman Ye.S., Kondrat O.R., Matkivskiy S.V. Perspektivy dorozrobky hazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrogradnoho kondensatu. *Naftohazova haluz: Perspektivy naroshchuvannia resursnoi bazy: materialy mizhnarodnoi naukovotekhnichnoi konferentsii (8-9 hrudnia 2020, Ivano-Frankivsk)*. Ivano-Frankivsk, 2020. P. 99-102. [in Ukrainian]
31. Zakirov S.N. Teoriya i proektirovanie razrobotki gazovyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy : uchebn. pos. Moskva: Nedra, 1989. 334 p. [in Russian]
32. Sovershenstvovanie tehnologiy razrobotki mestorozhdeniy nefiti i gaza / Zakirov S.N. i dr. Moskva: Graal, 2000. 643 p. [in Russian]

References

1. Kudria S.A. Stan ta perspektyvy rozvytku vidnovliuvanoi enerhetyky v Ukraini. *Visn. NAN Ukrainy*. 2015. No 12. P.19-26. [in Ukrainian]
2. Kondrat R. M., Seredynskiy D. Yu., Kondrat O. R. Doslidzhennia zastosuvannia vuhlekysloho hazu dlia vyluchennia zalyshkovoi nafty z obvodnenykh naftovykh pokladiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2010. No 2(35). P. 26-30. [in Ukrainian]
3. Kondrat R. M., Doroshenko V. M., Kondrat O. R. Osoblyvosti zavershalnoi stadii rozrobky rodovyshch nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 1. P.17-21. [in Ukrainian]
4. Kondrat O.R. Kondrat R.M. Pidvyzhchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu.

16. Novyie printsipy i tehnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza / S.N. Zakirov i dr. Moskva: FGUP «Proizvodstvenno-izdatelskiy kombinat VINITI, 2004. 520 p.[in Russian]

17. Novyie printsipy i tehnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza / S.N. Zakirov i dr. Ch. 2. Moskva: Izhevsk. In-t kompyuternyih issledovaniy NII «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika», 2009. 484 p. [in Russian]

18. Pravyla rozrobky naftovykh i hazovykh rodovyshch. Kyiv: NAK «Naftohaz Ukrainy», 2017. 118 p. [in Ukrainian]

19. Ter-Sarkisov R. M., Podyuk V. G., Nikolaev V. A. Nauchnyie osnovyi povyisheniya effektivnosti razrabotki gazokondensatnyih mestorozhdeniy. Moskva: Nedra, 1998. 344 p. [in Russian]

20. Ter-Sarkisov R. M. Razrabotka mestorozhdeniy prirodnyih gazov. Moskva: Nedra. 1999. 659 p. [in Russian]