

УДК 622.279.4

**АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ НЕЗМІШУВАЛЬНОГО ВИТІСНЕННЯ
КОНДЕНСАТУ З ВИКОРИСТАННЯМ АЗОТУ І ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ**

аспірант, Бурачок О. В.

<https://orcid.org/0000-0001-9935-3970>

e-mail: oburachok@googlemail.com

професор, доктор технічних наук, Кондрат О. Р.

<https://orcid.org/0000-0003-4406-3890>

kondrat@nung.edu.ua

доцент, кандидат технічних наук, Хайдарова Л. І.

<https://orcid.org/0000-0002-8529-4807>

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Україна, Івано-Франківськ

Досліджено умови за яких може бути досягнуто повне змішування азоту і вуглекислого газу із типовими газоконденсатними пластовими флюїдами із потенційним вмістом рідких вуглеводнів 100, 300 і 500 г/м³. За умови суттєвого виснаження пластової енергії і низьких пластових тисків, що характеризує кінцеві стадії розробки родовищ, повне змішування неможливо досягнути для жодного з цих неуглеводневих газів. Використання вуглекислого газу є більш сприятливим, оскільки на ранніх стадіях розробки, дозволяє отримати повне багатоконтактне змішування за тисків нижчих за початковий пластовий тиск. Проаналізовано ефективність нагнітання азоту і вуглекислого газу для витіснення конденсату, що випав у пласті, за умови максимального виснаження пластової енергії, коли пластовий тиск рівний тиску максимальної конденсації. Використання вуглекислого газу дозволяє збільшити коефіцієнт

конденсатовилучення на 7%, у порівнянні з азотом для пластових систем із високим потенційним вмістом конденсату (500 г/м^3).

Ключові слова: нагнітання азоту, нагнітання вуглекислого газу, витіснення, змішування, конденсатовилучення.

аспирант, Бурачок А. В., професор, доктор технических наук, Кондрат А. Р., доцент, кандидат технических наук, Хайдарова Л. И., Анализ результатов несмешиваемого вытеснения конденсата с использованием азота и углекислого газа / Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Украина, Ивано-Франковск

Исследованы условия при которых могут быть достигнуто полную смешиваемость азота и углекислого газа с типовыми газоконденсатными флюидами с потенциальным содержанием жидких углеводородов 100, 300 и 500 г/м^3 . При условии значительного истощения пластовой энергии и низких пластовых давлениях, которое характеризует конечные стадии разработки месторождений, полное смешиваемость невозможно достичь ни для одного из этих газов. Использование углекислого газа является более целесообразным, поскольку на ранних стадиях разработки, позволяет достичь полное многоконтактную смешиваемость при давлениях ниже начального пластового. Проанализировано эффективность нагнетания азота и углекислого газа для выпавшего в пласте конденсата, при условии максимального истощения пластовой энергии, когда пластовое давление равно давлению максимальной конденсации. Использование углекислого газа позволяет увеличить коэффициент конденсатоизвлечения на 7% по сравнению с азотом, для пластовых систем с высоким потенциальным содержанием конденсата (500 г/м^3).

Ключевые слова: нагнетание азота, нагнетание углекислого газа, вытеснение, смешиваемость, конденсатоизвлечение.

O. Burachok, PhD student, O. Kondrat, Professor, Doctor of Technical Sciences, L. Khaidarova, Candidate of Technical Sciences, Results analysis of non-miscible condensate displacement by nitrogen and carbon dioxide / Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine, Ivano-Frankivsk

Full miscibility conditions of nitrogen and carbon dioxide with typical gas-condensate fluids with potential condensate yield of liquid hydrocarbons 100, 300 and 500 g/m³ have been researched. In case of significant reservoir energy depletion and low reservoir pressures, that is common for final stages of the field development, full miscibility cannot be achieved for none of these gases. Application of carbon dioxide is preferable, because on the earliest stages of the development gives a chance to achieve full multi-contact miscibility at pressures that are below the initial reservoir pressure. The effectiveness of the nitrogen and carbon dioxide injection for the displacement of the dropped-out condensate have been analyzed in case of maximum depletion of the reservoir energy, when reservoir pressure is equal to the pressure of maximum liquid drop-out. Usage of carbon dioxide allows increase of condensate recovery factor by 7% in comparison to nitrogen for the reservoir fluids with a high potential condensate yield (500 g/m³).

Key words: nitrogen injection, carbon dioxide injection, displacement, miscibility, condensate recovery.

Вступ. Більшість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки, які характеризуються низькими пластовими тисками, а у випадку газоконденсатних

родовищ значними залишковими запасами сконденсованих рідких вуглеводнів C_{5+} [11, 15].

Зважаючи на мету повної незалежності держави від імпорту енергоносіїв, важливою проблемою є нарощення власного видобутку для компенсації недостатніх об'ємів газу. Одними з дієвих шляхів підвищення вуглеводневилучення, а особливо сконденсованих рідких вуглеводнів є застосування різних агентів впливу, вуглеводневих і неуглеводневих газів, хімічних розчинів поверхнево-активних речовин і т.д. В даній роботі виконано аналіз результатів розрахунків з витіснення конденсату, що випав з використанням азоту і вуглекислого газу, з умов недосягнення повного змішування.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. В Україні, дослідженням газоконденсатних родовищ, займалися в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (ІФНТУНГ) професори Р.М. Кондрат і О.Р. Кондрат, та в інституті УкрНДІгазі – Є.С. Бікман і І.М. Фик. Виконано значний обсяг науково-дослідних робіт на фізичних моделях пласта по дослідженню можливостей застосування в якості робочих агентів води, водогазових сумішей, облямівок водних розчинів ПАВ, вуглеводневих розчинників. Запропоновано наступні технології [2-6, 10-16]:

Заводнення за тиску, що дорівнює або близький до тиску початку конденсації;

Заводнення за тиску, що відповідає тиску конденсації з газу важких фракцій вуглеводневого конденсату і гідрофобізації ними поверхні порових каналів;

Заводнення за тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші;

Заводнення за тиску, за якого густина і в'язкість випавшого конденсату мінімальна;

Підтримання пластового тиску нагнітанням облямівки вуглеводневого розчинника із подальшим нагнітанням води чи водогазової суміші;

Підтриманням пластового тиску нагнітанням облямівок водних розчинів ПАР чи піни із подальшим нагнітанням води чи водогазових сумішей [13];

Для різко неоднорідних колекторів, поєднання заводнення (у високопроникні) із сайклінг-процесом (сухий газ у низькопроникні).

Для якісного впровадження цих технологій необхідно мати адекватні PVT-моделі пластових флюїдів, щоб мати змогу детально і точного описати складні процеси фазових перетворень [7-9].

Мета статті. Метою статті є встановлення доцільності використання неуглеводневих газів на пізній стадії розробки газоконденсатних родовищ за різних потенційних вмістів вуглеводнів C_{5+} за умови незмішувального витіснення.

Виклад основного матеріалу. Основними способами підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ є підтримання пластового тиску. Оскільки, основну увагу при дослідженнях приділено підвищенню конденсатовилучення, що вже випав у пласті, в залежності від агентів, що нагнітаються, процес може відбуватися за досягнення або відсутності повного чи часткового змішування. У першому випадку основний ефект та додатковий видобуток досягається за рахунок зворотного випаровування рідких вуглеводнів через підвищення пластового тиску із частковим додатковим ефектом від непоршневого витіснення агентом нагнітання. Найвищих коефіцієнтів вилучення рідких вуглеводнів отримують за умови змішувального витіснення (Рис. 1).

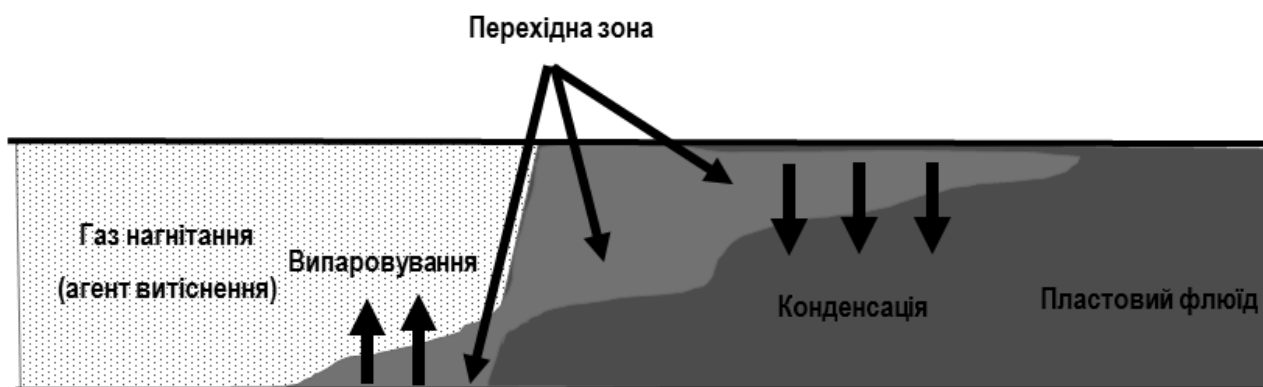


Рис. 1. Схематичне зображення змішувального витіснення за рахунок процесів конденсації і випаровування.

а) перед фронтом, на контакті витіснювального агента із пластовим флюїдом, через низьку кількість проміжних вуглеводнів у пластовому флюїді, відбувається конденсація легких вуглеводнів C_2 - C_4 і поглинання їх пластовим флюїдом, із поступовим полегшенням нафти. Цей процес відбуватиметься до моменту, поки не буде досягнуто однофазної системи, або процес збагачення не набуде рівноважного стану із наявністю двох фаз і неможливістю досягнення умови змішування;

б) за фронтом витіснення нагнітання сухого газу (метану) або вуглекислого газу чи розчинників із незначною кількістю проміжних компонентів, газ нагнітання збагачується ними за рахунок випаровування з пластового флюїду. В процесі фільтрації по пласту, процес збагачення газу триватиме до моменту коли утвориться однорідна фаза, або процес збагачення набуде рівноважного стану без досягнення змішування.

Нами досліджено пластові системи із трьома різними потенційними вмістами, а саме 100, 300 і 500 г/м³ (Рис. 2). Виконано розрахунок умов досягнення змішування шляхом розрахунку тисків першо-контактного (ПКЗ) та багато-контактного змішування (БКЗ) з використанням методики [1], які зведено у Табл. 1. Як бачимо, із зростанням потенційного вмісту значно зростають тиски за яких

досягається першо-контактне та багато-контактне змішування. В той же час, для низького потенційного вмісту (100 г/м^3), використання будь якого газу від початку розробки чи за незначного зниження пластового тиску є ефективним, через низьке значення тиску початку конденсації (20 МПа). Для флюїдів із середнім та високим потенційним вмістом конденсату, CO_2 дає змогу досягти змішування за умови використання від початку розробки, оскільки прийнятий початковий пластовий тиск в 40 МПа є нижчим за тиски змішування.

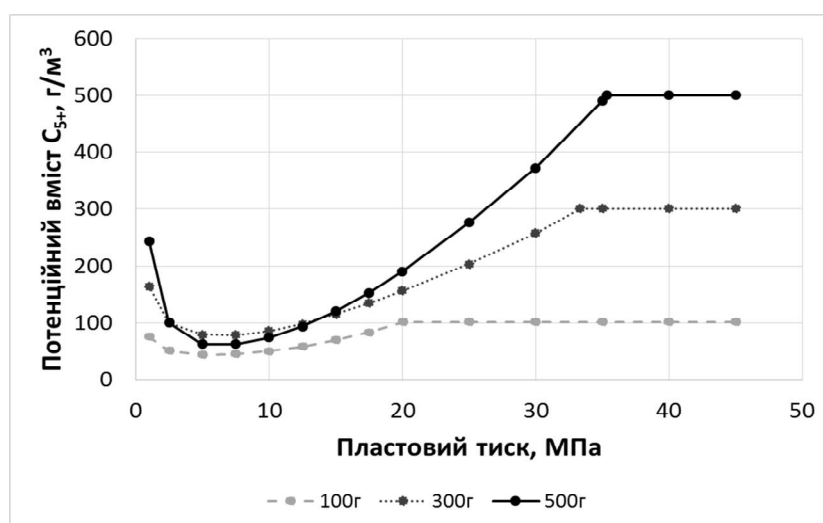


Рис. 2. Залежності потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} у пластових системах від тиску.

Таблиця 1

Розраховані значення тисків першо- та багато-контактного змішування досліджуваних газів нагнітання з пластовими флюїдами

Модель флюїда	Газ нагнітання			
	N_2		CO_2	
	ПКЗ	БКЗ	ПКЗ	БКЗ
100 г/м^3	35,638	—	25,373	—
300 г/м^3	66,744	—	36,451	—
500 г/м^3	79,859	58,880	38,781	—

Оскільки, дослідження проводилися за максимального рівня насичення порового простору випавшою рідкою вуглеводневою фазою, тобто за тиску максимальної конденсації, який для розглянутих моделей флюїдів (Рис. 1) становить біля 4 МПа, за будь-яких умов, використання усіх розглянутих газів, не призведе до змішаного витіснення вже сконденсованих вуглеводнів оскільки тиски першо-контактного і багато-контактного змішування є завжди вищими за тиски початку конденсації.

Дослідження ефективності витіснення конденсату виконувалося з використанням чисельного гідродинамічного моделювання неоднорідного газоконденсатного покладу, із будовою максимально наближеною до реальних умов родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Спочатку, модель виснажувалась до тиску максимальної конденсації через 14 нерівномірно розміщених видобувних свердловин, після чого здійснювалося нагнітання азоту чи вуглекислого газу в 6 додатково-пробурених внутрішньоконтурних нагнітальних свердловин. Розрахунки виконано із компенсацією відборів нагнітанням в 50 і 100%, які наведено у Табл. 2 і 3. Тут додатковий видобуток конденсату розраховано від базового варіанту розробки існуючою сіткою з 14 свердловин на виснаження.

У випадку 50% компенсації відборів, за тих самих технологічних умов роботи свердловин, нагнітання забезпечуються вищі, порядку 20%, об'єми нагнітання CO_2 ніж N_2 , із вищим додатковим видобутком конденсату в межах (15-23)%. Для варіантів із 100% компенсації, нижчі об'єми закачаного CO_2 (до 1 млрд. м^3 у випадку 500 г/м^3), приріст додаткового видобутку від CO_2 у порівнянні з N_2 становить від 10,8% для пластової системи із низьким потенційним вмістом (100 г/м^3) до 56,5% для системи із високим потенційним вмістом (500 г/м^3).

Висновки:

В роботі досліджено умови змішування азоту і вуглекислого газу із типовими для ДДЗ газоконденсатними флюїдами. Використання CO_2 на ранніх стадіях розробки, коли пластовий тиск близький до початкового прийнятого в 40 МПа, дозволяє досягти умови повного багатоконтактного змішування. Однак, у випадку коли родовище перебуває на пізній стадії

Таблиця 2

Результати розрахунків з нагнітання азоту

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м^3
100 г/ м^3	50	4,049	4,900	72,83	0,238
	100	35,065	5,318	79,05	0,656
300 г/ м^3	50	3,682	7,136	44,19	0,212
	100	35,424	7,730	47,87	0,806
500 г/ м^3	50	3,589	9,855	38,29	0,294
	100	36,867	10,927	42,46	1,366

Таблиця 3

Результати розрахунків з нагнітання вуглекислого газу

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м^3
100 г/ м^3	50	4,915	4,957	73,68	0,295
	100	34,847	5,389	80,09	0,727
300 г/ м^3	50	4,382	7,167	44,39	0,243
	100	34,675	8,027	49,71	1,103
500 г/ м^3	50	4,240	9,899	38,46	0,338
	100	35,860	11,700	45,46	2,139

розробки із високим ступенем виснаження пластової енергії і низькими значеннями пластового тиску, досягти умов повного змішування неможливо. Використання азоту на будь якій стадії розробки унеможливорює досягнення умов змішування.

Порівняння додаткових видобутків конденсату за рахунок нагнітання азоту та вуглекислого газу, однозначно вказує на кращу витіснявальну здатність останнього. Чим вищий потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} , а отже і насичення рідкою вуглеводневою фазою за тиску максимальної конденсації, тим вищий додатковий видобуток. З технологічної ефективності, 100% компенсація відборів нагнітанням є кращою, забезпечуючи зростання коефіцієнта конденсатовилучення до 7% для систем із вмістом C_{5+} 500 г/м³ у порівнянні із 50% компенсацією.

Література:

1. Ahmadi K., Johns R.T. (2008). Multiple Mixing-Cell Method for MMP Calculations. *SPE paper 116823 was prepared for presentation at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.*
2. Burachok O., Kondrat O. (2019). Optimization of Gas-condensate Reservoir EOR Technology under Geological Uncertainties, *EAGE IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery, 8-11 April 2019, Pau, France*, Tu P14.
3. Kondrat O. (2013). The enhancement of hydrocarbon recovery from depleted gas and gas-condensate fields. *Annual Scientific-Technical Collection – Mining of Mineral Deposits*. p. 143-148.
4. Бікман Є. С. (2017). Оптимізація сайклінг-процесу в умовах розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського

НГКР. *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп.; міжнар. наук.-техн. конф., м. Ів.-Франківськ, 15-19 трав.* – Івано-Франківськ: Голіней О. М., 2017. 89-93.

5. Бікман Є. С., Кривуля С. В., Ляшенко О. В., Хомин І. І., Нестеренко О. Г., Яремійчук Я. С. (2011). Стратегія розробки газоконденсатних родовищ України з використанням азоту для підтримання пластового тиску. *Компрессорное и энергетическое машиностроение*, №3 (25), 15-18.

6. Бікман Є. С., Єгоров С. О., Курочкін К. С. (2014). Технологія збагачення газу азотом при сайклінг-процесі на Тимофіївському та Куличихинському НГКР з одночасним виробництвом метанольного продукту. *Компрессорное и энергетическое машиностроение*, №1 (35), 2-6.

7. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р. (2020). Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, № 1(74), 82-88.

8. Бурачок О. В., Кондрат О. Р., Бікман Є. С., Матківський С. В., Першин Д. В. (2020). Особливості створення PVT-моделей за умови обмеженої вхідної інформації. *Modern science: problems and innovations. Abstracts of the 5th International scientific and practical conference. SSPG Publish. Stockholm, Sweden, 21-27*. URL: <https://sci-conf.com.ua/v-mezhdunarodnaya-nauchno-prakticheskaya-konferentsiya-modern-science-problems-and-innovations-26-28-iyulya-2020-goda-stokgolm-shvetsiya-arhiv/>

9. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. (2020). Дослідження межі застосування PVT-моделі «чорної нафти» для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*, № 2, 43-48.

10. Дорошенко В. М., Єгер Д. О., Зарубін Ю. О., Кондрат Р. М. (2007). Напрямки вирішення проблем розробки виснаження родовищ нафти і газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, № 4, 108-110.
11. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М. (2017). Збільшення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення з виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп.; міжнар. наук.-техн. конф., м. Ів.-Франківськ, 15-19 трав. - Івано-Франківськ: Голіней О. М.*, 55-56.
12. Кондрат О. Р. (2015). Лабораторні дослідження підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, № 3(56), 72-76.
13. Кондрат О. Р. (2015). Підвищення ефективності дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ. *Геотехнічна механіка*, №122.
14. Кондрат Р.М., Єгер Д.О., Смолівик Л.В. (1997). Енергоощадні технології видобутку залишкових запасів вуглеводнів з частково виснажених родовищ природних газів. *Матеріали 2 наук.-техн. Конф. Львів, 1997*, 58.
15. Кондрат Р. М. (2001). Проблеми видобування залишкових вуглеводнів з виснажених газових і газоконденсатних родовищ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, № 1, 71-74.
16. Кондрат Р. М., Кондрат О.Р., Середницький Л.М., Кучернюк А.В. (2007). Проблеми та шляхи видобутку залишкових вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, № 2(23), 5-14.

References:

1. Ahmadi K., Johns R.T. (2008). Multiple Mixing-Cell Method for MMP Calculations. *SPE paper 116823 was prepared for presentation at the*

2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.

2. Burachok O., Kondrat O. (2019). Optimization of Gas-condensate Reservoir EOR Technology under Geological Uncertainties, *EAGE IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery, 8-11 April 2019, Pau, France*, Tu P14.

3. Kondrat O. (2013). The enhancement of hydrocarbon recovery from depleted gas and gas-condensate fields. *Annual Scientific-Technical Collection – Mining of Mineral Deposits*. p. 143-148.

4. Bikman Ye.S., (2017). Optymizatsia saikling-protsesu v umovakh rozrobky famenskykh pokladiv Tymofiivskogo ta Kulychykhynskogo NGKR. *Naftogazova energetyka 2017: tezy dop.; mizhnar. nauk.-tekhn. konf., m. Iv.-Frankivsk, 15-19 trav. – Ivano-Frankivsk: Holiney O. M., 2017*. 89-93. [In Ukrainian].

5. Bikman Ye.S., Kryvulya S.V., Lyashenko O.V., Khomyn I.I., Nesterenko O.G., Yaremiychuk Ya.S. (2011). Strategiya rozrobky gazokondensatnykh rodovysch Ukrainy z vykorystanniam azotu dlia pidtrymannia plastovogo tysku. *Kompressoroe i energeticheskoe mashynostroenie*, №3 (25), 15-18. [In Ukrainian].

6. Bikman Ye.S., Yehorov S.O., Kurochkin K.S. (2014). Tekhnologia zbagachennia gazu azotom pry saikling-protresi na Tymofiivskomu ta Kulychykhynskomu NGKR z odnochasnym vyrobnytstvom metanolnogo produktu. *Kompressoroe i energeticheskoe mashynostroenie*, №1 (35), 2-6. [In Ukrainian].

7. Burachok O.V., Pershyn D.V., Matkivskyi S.V., Bikman Ye.S., Kondrat O.R. (2020). Osoblyvosti vidtvorennia rivniannia stanu gazokondensatnykh sumishey za umovy obmechenoi vkhidnoi informatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh rodovysch*, № 1(74), 82-88. [In Ukrainian].

8. Burachok O.V., Kondrat O.R., Bikman Ye.S., Matkivskyi S.V., Pershyn D.V. (2020). Osoblyvosti strvorennia PVT-modeley za umovy obmezhenoi vkhidnoi informatsii. *Modern science: problems and innovations. Abstracts of the 5th International scientific and practical conference. SSPG Publish. Stockholm, Sweden, 21-27.* URL: <https://sci-conf.com.ua/v-mezhdunarodnaya-nauchno-prakticheskaya-konferentsiya-modern-science-problems-and-innovations-26-28-iyulya-2020-goda-stokholm-shvetsiya-arhiv/> [In Ukrainian].
9. Burachok O.V., Pershyn D.V., Matkivskyi S.V., Kondrat O.R. (2020). Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli «chornoj nafty» dlia modelyuvannya gazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrainy*, № 2, 43-48. [In Ukrainian].
10. Doroshenko V.M., Yeger D.O., Zarubin Yu.O., Kondrat R.M. (2007). Napriamky vyrishennia problem rozrobky vysnazhenykh rodovysch nafty i gazi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh rodovysch*, № 4, 108-110. [In Ukrainian].
11. Kondrat O.R., Kondrat R.M. (2017). Zbilshennia potochного vydobutku gazu i kintsevogo gazovyluchennia z vysnazhenykh rodovysch pryrodnykh gaziv. *Naftogazova energetyka 2017: tezy dop.; mizhnar. nauk.-tekhn. konf., m. Iv.-Frankivsk, 15-19 trav. – Ivano-Frankivsk: Holiney O. M., 2017*, 55-56. [In Ukrainian].
12. Kondrat O.R. (2015). Laboratorni doslidzhennia pidvyschennia vuglevodnevyyluchennia z vysnazhenykh gazokondensatnykh rodovysch. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh rodovysch*, № 3(56), 72-76. [In Ukrainian].
13. Kondrat O.R. (2015). Pidvyschennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh gazokondensatnykh rodovysch. *Geotekhnichna mekhanika*, №122. [In Ukrainian].

14. Kondrat R.M., Yeger D.O., Smolovyk L.V. (1997). Energooschadni tekhnologii vydobutku zalyshkovykh zapasiv vuglevodniv z chastkovo vysnazhenykh rodovysch pryrodnikh gaziv. *Матеріали 2 наук.-техн. Конф. Львів, 1997*, 58. [In Ukrainian].
15. Kondrat R.M. (2001). Problemy vydobuvannia zalyshkovykh vuglevodniv z vysnazhenykh gazovykh i gazokondensatnykh rodovysch. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh rodovysch*, № 1, 71-74. [In Ukrainian].
16. Kondrat R. M., Kondrat O.R., Serednytskyi L.M., Kucherniuk A.V. (2007). Problemy ta shliakhy vydobutku zalyshkovykh vuglevodniv z vysnazhenykh gazokondensatnykh pokladiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh rodovysch*, № 2(23), 5-14. [In Ukrainian].