

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

1 (78) 2021

Всеукраїнський щоквартальний
науково-технічний журнал
Видається з жовтня 2001 р.

Свідоцтво про державну реєстрацію
КВ № 15835–4307ПР
видане Міністерством юстиції України
16 жовтня 2009 р.

Журнал включено до переліку
наукових фахових видань
категорії «Б»
на підставі наказу МОН України
від 28 грудня 2019 р. № 1643

У журналі публікуються
матеріали за результатами
наукової і виробничої діяльності
у сфері нафтогазопромислового
комплексу.

Відповідальність за достовірність
наведених даних несуть
автори публікацій.
Передрук статей – тільки
з дозволу редакції.

Підписано до друку 30.03.2021 р.
Формат 60×84 1/8. Друк офсетний.
Папір «SvetoCory», new, 80 г/м².
Наклад 300 примірників.

Видавництво Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
тел. (0342) 547430, факс (0342) 547139,
<http://nung.edu.ua>, e-mail: public@nung.edu.ua
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців
ІФ № 18 від 12.03.2002 р.

З М І С Т

Актуальні питання нафтогазової галузі

- 7 Прогнозування параметрів вуглеводневих систем газових покладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину
С. С. Куровець, Е. О. Чорний

Техніка і технології

- 17 Підвищення ступеня вилучення вуглеводнів з обводненого Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища шляхом нагнітання діоксиду вуглецю
С. В. Матківський, О. Р. Кондрат, О. В. Бурачок, Л. І. Хайдарова
- 25 Підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів витісненням залишкового природного газу азотом
Р. М. Кондрат, Л. І. Хайдарова

Дослідження і методи аналізу

- 35 Застосування спектральної декомпозиції для виділення літологічних об'єктів у межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини
І. Л. Михалевич
- 43 Дослідження та аналіз способів ремонту насосних штанг
Б. В. Копей, О. Р. Мартинець
- 51 Дослідження ефективності оброблення привибійної зони пласта газових свердловин
Н. М. Гедзик, Л. І. Хайдарова

З М І С Т

Наука — виробництву

Полимерно-дисперсная система
для изменения фильтрационных потоков
в пласте
Э. Ф. Велиев 61

Вимоги до оформлення статей 73

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

1 (78) 2021

Головний редактор:

Кондрат О. Р., д-р техн. наук

Відповідальний секретар:

Грицанчук А. В., канд. техн. наук

РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:

Багрій С. М., канд. геол. наук

Біщак Р. Т., канд. техн. наук

Величкович А. С., канд. техн. наук

Витязь О. Ю., канд. техн. наук

Віра В. В., канд. техн. наук

Гедзик Н. М., канд. техн. наук

Джус А. П., д-р техн. наук

Добротворський С. С., д-р техн. наук

Долгов М. А., д-р техн. наук

Дреус А. Ю., д-р техн. наук

Здерка Т. В., канд. геол. наук

Іванов В. О., канд. техн. наук

Касіянчук Д. В., канд. геол. наук

Кондрат Р. М., д-р техн. наук

Корнута В. А., канд. техн. наук

Криштопа С. І., д-р техн. наук

Кузьменко Е. Д., д-р геол.-мінерал. наук

Куровець С. С., д-р геол. наук

Мислюк М. А., д-р техн. наук

Мойсишин В. М., д-р техн. наук

Панчук В. Г., д-р техн. наук

Петрина Д. Ю., д-р техн. наук

Піріг Т. Ю., канд. техн. наук

Савик В. М., канд. техн. наук

Семенюк Ю. В., д-р техн. наук

Студент М. М., д-р техн. наук

Судаков А. К., д-р техн. наук

Судакова Д. А., канд. техн. наук

Тяпкін О. К., д-р геол. наук

Удалов І. В., д-р геол. наук

Федоришин Д. Д., д-р геол. наук

Хомин В. Р., д-р геол. наук

Чепурна Т. Б., канд. геол. наук

Шлапак Л. С., д-р техн. наук

Jacko Stanislav, PhD (Словаччина)

Kotwica Krzysztof, PhD (Польща)

Piestrzynski Adam, Dr. hab. (Польща)

Ziaja Jan Dariusz, Dr. hab. (Польща)

Адреса редакції:

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

тел.: (0342) 50-77-96

тел./факс: (0342) 54-58-26

ел.пошта: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

<http://rmngr.nung.edu.ua>

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

1 (78) 2021

*All-Ukrainian quarterly
scientific and technical journal
Published since October 2001*

The State Registration Certificate
KB № 15835–4307ПП
issued by the
Ministry of Justice of Ukraine
on October 16, 2009

The journal is included in the list
of scientific specialized publications
category «B»
under the Decree of
Ministry of Education of Ukraine
dated December 28, 2019 No. 1643

*Works due to the results of scientific and field
activities in the sphere of oil and gas industry
are published in the journal.
The authors of works are responsible
for the authenticity of published data.
The reprinting of the articles is allowed only
when there is a publishing house permission.*

Approved for publication of 30.03.2021
Printed layout 60×84 1/8. Offset printing.
Paper «SvetoCopy», new, 80 g/m².
Pressrun is 300 copies.

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Publishing House
15, Karpatska str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
tel. (0342) 547430, fax (0342) 547139,
<http://nung.edu.ua>, e-mail: public@nung.edu.ua
The journal is listed in the State Publishers' Record
(ІФ № 18 of 12.03.2002)

CONTENTS

Current issues of oil and gas industry

- 7 Forecasting parameters of hydrocarbon systems for gas deposits of the Outer zone of Precarpathian Foredeep
S. S. Kurovets, E. O. Chorny
-

Technics and technology

- 17 Increasing the degree of hydrocarbon recovery factor from the water-flooded Hadiach oil and gas condensate field by injection of carbon dioxide
S. V. Matkivskyi, O. R. Kondrat, O. V. Burachok, L. I. Haidarova
- 25 Improving the efficiency of additional development of depleted gas reservoirs by displacing the residual gas with nitrogen
R. M. Kondrat, L. I. Haidarova
-

Research and methods of analysis

- 35 Applying spectral decomposition for identifying lithological objects within Northern edge of Dnieper-Donets Depression
I. L. Mykhalevych
- 43 Research and analysis of repair methods of pump rods
B. V. Kopey, O. R. Martynech
- 51 The research of the gas wells bottomhole formation zone treatment efficiency
N. M. Hedzyk, L. I. Haidarova

CONTENTS

Science — production

Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion 61
E. F. Veliyev

Requirements for the article 73

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 1 (78) 2021

Editor in Chief:

Kondrat O. R., Dr. Sc. (Tech.)

Executive Secretary:

Hrytsanchuk A. V., Cand. Sc. (Tech.)

EDITORIAL BOARD:

Bagriy S. M., Cand. Sc. (Geol.)

Bishchak R. T., Cand. Sc. (Tech.)

Velychkovych A. S., Cand. Sc. (Tech.)

Vytyaz O. Yu., Cand. Sc. (Tech.)

Vira V. V., Cand. Sc. (Tech.)

Hedzyk N. M., Cand. Sc. (Tech.)

Dzhus A. P., Dr. Sc. (Tech.)

Dobrotvorskyi S. S., Dr. Sc. (Tech.)

Dolgov M. A., Dr. Sc. (Tech.)

Dreus A. Yu., Dr. Sc. (Tech.)

Zderka T. V., Cand. Sc. (Geol.)

Ivanov V. O., Cand. Sc. (Tech.)

Kasiyanchuk D. V., Cand. Sc. (Geol.)

Kondrat R. Dr. Sc. (Tech.)

Kornuta V. A., Cand. Sc. (Tech.)

Kryshchak S. I., Dr. Sc. (Tech.)

Kuzmenko E. D., Dr. Sc. (Geol. and Mineral.)

Kurovets S. S., Dr. Sc. (Geol.)

Myslyuk M. A., Dr. Sc. (Tech.)

Moisyshyn V. M., Dr. Sc. (Tech.)

Panchuk V. H., Dr. Sc. (Tech.)

Petryna D. Yu., Dr. Sc. (Tech.)

Pyryg T. Yu., Cand. Sc. (Tech.)

Savyk V. M., Cand. Sc. (Tech.)

Semenyuk Yu. V., Dr. Sc. (Tech.)

Student M. M., Dr. Sc. (Tech.)

Sudakov A. K., Dr. Sc. (Tech.)

Sudakova D. A., Cand. Sc. (Tech.)

Tiapkin O. K., Dr. Sc. (Geol.)

Udalov I. V., Dr. Sc. (Geol.)

Fedoryshyn D. D., Dr. Sc. (Geol.)

Khomyn V. R., Dr. Sc. (Geol.)

Chepurna T. B., Cand. Sc. (Geol.)

Shlapak L. S., Dr. Sc. (Tech.)

Jacko Stanislav, PhD (Slovakia)

Kotwica Krzysztof, PhD (Poland)

Piestrzynski Adam, Dr. hab. (Poland)

Ziaja Jan Dariusz, Dr. hab. (Poland)

The Address of the Editorial Office:

Ivano-Frankivsk National Technical University
of Oil and Gas

15, Karpatska str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

tel.: (0342) 50-77-96

fax: (0342) 54-58-26

e-mail: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

<http://rmgr.nung.edu.ua>

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.98

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-7-16

ПРОГНОЗУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

С. С. Куровець, Е. О. Чорний

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727130,
e-mail: sergiy.kurovec@gmail.com

Здійснено регіональне прогнозування пластових вуглеводневих систем для газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Установлено залежності поширення різних типів вуглеводневих систем, що уможливує їх прогнозування на великих глибинах в області високих температур і тисків на початкових стадіях пошукових робіт. За результатами проведених аналізів існує значна розбіжність у складі вільних газів, що робить малоефективним застосування класичної статистичної обробки наявних матеріалів. Проте, за домінуючим масивом точок вдається визначити тенденції до зміни вмісту в газі окремих компонентів, які в сумі характеризують повний (100 % об'ємних) склад флюїду на різних рівнях глибин залягання покладів для двох частин Зовнішньої зони – північно-західної та південно-східної. Побудовано графіки та виведено відносно глибин залягання покладів рівняння регресії прогнозних параметрів, які входять у формулу підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом. Виведені рівняння регресії для прогнозування в поєднанні з лабораторними дослідженнями термобаричних умов (тиску і температури) з глибиною, оскільки відомості про них потрібні для обчислення окремих параметрів вуглеводневих систем.

Ключові слова: вуглеводневі системи, термобаричні умови, склад газу, коефіцієнт аномальності, конденсат.

Произведен региональный прогноз пластовых углеводородных систем для газовых месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Установлены зависимости распространения различных видов углеводородных систем, что позволило их прогнозирование на больших глубинах при высоких температурах и давлениях на начальных стадиях разведочных работ. По результатам проведенных анализов существует значительное расхождение в составе свободных газов, что делает малоэффективным применение классической статистической обработки имеющихся материалов. Однако, по доминирующим массивом точек удается определить тенденции к изменению содержания в газе отдельных компонентов, которые в сумме характеризует полный (100% объемных) состав флюида на разных уровнях глубин залегания залежей для двух частей Внешней зоны – северо-западной и юго-восточной. Построены графики и выведены уравнения регрессии прогнозных параметров, которые включены в формулу расчета запасов объемным методом, относительно глубины залегания залежей. Установлены уравнения регрессии для прогнозирования совместно с лабораторными исследованиями термобарических условий (давления и температуры) с глубиной, так как эти данные необходимы для расчёта отдельных параметров углеводородных систем.

Ключевые слова: углеводородные системы, термобарические условия, состав газа, коэффициент аномальности, конденсат.

The regional forecast of reservoir hydrocarbon systems for gas fields of the Outer Zone of Pre-Carpathian Depression has been made. The dependences of the distribution of different types of hydrocarbon systems have been established, which give one the opportunity to predict them at great depths in the region of high temperatures and pressures at the initial stages of exploration works. According to the results of the carried-out analyses, there is a significant discrepancy in the composition of free gases, which makes the application of classical statistical processing of available materials inefficient. However, the dominant array of points can determine the individual component trends of the gas content, which in total characterize the full (100% by volume) composition of fluid at different levels of deposit depths for two parts of the Outer Zone – northwest and southeast. In relation to the deposits' depth the graphs have been constructed and the regression equations of expected parameters have been established. The graphs and equations are included in the formula for calculating hydrocarbon reserves by the volumetric method. The regression equations for prediction have been derived; laboratory studies of thermobaric conditions (pressure and temperature) with depth have been conducted, because information about the latter is needed to calculate individual parameters of hydrocarbon systems.

Key words: hydrocarbon systems, thermobaric conditions, gas content, anomaly coefficient, condensate.

Прогнозування на пошуковому етапі за термобаричними параметрами типів вуглеводневих систем і узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчить про можливість зберігання нафтових, нафтогазоконденсатних і газових покладів на великих глибинах.

Параметри пластової вуглеводневої системи – це комплекс фізико-хімічних властивостей, що характеризують окремий (індивідуальний) тип пластової вуглеводневої системи. А саме: фазову поведінку та фазові перетворення пластової системи при ізотермічному розширенні (стисненні) в діапазоні тисків $P_{пл}-P_n(P_{пк})-P_{ат}$ при $T_{пл}=\text{const}$, динаміку (зміну) фізичних параметрів системи в зазначеному діапазоні тисків і пластовій температурі, основні фізико-хімічні властивості стабільної рідини та газів за стандартних умов ($P_{ст}=760$ мм.рт. ст., $T_{ст}=293,2$ К).

Прогнозування термодинамічної, термобаричної гідрогеологічної обстановки і фазового стану вуглеводнів у Передкарпатському прогині дасть можливість нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти і газу.

Під час прогнозування параметрів вуглеводневих систем геологи спирались головним чином на теоретичні уявлення про вертикальну зональність нафтогазоутворення, що були широко розповсюджені в 60–70-ті рр. ХХ ст. завдяки публікаціям А. Леворсена [1], С. Г. Неручева [2, 3], Г. Н. Доленка [4]. Згідно з їх уявленнями, зі збільшенням глибини залягання і, відповідно, термобаричних умов нафтоматеринські породи спочатку генерують вуглеводні, які формують поклади важкої нафти, потім легкої, пізніше газоконденсатні і, нарешті, газові. Проте інформація, що була отримана при глибокому бурінні, на думку Б. Й. Маєвського, В. Р. Хомина, С. С. Куровця та ін. [5, 6, 7], показала невідповідність глибинної зональності розподілу покладів вуглеводнів згідно з вказаними теоретичними уявленнями.

Зони акумуляції нафти і газу в розрізі літосфери в різних геологічних умовах давніх та молодих платформ, складчастих територій приурочені до різних глибин. На більших глибинах переважно відкривають скупчення газоконденсату і газу. У той же час спостерігається, що на однакових або близьких глибинах і температурних рівнях в одних областях розміщені газові родовища (Зовнішня зона), а в інших – нафтові родовища (Внутрішня зона) [5].

У Зовнішній зоні переважну більшість становлять газові поклади, тому цю зону прогину називають зоною газонакопичення. Основні газоносні горизонти приурочені до міоценових відкладів. До них приурочено більшість газових родовищ північно-західної частини Зовнішньої зони, де продуктивними є відклади нижнього сармату. За даними фондових і опублікованих робіт, основною складовою частиною газів є метан, вміст якого змінюється в межах 92–99 %. Винятками є Макунівське і Красноільське родовища, де вміст CH_4 в окремих горизонтах знижується лише до 89 % [8]. Концентрація етану коливається від 0,01 до 3,65 %. Вміст пропану і бутану становить від слідів до 0,74–0,84 %, на деяких родовищах (Пинянське, Залужанське, Сусолівське) – 0,95–1,42 %. Максимальний вміст пентанів спостерігається в газах Макунівського, Грудівського, Летнянського і Новосільського родовищ (0,40–0,70 %).

У зв'язку з низькою концентрацією гомологів метану гази родовищ відносяться до “сухих”. Вміст азоту переважно невисокий – до 3 %. У газі Макунівського родовища (гор. НД-15) він складає 5 %, а в газі Красноільського родовища (гор. IV) досягає 9 % [8]. Кількість двооксиду вуглецю не перевищує 1,86 %, гелію – 0,001–0,016 %. У поодиноких випадках зустрічався сірководень в кількості від тисячних до десятих часток відсотка. Кондиційні значення вмісту гелію відсутні.

Слід звернути увагу на наявні розбіжності вмісту в газі окремих компонентів у групах горизонтів і навіть у покладах окремо взятих горизонтів. Кількість метану відрізняється на 2–5 %, інколи навіть на 5–11 % об'ємних, а інших компонентів – навіть на порядок. Це пов'язане як з природними змінами складу газу в покладах, так і з умовами відбирання і лабораторного дослідження його проб. Тому для виявлення закономірностей (тенденцій) зміни складу газів відносно глибини залягання покладів здійснено усереднення усіх індивідуальних компонентів за статистичними рядами вибірки в межах кожних 500 м інтервалів глибин.

Параметри газів розглядаються окремо для північно-західної і південно-східної частин Зовнішньої зони, оскільки ці частини дещо відрізняються за геологічними особливостями (різні відклади, глибини, тиски, температури тощо). Із наявних матеріалів [8], одержаних на основі дослідження свердловин, відібрані найбільш вірогідні виміри пластових тисків і температур і на цій основі побудовані їх епюри (рис. 1, 2). Від цих параметрів найбільше залежать величини стисливості газу Z , менше – від складу газу.

У південно-західній глибоко опущеній (Крукеницько-Лопушнянській) частині району до глибини приблизно 1800–2000 м пластові тиски практично дорівнюють умовним гідростатичним. Нижче спостерігається поступове збільшення відношення пластового тиску до умовного гідростатичного, так званого коефіцієнта аномальності, який на глибині 4 км досягає 1,4, на глибині 5 км збільшується до 1,5–1,7 (рис. 1А). Аналітичні розрахунки можна виконувати за рівнянням регресії:

$$P_{пл} = 100,6153 - \sqrt{10123,44 - 1988 \cdot H}, \quad (1)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;
 H – глибина, км.

Для встановлення достовірності обчисленого нами лінійного коефіцієнта кореляції використовують критерій Стюдента (t -критерій) та середню похибку коефіцієнта кореляції.

У нашому випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,9722}{\sqrt{51 - 1}} = \frac{0,0278}{7,0711} = 0,004.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки відповідно

$$t_r = \frac{0,986}{0,004} = 246,5.$$

Отже, це дає підставу вважати, що обчислені коефіцієнти кореляції точно характеризують щільність зв'язку між досліджуваними густинами менілітових і еоценових нафт та глибиною залягання їх покладів на Долинському родовищі.

У північно-східній припіднятій частині району пластові тиски, в усьому вивченому інтервалі глибин, практично дорівнюють умовному гідростатичному тиску, тобто зростають приблизно по 10 МПа на 1 км глибини (рис. 2А):

$$P_{пл} = 10 \cdot H. \quad (2)$$

Епюри температур для обох частин Зовнішньої зони подібні між собою (див. рис. 1Б та 2Б) і лише незначно відрізняються за величинами геотермічних градієнтів. У північно-західній частині усереднений градієнт складає 2,6 °С на 100 м, збільшуючись на північно-західній окраїні до 3–3,5 °С на 100 м. У північно-східній частині цей градієнт дорівнює 2,2 °С на 100 м і незначно змінюється, дещо зростаючи у напрямі північного заходу. Розрахунки пластової температури t в °С відносно глибини H в км для названих двох частин району можна здійснювати за такими рівняннями кореляції:

для південного заходу

$$t_{пл} = 15 + 25,8 \cdot H; \quad (3)$$

для північного сходу

$$t_{пл} = 14 + 21,6 \cdot H. \quad (4)$$

Як зазначалось вище, за результатами аналізів існує значна розбіжність у складі вільних газів, що робить малоефективним застосування класичної статистичної обробки наявних матеріалів. Проте, за домінуючим масивом точок вдається визначити тенденції до зміни вмісту в газі окремих компонентів, які в сумі характеризують повний (100 % об'ємних) склад флюїду на різних рівнях глибин залягання покладів для двох частин Зовнішньої зони – північно-західної (рис. 3–5) та південно-східної (рис. 6–8).

Склад газу зручніше розраховувати за пакетом рівнянь, які пов'язують вміст кожного компонента в об'ємних процентах з глибиною H в км. Для північно-західної частини району це рівняння:

$$CH_4 = 98,5 - 0,8 \cdot H; \quad (5)$$

$$C_2H_6 = 0,035 + 0,24 \cdot H; \quad (6)$$

$$C_3H_8 = 0,045 + 0,13 \cdot H; \quad (7)$$

$$C_4H_{10} = 0,02 + 0,077 \cdot H; \quad (8)$$

$$C_5H_{12+v} = 0,057 + 0,044 \cdot H; \quad (9)$$

$$CO_2 = 0,13 + 0,25 \cdot H; \quad (10)$$

$$N_2 = 0,8 + 0,21 \cdot H. \quad (11)$$

Для південно-східної частини району подібні рівняння мають вигляд:

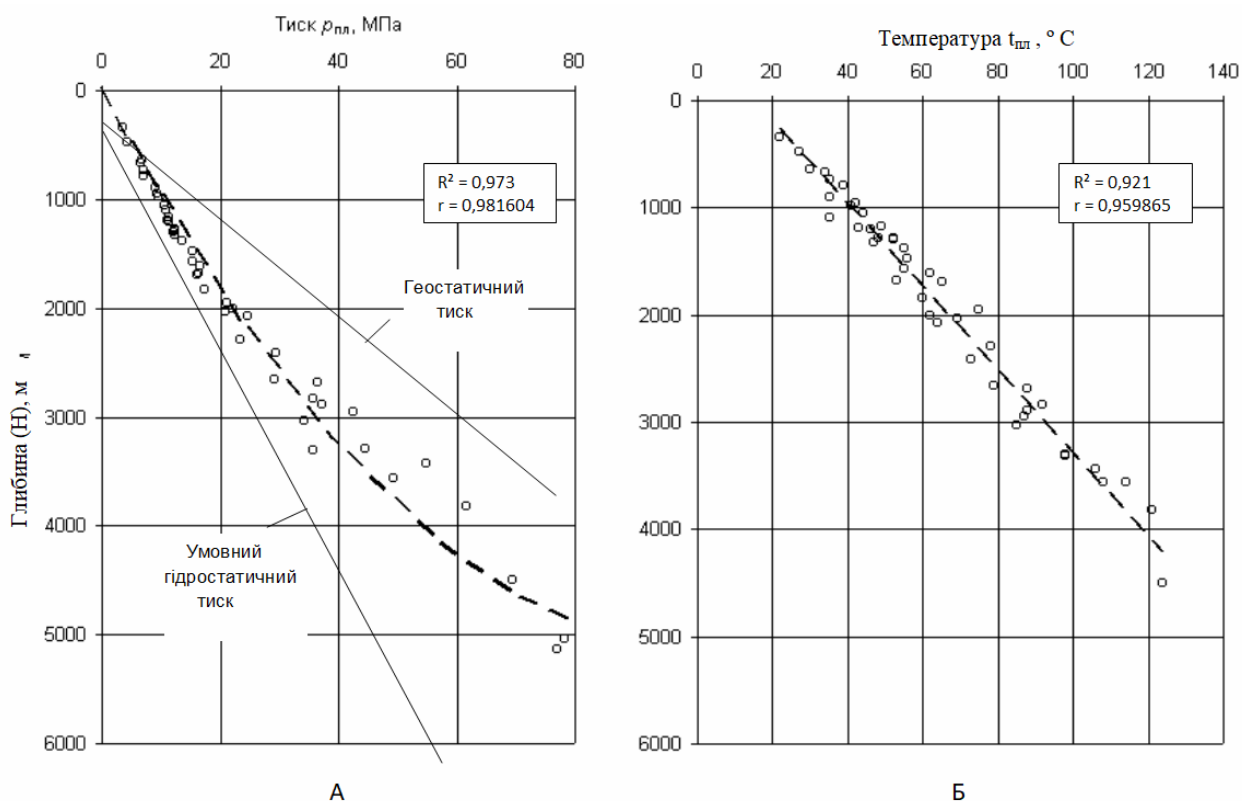


Рисунок 1 – Залежність пластових тисків (А) і температур (Б) від глибини на території північно-західної частини Зовнішньої зони (Склад Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

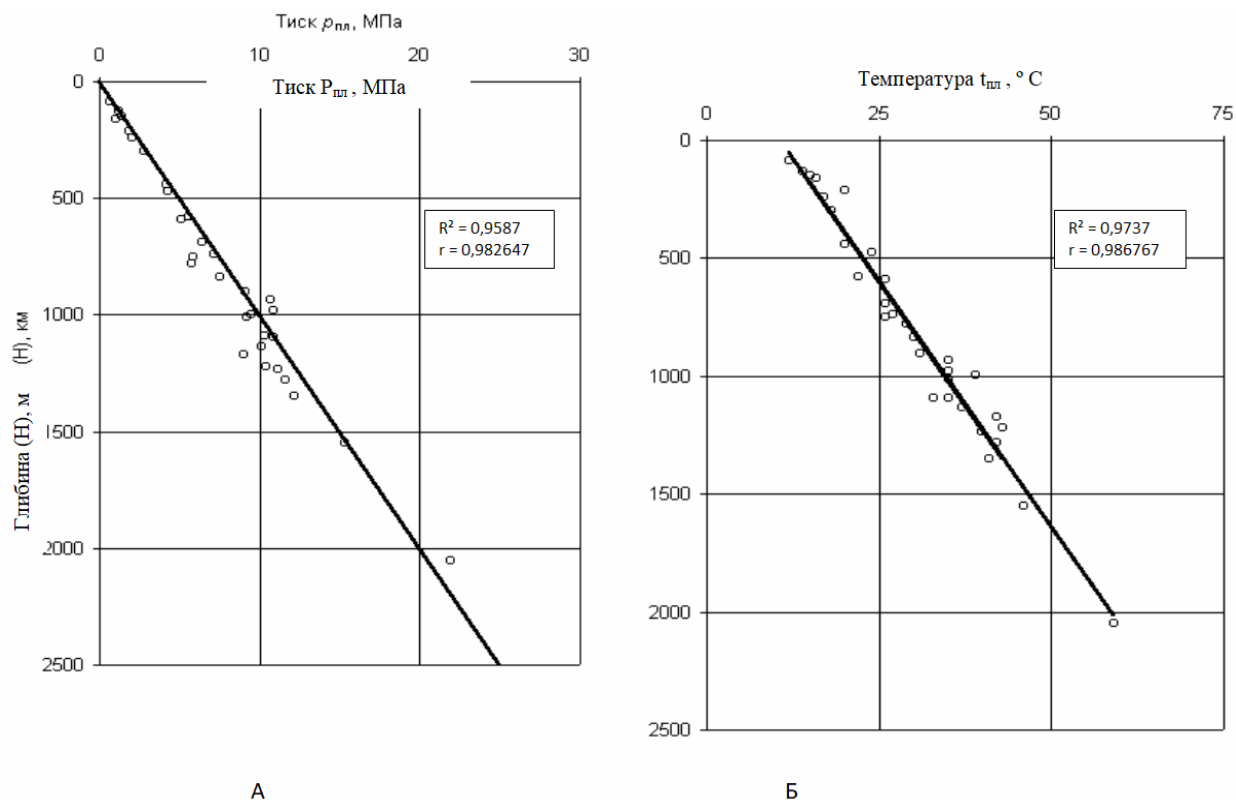


Рисунок 2 – Залежність пластових тисків (А) і температур (Б) від глибини на території південно-східної частини Зовнішньої зони (Склад Чорний Е. О. за матеріалами УкрДГРІ)

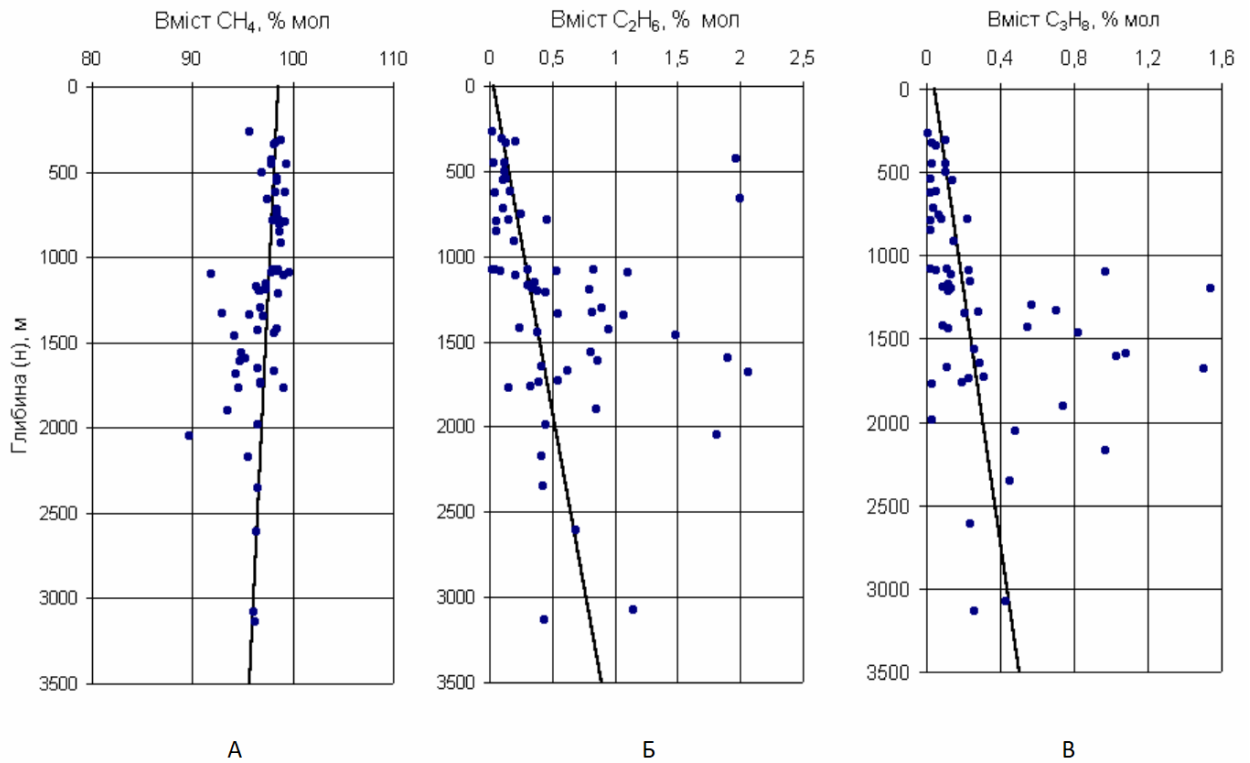


Рисунок 3 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту метану, етану і пропану) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

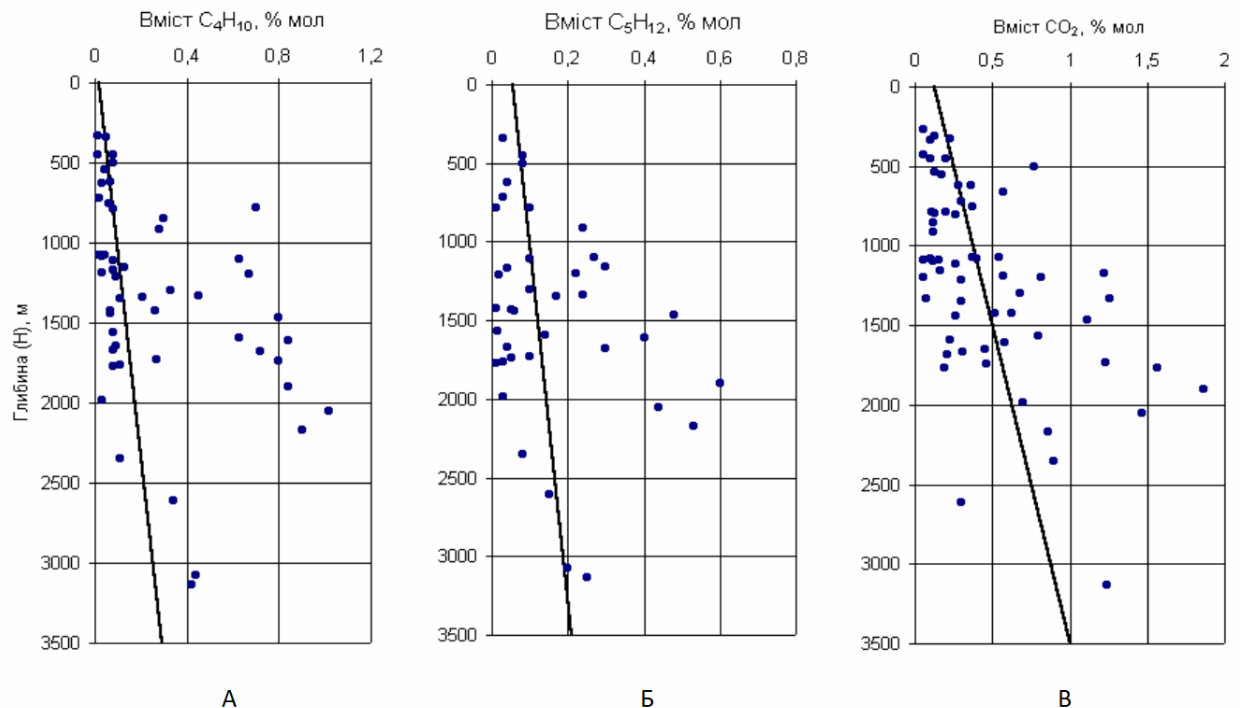


Рисунок 4 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту бутану, пентанів+вищі та двооксиду вуглецю) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

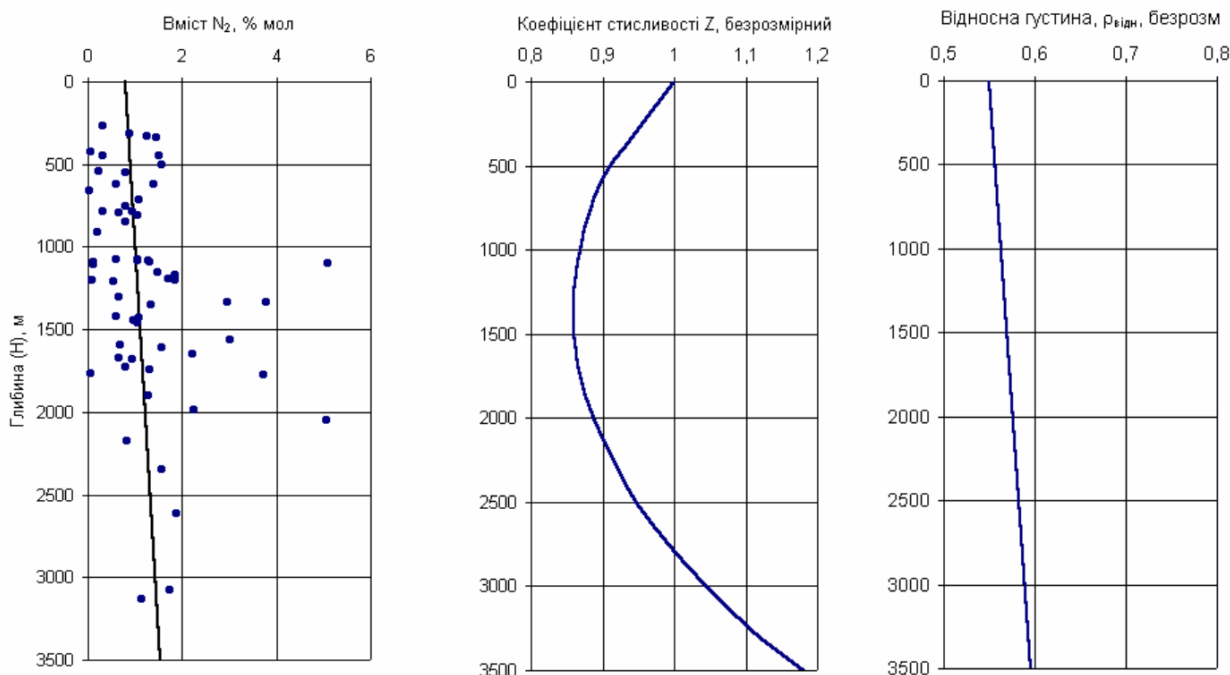


Рисунок 5 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту азоту, коефіцієнта стисливості та відносної густини) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склад Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

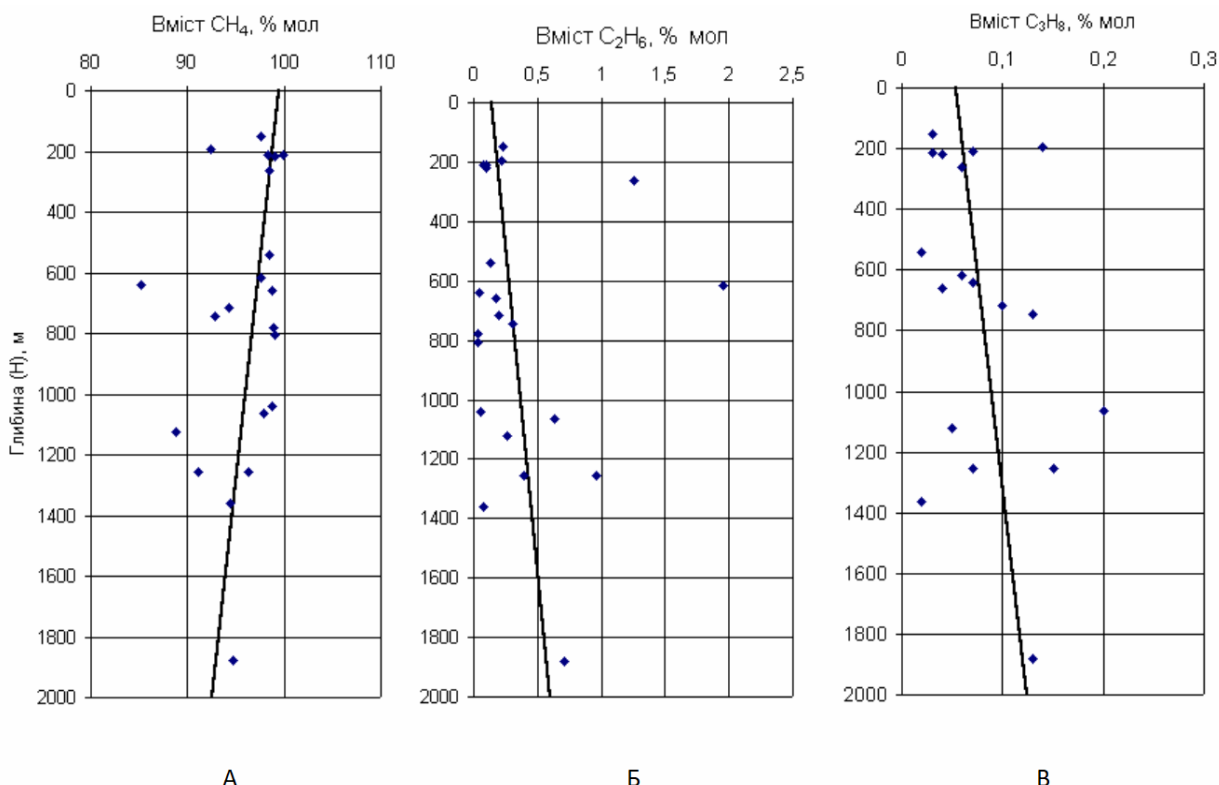


Рисунок 6 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту метану, етану і пропану) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склад Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

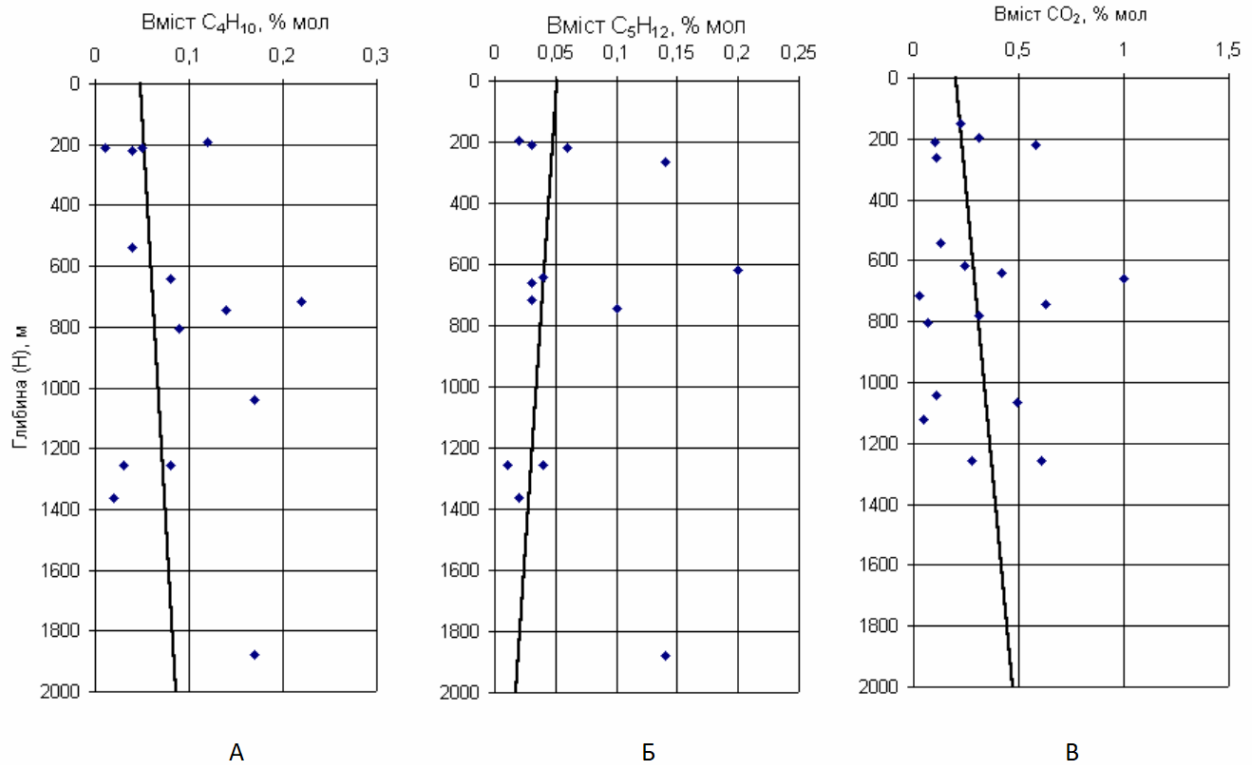


Рисунок 7 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту бутану, пентанів+вищі та двооксиду вуглецю) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

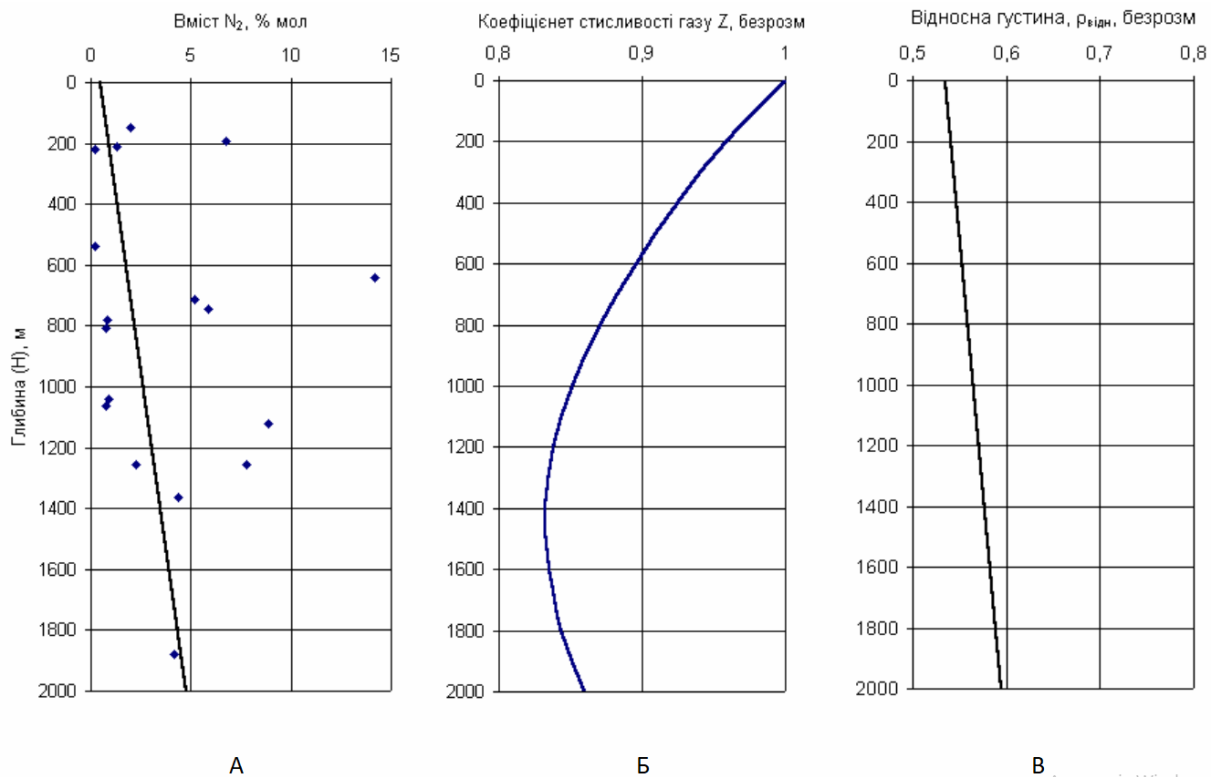


Рисунок 8 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту азоту, коефіцієнта стисливості та відносної густини) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

$$\text{CH}_4 = 99,5 - 3,5 \cdot H; \quad (12)$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 = 0,138 + 0,23 \cdot H; \quad (13)$$

$$\text{C}_3\text{H}_8 = 0,054 + 0,035 \cdot H; \quad (14)$$

$$\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,0483 + 0,0193 \cdot H; \quad (15)$$

$$\text{C}_5\text{H}_{12+v} = 0,0513 - 0,017 \cdot H; \quad (16)$$

$$\text{CO}_2 = 0,2 + 0,135 \cdot H; \quad (17)$$

$$\text{N}_2 = 0,45 + 2,2 \cdot H. \quad (18)$$

Коефіцієнт стисливості газу Z , як один з двох (разом з газонасиченим об'ємом покладу) підрахункових параметрів для визначення (оцінки) запасів газу об'ємним методом, був одержаний з відомих графіків Брауна із співавторами за значеннями псевдоприведених тисків і температур (криві на рис. 5Б, 5В, 8Б та 8В). Він розраховувався для різних глибин за властивими цим глибинам складом газу згідно з рис. 3–8 і рівняннями 5–18 та величинами пластових тисків і температур згідно з рис. 1, 2 та рівняннями 1 і 2.

На рис. 5 та 8 зображений характер зміни коефіцієнта стисливості Z з глибиною. Це складні криві з різноспрямованими відрізками (спадними і наростаючими значеннями Z), які можна описати двома окремими рівняннями. Значення безрозмірних коефіцієнтів Z відносно глибини H в км для північно-західної частини Зовнішньої зони можна розрахувати за рівняннями:

в інтервалі глибин 0–1,4 км –

$$Z = 1 - 0,216 \cdot H + 0,083 \cdot H^2; \quad (19)$$

в інтервалі глибин 1,4–3,5 км –

$$Z = 1,003 - 0,203 \cdot H + 0,073 \cdot H^2. \quad (20)$$

Для південно-східної частини Зовнішньої зони ці рівняння мають такий вигляд:

в інтервалі глибин 0–1,4 км –

$$Z = 1 - 0,217 \cdot H + 0,068 \cdot H^2; \quad (21)$$

в інтервалі глибин 1,4–2 км –

$$Z = 1,004 - 0,241 \cdot H + 0,084 \cdot H^2. \quad (22)$$

Таким чином для різних газодинамічних розрахунків потрібні величини безрозмірної відносної густини газів $\rho_{\text{відн}}$. Вона розрахована для різних глибин за складом газу з використан-

ням принципу адитивності $\rho_{\text{відн}} = \sum_1^n x_i \rho_{\text{відн},i}$,

тобто, як сума добутоків вмісту x_i кожного n -го компонента в частках одиниці на відносну густину цього компонента, взяту з довідкової літератури [9, 10]. Зміна відносної густини газу з глибиною зображена на рис. 5В та 8В і може бути розрахованою на заданих глибинах H в км для північно-західної і південно-східної частин Зовнішньої зони відповідно за рівняннями:

$$\rho_{\text{відн}} = 0,0129 \cdot H + 0,55; \quad (23)$$

$$\rho_{\text{відн}} = 0,030 \cdot H + 0,535. \quad (24)$$

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину нами проводились дослідження на конденсатність на Залужанському, Сусолівському, Грушівському, Летнянському та інших родовищах. Поклади газу з конденсатом пов'язані переважно з відкладами нижньодашавської підсвіти міоцену та гелльвет-мезозою. Для Угерського, Рудківського і Більче-Волицького родовищ матеріали про дослідження на конденсатність втрачені, значення початкового потенційного вмісту конденсату оцінені за кількістю C_{5+} в газі і молярною масою дегазованого конденсату [8]. Глибини залягання продуктивних покладів різні: 900–1200 м (Глинківське, Угерське родовища), 1450–1700 м (Летнянське, Гайське, Рудківське, Східно-Довгівське родовища), 1700–3600 м (Залужанське, Грушівське, Сусолівське, Майницьке родовища).

Загалом, виходи стабільного конденсату (конденсатогазові фактори – КГФ) невеликі – від 2,7–6,4 $\text{см}^3/\text{м}^3$ (Мединицьке родовище) до 101,6 $\text{см}^3/\text{м}^3$ (Гайське родовище). Спостерігається лише невпевнена тенденція збільшення КГФ з глибиною залягання покладів, проте діапазон розбіжності дуже значний. Наявність конденсату в помітних кількостях притаманна лише нижнім горизонтам дашавської світи (НД-15÷16) і гелльвет-мезозойським відкладам.

Конденсат служить незначним додатком у видобутку газу. В умовах багатопластових родовищ пластові гази верхніх пластів практично сухі, тобто без конденсату.

Потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} досить низький, від 2,7 $\text{г}/\text{м}^3$ (Мединицьке родовище, свердловина 11, інтервал випробування 1331–1344 м, сенонські відклади) до 79,67 $\text{г}/\text{м}^3$ (Гайське родовище, свердловина 6, інтервал 1828–1843 м, гелльвет). Конденсати від легких, 659–760 $\text{кг}/\text{м}^3$ до середніх – 813 $\text{кг}/\text{м}^3$ і важких – 833 $\text{кг}/\text{м}^3$. Молекулярна маса їх складає 94–178 $\text{г}/\text{моль}$. Вміст бензинових фракцій (википання до 200 °С) переважно досягає 80–95 %. Конденсати майже не вміщують смол, сірки, парафінів (за винятком Сусолівського родовища, нижній сармат, де вміст парафіну складає 4,35 % мас., і Летнянського, гелльвет – 4,86 % мас.) [11].

У зв'язку з низьким вмістом вуглеводнів C_{5+} у пластових газах родовищ Зовнішньої зони дослідження рекомбінованих пластових газоконденсатних проб виконувались рідко, лише у випадках, коли вміст конденсату перевищував 30 $\text{г}/\text{м}^3$. Кінцеві пластові втрати конденсату (при $p = 0,0981$ МПа і $t_{\text{пл}} = \text{const}$), що були визначені нами експериментально на установці УГК-3, невеликі і змінювалися від 1,2 % (Гру-

шівське родовище, н.сармат) до 31 % (Гайське родовище, гельвет), переважно від 4–6 до 14 %. Звідси коефіцієнти конденсатовилучення відповідно складають від 0,98 до 0,69, пересічно 0,86–0,96.

Таким чином, для нижньодашавських (горизонти від НД-15 і нижче) і гельвет-мезозойських відкладів як усереднені прогнозні підрахункові параметри нами рекомендуються: потенційний вміст конденсату 22 г/м³, коефіцієнт конденсатовилучення 0,92. Усереднення цих параметрів окремо для названих відкладів практично не відрізняються. Для горизонтів вище НД-15 прогнозувати вміст конденсату недоцільно, оскільки він переважно низький і промислового значення не матиме.

Література

1. Леворсен А. Геология нефти и газа / Пер. с англ. под редакцией Н. Б. Вассоевича, М. К. Калинин. Москва: Мир, 1970. 640 с.
2. Неручев С. Г. Взаимосвязь между стадийностью нефтегазообразования и размещением нефти и газа в бассейнах. *Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа*. Москва: Наука, 1978. С. 65–75.
3. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Москва: Недра, 1969. 240 с.
4. Нефтегазоносные провинции Украины / Доленко Г.Н. и др. Киев: Наукова думка, 1985. 172 с.
5. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Українських Карпат: монографія / Маєвський Б. І. та ін.; за ред. Б. І. Маєвського. Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2012. 208 с.
6. Хомин В. Р. Геолого-статистичне моделювання термобаричних умов глибоко занурених горизонтів. Тезиси докладов V Международной конференции «Крым-2003». *Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона*. Гурзуф, 8–13 сентября 2003. Симферополь. 2003. С. 82–83.
7. Хомин В. Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 2(7). С. 49–54.
8. Атлас родовищ нафти і газу України. Томи IV і V. Львів: УНГА, 1998. 710 с.

9. Крупський Ю. З., Марусяк В. П. Відновлення покладів вуглеводнів та виявлення ліквідованих свердловин з пропущеними продуктивними горизонтами (на прикладі західного НГР). *Scientifik Journal "Science Rise"*. 2015. 8/1 (13). С. 25–31.

10. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині / Б. Й. Маєвський та ін. *Геоінформатика*. 2011. № 3. С. 31–35.

11. Петраш Ю. І., Чорний Е. О. Графоаналітичний спосіб визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату за промисловими даними. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Том 1. (Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.). Трускавець, 2019. С. 168–173.

References

1. Levorsen A. Geologiya nefiti i gaza / Per. s angl. pod redaktsiei N. B. Vassoevicha, M. K. Kalinko. Moskva: Mir, 1970. 640 p. [in Russian].
2. Neruchev S. G. Vzaimosvyaz mezhdru stadijnostyu neftegazoobrazovaniya i razmesheniem nefiti i gaza v bassejnah. *Osadochno-migracirnnaya teoriya obrazovaniya nefiti i gaza*. Moskva: Nauka, 1978. P. 65–75. [in Russian].
3. Neruchev S. G. Nefteproizvodyashie svity i migraciya nefiti. Moskva: Nedra, 1969. 240 p. [in Russian].
4. Neftegazonosnye provincii Ukrainy / Dolenko G.N., i dr. Kiev: Naukova dumka, 1985. 172 p. [in Ukrainian].
5. Novitni doslidzhennia heolohichnoi budovy i perspektiv naftohazonosnosti hlyboko zanurenykh horyzontiv Ukrain'skykh Karpat: monohrafiia. /Maievs'kyj B. I. ta in.; za red. B. I. Maievs'koho. Ivano-Frankivs'k, IFNTUNH, 2012. 208 p. [in Ukrainian].
6. Khomyn V. R Geologo-statistichne modelyuvannya termobarichnih umov gliboko zanurenih gorizontiv. Tezisy dokladov V Mezhdunarodnoj konferencii «Krym-2003». *Problemy geodinamiki i neftegazonosnosti Chernomorsko-Kaspijskogo regiona*. Gurzuf, 8–13 sentyabrya 2003. Simferopol, 2003. P. 82–83. [in Ukrainian].
7. Khomyn V. R. Osoblyvosti termobarychnykh umov ta naftohazonosnosti nadr Peredkarpats'koho prohynu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2003. No 2(7). P. 49–54. [in Ukrainian].

8. Atlas rodovyschch nafty I hazu Ukrainy. Tomy IV i V. Lviv: UNHA, 1998. 710 p. [in Ukrainian].

9. Krupskiy Yu. Z., Marusiak V. P. Vidnovlennia pokladiv vuglevodniv ta vyivlennia sverdlonyn z propushchenymy produktyvnymy horyzontamy (na prykladi zakhidnoho NHR). *Scientifik Journal "Science Rise"*. 2015. 8/1 (13). P. 25–31. [in Ukrainian].

10. Prohnozuvannia fazovoho stanu vuhlevodniv na velykykh hlybynakh u Peredkarpats'komu prohyni / Maievs'kyj B. J. ta in. *Heoinformatyka*. 2011. No 3. P. 30–35. [in Ukrainian].

11. Petrash Yu. I., Chornyj E. O. Hrafoanalitichnyj sposib vyznachennia vmistu i koefitsiienta vyluchennia kondensatu za promyslovymy danymy. *Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia: materialy VI Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii. Tom 1. (Truskavets', 7 – 11 zhovtnia 2019 r.)* Truskavets', 2019. P. 168–173. [in Ukrainian].

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-17-24

ПІДВИЩЕННЯ СТУПЕНЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З ОБВОДНЕНОГО ГАДЯЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ШЛЯХОМ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

¹С. В. Матківський*, ²О. Р. Кондрат, ²О. В. Бурачок, ²Л. І. Хайдарова

¹ Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (05773) 31755,
e-mail: matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, oburachok@googlemail.com,
lilya.matiishun@gmail.com

Для дослідження ефективності технологій вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання не-вуглеводневих газів в продуктивні поклади проведено дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger. На основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища проведено дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 з метою сповільнення надходження пластової води в газонасичені інтервали та витіснення залишкових запасів природного газу. За результатами моделювання розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища встановлено високу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту. При нагнітанні діоксиду вуглецю забезпечується підтримання пластового тиску в покладі на значно вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження, що обумовлює збільшення видобутку конденсату. Висока розчинність діоксиду вуглецю в пластових флюїдах забезпечує підвищення рухомості конденсату, що вже випав в пласті, та водночас зменшує рухомість пластової води. Завдяки високим витіснювальним властивостям діоксиду вуглецю проявляється висока ефективність його використання як агента нагнітання з метою регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади та підвищення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в останню із видобувних свердловин збільшується на 3,22 % за величиною залишкових запасів газу, а коефіцієнт вилучення конденсату при цьому зростає на 1,29 %. Практична реалізація систем оптимізації розробки родовищ вуглеводнів за таких умов дозволить підвищити їх видобувні можливості та, відповідно, збільшити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Ключові слова: 3D модель, родовище, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, нагнітання діоксиду вуглецю, вуглеводневилучення.

Для исследования эффективности технологий вторичной добычи углеводородов путем нагнетания не-углеводородных газов в продуктивные залежи проведено исследование с использованием основных инструментов гидродинамического моделирования Eclipse и Petrel компании Schlumberger. На основе постоянно действующей геолого-технологической модели Гадяцкого нефтегазоконденсатного месторождения проведено исследование процесса нагнетания диоксида углерода в залежь горизонта В-16 с целью замедления поступления пластовой воды в газонасыщенные интервалы и вытеснения остаточных запасов природного газа. По результатам моделирования разработки залежи горизонта В-16 Гадяцкого нефтегазоконденсатного месторождения установлена высокая технологическая эффективность нагнетания диоксида

углерода на границе газовой водной контакти. При нагнетании диоксида углерода обеспечивается поддержание пластового давления в залежи на более высоком уровне по сравнению с разработкой на истощение, что обуславливает увеличение добычи конденсата. Высокая растворимость диоксида углерода в пластовых флюидах обеспечивает повышение подвижности конденсата, который уже выпал в пласте, и одновременно уменьшает подвижность пластовой воды. Благодаря высоким вытесняющим свойствам диоксида углерода проявляется высокая эффективность его использования как агента нагнетания с целью регулирования поступления пластовой воды в продуктивные залежи и повышения конечного коэффициента извлечения углеводородов. Прогнозный коэффициент извлечения газа на момент прорыва диоксида углерода в последнюю из добывающих скважин увеличивается на 3,22 % по величине остаточных запасов газа, а коэффициент извлечения конденсата при этом возрастает на 1,29 %. Практическая реализация систем оптимизации разработки месторождений углеводородов при таких условиях позволит повысить их добывающие возможности и, соответственно, увеличить конечные коэффициенты углеводородоотдачи.

Ключевые слова: 3D модель, месторождение, газоконденсатная залежь, водонапорный режим, нагнетание диоксида углерода, углеводородоотдача.

To investigate the effectiveness of technologies for the secondary production of hydrocarbons by injecting non-hydrocarbon gases into productive reservoirs, a study has been carried out using the Schlumberger's prime hydrodynamic simulation tools –Eclipse and Petrel. On the basis of a live geological and technological model of the Hadiach oil and gas condensate field, an investigation has been made of the process of injecting carbon dioxide into the reservoir of the V-16 horizon in order to slow down the flow of formation water into gas-saturated intervals and displace residual natural gas reserves. Based on the results of modeling the development of the V-16 horizon of the Hadiach oil and gas condensate field, a high technological efficiency of carbon dioxide injection at the gas-water contact boundary has been established. When injecting carbon dioxide, the formation pressure in the reservoir is maintained at a higher level compared to depletion development, which leads to an increase in condensate production. The high solubility of carbon dioxide in formation fluids increases the mobility of condensate that has already fallen out in the formation, and at the same time reduces the mobility of formation water. Due to the high displacing properties of carbon dioxide, a high efficiency of its use as an injection agent is manifested in order to control the flow of formation water into productive reservoirs and increase the final hydrocarbon recovery factor. The expected gas recovery factor at the time of the breakthrough of carbon dioxide into the last of the producing wells increases by 3,22 % in terms of residual gas reserves, while the condensate recovery factor increases by 1,29 %. The practical implementation of systems for optimizing the development of hydrocarbon fields under such conditions will increase their production capabilities and, accordingly, increase the final coefficients of hydrocarbon recovery factor.

Key words: 3D model, field, gas condensate reservoir, water drive, injection of carbon dioxide, hydrocarbon recovery factor.

Вступ

Переважає більшість покладів газових та газоконденсатних родовищ України розробляється на виснаження та перебувають на завершальній стадії розробки [1-2]. Складність видобутку залишкових запасів природного газу за таких умов пов'язана з низькими значеннями пластового тиску, низькодебітністю, обводненням свердловин з різними ускладненнями у процесі їх експлуатації та корозією наземного та підземного обладнання [3].

Розробка родовищ за активного просування пластової води в газонасичені інтервали продуктивних горизонтів характеризується нерівномірним переміщенням газовой водної контакти залежно від неоднорідності продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною. Неоднорідність, яка притаманна родовищам вуглеводнів, зумовлює вибіркоче обводнення продуктивних покладів та заземлення пластовою водою значних об'ємів природного газу. В обводнених частинах покладу залишається 15-30 % початкових запасів мікро- та макрозаземленого газу [4].

При експлуатації видобувних газоконденсатних свердловин внаслідок зниження пластового тиску відбувається процес диференціальної конденсації важких вуглеводнів [5]. Накопичення конденсату в привибійній зоні призводить до зниження фазової проникності за газом, що відповідно призводить до погіршення продуктивності видобувних свердловин. Все це обумовлює ускладнення при експлуатації газоконденсатних свердловин через накопичення конденсату на вибої.

Підвищення вуглеводневилучення з виснажених та обводнених родовищ можливе у випадку впровадження сучасних технологій розробки родовищ вуглеводнів України. Перспективним напрямом підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу та конденсату є впровадження вторинних технологій розробки шляхом нагнітання вуглеводневих та неуглеводневих газів, а також комбінованих технологій нагнітання рідин та газів [6-9].

Однією з успішних технологій на сьогоднішній день є технологія нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад, яка достатньо

вивчена та успішно застосовується в світовій практиці нафтовидобутку [10]. Зважаючи на те, що густина та в'язкість діоксиду вуглецю значно вища за густину природного газу в пластових умовах, постійний процес запомповування діоксиду вуглецю в продуктивні поклади може частково знизити активність водонапірної системи шляхом створення штучного бар'єру між водою та природним газом. При нагнітанні неуглеводневого газу на початковому газоводяному контакті також створюється додатковий гідродинамічний бар'єр. Сукупність вищенаведених факторів призводить до сповільнення надходження пластових вод в газонасичені пласти та обумовлює стабільну і безводну експлуатацію видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки продуктивних покладів в умовах активного водонапірного режиму [11-12].

Зважаючи на високу розчинність діоксиду вуглецю у пластових флюїдах (нафті, конденсаті та пластовій воді) завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю, забезпечується збільшення рухомості нафти та конденсату, що обумовлює сприятливі умови для їх фільтрації в поровому середовищі [13-14].

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечує ефективне витіснення природного газу та значно вищі кінцеві коефіцієнти углеводневилучення з продуктивних покладів газових та газоконденсатних родовищ [15-16].

Враховуючи всю складність видобутку углеводнів в умовах інтенсивного надходження пластової води в продуктивні поклади, доцільним було б впроваджувати технології, які б дали можливість певним чином контролювати та регулювати процес обводнення продуктивних покладів та мінімізувати негативний вплив водонапірного режиму на процес розробки родовищ углеводнів.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газових та газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу та конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Постановка проблеми

Аналізуючи результати лабораторних та теоретичних досліджень, можна стверджувати, що для забезпечення більш повного охоплення продуктивного покладу розробкою бажаним було б повне попередження просування пластової води в продуктивні поклади. Відомі методи регулювання просування пластової води в

продуктивні поклади зазвичай економічно не вигідні та технологічно неприйнятні, оскільки неоднорідність порід-колекторів вносить значну невизначеність в процес обґрунтування тих чи інших технологій підвищення углеводневилучення. Для вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ углеводнів доцільно проводити додаткові дослідження з використанням цифрового моделювання. Метою подальших досліджень є напрацювання оптимальних шляхів підвищення углеводневилучення та мінімізація негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки газових та газоконденсатних родовищ.

Виклад основного матеріалу

Для дослідження ефективності нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища з метою підвищення углеводневилучення використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger [17-18]. Дослідження виконано на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Для відтворення фізичних процесів, що мають місце в продуктивному покладі при нагнітанні діоксиду вуглецю, створено композиційну PVT-модель [19-20].

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в ролі нагнітальних свердловин використано вже пробурені на родовищі свердловини, які знаходяться в бездії за причини обводнення. Підбір свердловин-кандидатів для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад горизонту В-16 здійснювався на основі критичного аналізу стану обводнення газонасичених пластів.

Використовуючи адаптовану до фактичних даних історії розробки постійно діючу геолого-технологічну модель Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, встановлено локалізацію залишкових запасів газу, защемлених пластовою водою. Встановивши ділянки продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю, підібрано ряд нагнітальних свердловин, з використанням яких буде охоплено найбільшу кількість залишкових защемлених запасів природного газу витісненням. Для нагнітання діоксиду вуглецю вибрано свердловини №№52, 101, 201, 202. Запомповування неуглеводневого газу в продуктивний поклад здійснюється з темпом на рівні 50 тис.м³/добу в одну свердловину. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється протягом 16 місяців. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моме-

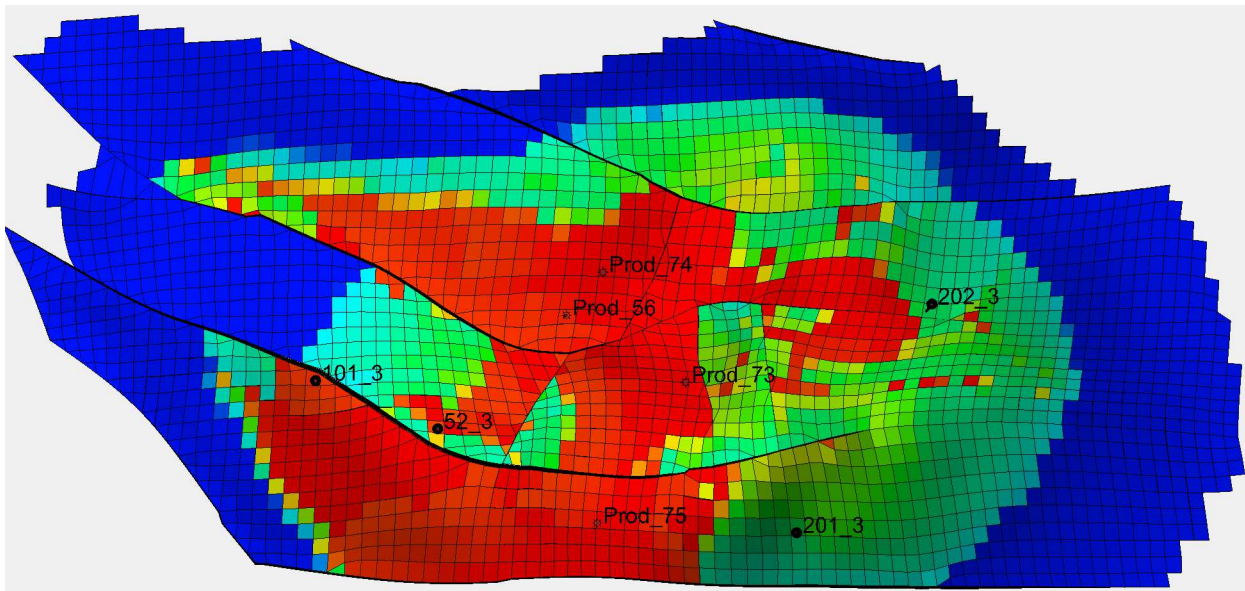


Рисунок 1 – Схема розміщення нагнітальних та видобувних свердловин на площі газонасності покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

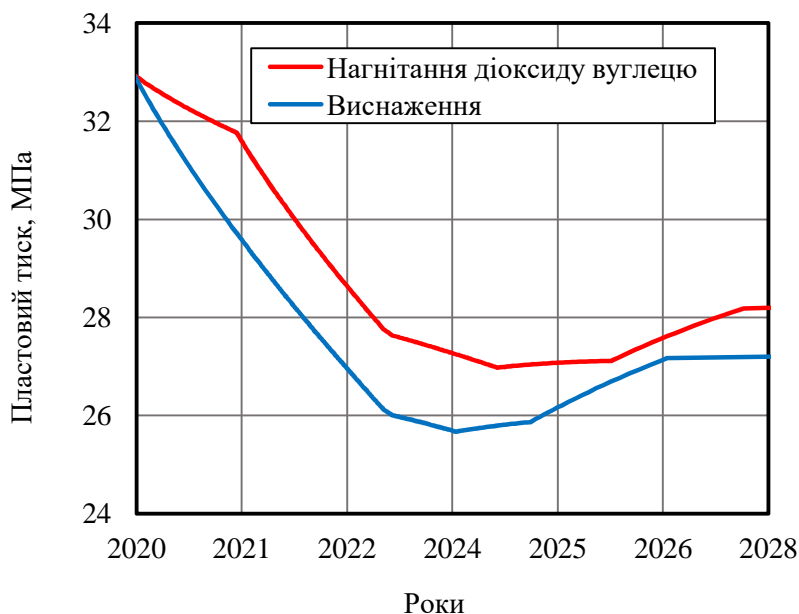


Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю

нту прориву діоксиду вуглецю в останню з видобувних свердловин.

Схема розміщення нагнітальних та видобувних свердловин на площі газонасності покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведена на рисунку 1.

На основі результатів моделювання проведено аналіз основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Аналізуючи результати гідродинамічного моделювання, встановлено, що при нагнітанні діоксиду вуглецю забезпечується підтримання пластового тиску на більш високому рів-

ні порівняно з розробкою покладу на виснаження.

Динаміка пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю наведена на рисунку 2.

Згідно з результатами моделювання проведено аналіз основних технологічних показників розробки покладу горизонту В-16. На основі проведеного аналізу встановлено, що завдяки впровадженню технології нагнітання неуглеводневого газу забезпечується додатковий видобуток газу та конденсату.

Таблиця 1 – Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища та при розробці на виснаження за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин

| Видобувні свердловини | Тривалість періоду розробки до моменту прориву діоксиду вуглецю, місяці | Коефіцієнт вилучення вуглеводнів (від залишкових запасів) | | | | | | Накопичений видобуток води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин, тис.м ³ |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------|------|--------------|------------|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | | Газ, % | | | Конденсат, % | | | |
| | | Нагнітання | Виснаження | Δ, % | Нагнітання | Виснаження | Δ, % | |
| 75 | 39 | 24,1 | 24,1 | 0 | 6,21 | 6,21 | 0 | 7,15 |
| 56 | 40 | 24,73 | 24,73 | 0 | 6,35 | 6,35 | 0 | 7,15 |
| 73 | 57 | 29,82 | 27,32 | 2,5 | 7,38 | 6,28 | 1,1 | 7,71 |
| 74 | 77 | 32,56 | 29,34 | 3,22 | 7,92 | 6,64 | 1,29 | 9,33 |

На основі проведених досліджень розраховано прогнозні коефіцієнти вилучення природного газу з покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища та при розробці на виснаження за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин наведено у таблиці 1.

Згідно з результатами проведених досліджень розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловини №75, 56 при розробці на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад на момент його прориву досягається однаковий накопичений видобуток води. Враховуючи вищевказане, ефект від впроваджені технології за величиною накопиченого видобутку води не встановлений. При нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 ефект від впровадження досліджуваної технології досягається на момент його прориву в свердловини №73 та №74. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №73 збільшується на 2,5 % від початкових запасів газу за величиною накопиченого видобутку пластової води, а коефіцієнт вилучення конденсату при цьому зростає на 1,1 %. На момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №74 коефіцієнти вилучення газу за величиною накопиченого видобутку пластової води збільшується на 3,22 %, а коефіцієнт вилучення

конденсату – на 1,29 % від величини залишкових запасів вуглеводнів. Такі показники досягаються завдяки сповільненню просування пластової води в продуктивні поклади та ефективному витісненню залишкових запасів вуглеводнів.

Згідно з результатами проведених досліджень розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловини №75, 56 при розробці на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад на момент його прориву досягається однаковий накопичений видобуток води. Враховуючи вищевказане, ефект від впроваджені технології за величиною накопиченого видобутку води не встановлений. При нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 ефект від впровадження досліджуваної технології досягається на момент його прориву в свердловини №73 та №74. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №73 збільшується на 2,5 % від початкових запасів газу за величиною накопиченого видобутку пластової води, а коефіцієнт вилучення конденсату при цьому зростає на 1,1 %. На момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №74 коефіцієнти вилучення газу за величиною накопиченого видобутку пластової води збільшується на 3,22 %, а коефіцієнт вилучення конденсату на 1,29 % від величини залишкових запасів вуглеводнів. Такі показники досягаються завдяки сповільненню просування пластової води в продуктивні поклади та ефективному витісненню залишкових запасів вуглеводнів.

Газоконденсатний поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища характеризується високим потенційним вмістом важких вуглеводнів фракції C_{5+} (більше 300 г/м^3). Завдяки підтриманню пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з тиском розробки на виснаження досягається збільшення накопиченого видобутку конденсату. Також слід відмітити, що при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад забезпечується ефективне витіснення вже раніше сконденсованих вуглеводнів, які випали в пласті при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації.

Отримані результати свідчать про технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади з метою регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади та витіснення защемленого газу пластовою водою до видобувних свердловин.

Аналізуючи результати проведених досліджень з підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення, можна стверджувати про те, що є певні перспективи щодо впровадження високоефективних вторинних технологій розробки родовищ України, які характеризуються порівняно великими залишковими запасами природного газу та значними ресурсами вуглеводнів фракції C_{5+} як в газовій, так і в рідкій фазах.

Таким чином, інвестиції у впровадження сучасних технологій розробки газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ України дозволять значно підвищити видобувні можливості родовищ, що розробляються, а також нових родовищ, розробка яких за традиційними технологіями призводить до значних втрат вуглеводневих ресурсів і, відповідно, до низьких значень вуглеводневилучення.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу і конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Висновки

Моделювання розробки виснажених родовищ вуглеводнів, які перебувають на завершальній стадії розробки та розробляються за водонапірного режиму, дає можливість набратися корисного досвіду в застосуванні складних методик для прогнозування видобутку вуглеводнів з таких родовищ та дозволяє встановити, що саме необхідно зробити для стабілізації видобутку газу в останні роки завершального етапу розробки.

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в умовах покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища дозволяє забезпечити значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення порівняно з розробкою покладу на виснаження. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 з метою регулювання надходження пластових вод у продуктивний поклад і витіснення мікро- та макрозащемленого газу.

Остаточне рішення щодо впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад з метою підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу та конденсату необхідно приймати за результатами всебічних техніко-економічних розрахунків.

Література

1. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
2. Матківський С.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. та ін. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №2 (75). С. 43–51.
3. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
4. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин. 1-ше вид. К.: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.
5. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К., Львів, 1996. 620 с.
6. Закиров С. Н. Алиев Б.А. Повышение конденсатоотдачи. Обз. инф: сер. *Разраб. и экпл. газ. и газоконденс. месторожд.* М.: ВНИИЭгазпром, 1985. Вып.4. 46 с.
7. Тер-Саркисов Р. М. Технология закачки азота для добычи защемленного и низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2006. № 4. С. 24-26.
8. Матківський С.В. Вплив темпу видобутку газу на процес обводнення свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади. *Тези ІХ Міжнародної науково-практичної конференції*. Анкара (Туреччина), 2020. С. 215-218.

9. Turta A. T., Sim S. S. K., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas - Gas Displacement. *Journal of Canada Petroleum Technology*. 2008. Vol. 47, Number 10. p. 1-6.
10. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. – 2 Oct. 2002, p. 1-9.
11. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Вплив тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму. *Тези V Міжнародної науково-практичної конференції*. Осло, 2020. С.135-139.
12. Kondrat O., Matkivskyi S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. No 5/1 (55). p. 12-17.
13. Clancy J.P., Gilchrist R.E. Nitrogen injection Applications Emerge in the Rockies. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*. 22-25 May. 1983.
14. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University. *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain*, 13-16 June, 2005. p. 1-7.
15. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, 2014.
16. 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. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. p. 1-10.
17. ECLIPSE. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
18. Petrel* Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger
19. 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.
20. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskyi S., Bikman Y., Kondrat O.. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. p. 1-5.

References

1. Kondrat, R. M. Gazokondensatootdacha plastov. Moscow: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]

2. Matkivskyi S. V., Kovalchuk S. O., Burachok O. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu neznachnoho proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnoho balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 2 (75), P. 43–51. [in Ukrainian]

3. Rassokhin G.V. Zavershayushchaya stadiya razrabotki gazovikh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p. [in Russian]

4. Boyko V. S., Boyko R. V., Keba L. M., Semins'kyi O. V.. Obvodnennya hazovykh i naftovykh sverdlovyh, K.: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiya, 2006. 791 p. [in Russian]

5. Boyko V.S., Kondrat R.M., Yaremiychuk R.S. Dovidnyk z naftohazovoyi spravy. K., L'viv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

6. Zakirov S.N., Aliyev B.A. Povysheniye kondensatootdachi plasta. Obz. inf: ser. *Razrab. i yekspl. gaz. i gazokondens. mestorozhd.* M.: VNIIEgazprom, 1985. Vo.4. 46 p.[in Russian]

7. Ter-Sarkisov R.M. Tekhnologiya zakachki azota dlya dobychi zashchemlennogo i nizkonapornogo gaza. *Gazovaya promyshlennost'*, 2006. Vo.4, p. 24-26 [in Russian]

8. Matkivskyi S.V. Vplyv tempu vydobutku hazu na protses obvodnennya sverdlovyh pry nahnitanni dioksydu vuhletsyu v produktyvni poklady. Tezy IX Mizhnarodnoyi naukovo-praktychnoyi konferentsiyi. Ankara, Turtsiya 2020. S. 215-218.

9. Turta A. T., Sim S. S. K., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas - Gas Displacement. *Journal of Canada Petroleum Technology*. 2008. Vol. 47, Number 10. p. 1-6.

10. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. – 2 Oct. 2002, p. 1-9.

11. Matkivs'kyi S.V., Kondrat O.R. Vplyv tryvalosti periodu nahnitannya dioksydu vuhletsyu na hazovyluchennya v umovakh proyavu vodonapirnoho rezhymu. *Tezy V Mizhnarodnoyi naukovo-praktychnoyi konferentsiyi*. Oslo, 2020. p. 135-139.
12. Kondrat O., Matkivskyi S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. No 5/1 (55). p. 12-17.
13. Clancy J.P., Gilchrist R.E. Nitrogen injection Applications Emerge in the Rockies. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*. 22-25 May. 1983.
14. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University. *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain*, 13-16 June, 2005. p. 1-7.
15. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, 2014.
16. 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. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. p. 1-10.
17. ECLIPSE. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
18. Petrel* Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger
19. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivs'kyi 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. [in Ukrainian]
20. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskyi S., Bikman Y., Kondrat O.. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. p. 1-5.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ВИТІСНЕННЯМ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ

*Р. М. Кондрат, Л. І. Хайдарова**

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

На основі аналізу публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях обґрунтовано напрямки підвищення газовилучення з виснажених газових покладів, які включають витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. Азот можна отримати з повітря в будь-якому нафтогазовидобувному районі із допомогою установок мембранного, адсорбційного або криогенного типів, що випускаються промисловістю. Кінцевий коефіцієнт газовилучення можна регулювати вибором певних значень технологічних параметрів, що характеризують процес розробки покладу. З використанням гіпотетичних цифрових моделей досліджено вплив на загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та коефіцієнт газовилучення за залишковим газом тиску початку нагнітання азоту у пласт, темпу, тривалості і циклічності його нагнітання, системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин та технологічних режимів їх роботи. Результати проведених досліджень зображено у вигляді графічних залежностей кінцевого коефіцієнта газовилучення та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від досліджуваних визначальних параметрів. З використанням результатів досліджень встановлено оптимальні значення параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад квадратної і округлої форм та відповідні їм значення коефіцієнта газовилучення. Результати виконаних досліджень свідчать про значну технологічну ефективність витіснення залишкового природного газу азотом з виснажених газових покладів. Залежно від системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом в середньому змінюється в межах 53,97 – 61,82 %.

Ключові слова: газовий поклад, свердловина, газ, азот, газовилучення, нагнітання, витіснення.

На основе анализа публикаций в отечественных и зарубежных научно-технических изданиях обоснованы направления повышения газоотдачи из истощенных газовых залежей, которые включают вытеснения из пористой среды остаточного газа азотом. Азот можно получить из воздуха в любом нефтегазодобывающем районе с помощью установок мембранного, адсорбционного или криогенного типов, выпускаемых промышленностью. Конечный коэффициент газоотдачи можно регулировать путем выбора определенных значений технологических параметров, характеризующих процесс разработки залежи. С использованием гипотетических цифровых моделей исследовано влияние на общий конечный коэффициент газоотдачи и коэффициент газоотдачи по остаточному газу давления начала нагнетания азота в пласт, темпа, длительности и цикличности его нагнетания, системы размещения на площади газоносности добывающих и нагнетательных скважин и технологических режимов их работы. Результаты проведенных исследований изображены в виде графических зависимостей конечного коэффициента газоотдачи и коэффициента газоотдачи по остаточному газу от исследуемых определяющих параметров. С использованием результатов исследований установлены оптимальные значения параметров процесса нагнетания азота в истощенную газовую залежь квадратной и округлой форм и соответствующие им значения коэффициента газоотдачи. Результаты выполненных исследований свидетельствуют о значительной технологической эффективности вытеснения остаточного газа азотом из истощенных газовых залежей. В зависимости от системы размещения добывающих и нагнетательных скважин на площади газоносности и технологических параметров процесса нагнетания азота в пласт коэффициент газоотдачи по остаточному газу в среднем изменяется в пределах 53,97 - 61,82 %.

Ключевые слова: газовая залежь, скважина, газ, азот, газоотдача, нагнетание, вытеснение.

Based on the analysis of publications in domestic and foreign scientific and technical publications, the directions of increasing gas recovery from depleted gas reservoirs, which include the displacement of residual gas from the porous medium with nitrogen, are substantiated. Nitrogen can be obtained from the air in any oil and gas producing area using membrane, adsorption or cryogenic types of plants produced by the industry. The final gas recovery factor can be adjusted by choosing certain values of technological parameters that characterize the process of reservoir development. Using hypothetical digital models, the influence on the total final gas recovery factor and the

residual gas recovery factor of the pressure of the beginning of nitrogen injection into the reservoir, the rate, duration and cyclicity of its injection, the system for locating production and injection wells on the gas-bearing area and the technological modes of their operation was investigated. The results of the studies are shown in the form of graphical dependencies of the final gas recovery factor and the gas recovery factor for residual gas on the investigated determining parameters. Using the research results, the optimal values of the parameters of the nitrogen injection process into a depleted gas reservoir of square and round shapes and the corresponding values of the gas recovery coefficient have been established. The results of the studies performed indicate a significant technological efficiency of the displacement of residual gas by nitrogen from depleted gas reservoirs. Depending on the system of placement of production and injection wells in the gas-bearing area and the technological parameters of the nitrogen injection process into the reservoir, the gas recovery factor for the residual gas varies on average within the range of 53,97 – 61,82 %.

Key words: gas reservoir, well, gas, nitrogen, gas recovery, injection, displacement.

Постановка проблеми

Велика кількість газових родовищ України значною мірою виснажена, окремі з них перебувають на завершальній стадії видобутку газу. Виснажені родовища природних газів ще мають значні залишкові запаси вуглеводнів [1, 2]. Згідно із результатами досліджень і промисловими даними про розробку родовищ за газового режиму у пласті може залишатися до 10-15 % газу від початкових запасів.

Кінцевий коефіцієнт газовилучення можна регулювати вибором певних значень технологічних параметрів, що характеризують процес розробки покладу. Аналіз промислових даних свідчить, що коефіцієнт газовилучення на момент припинення промислової розробки покладів зростає із збільшенням сумарного видобутку газу на кінець періоду постійного видобутку газу і зменшенням темпу зниження річного видобутку газу у період спадного видобутку. Кількість газу, видобутого з покладу на кінець періоду постійного видобутку, буде тим більша, чим вищий темп видобутку газу у цей період і його тривалість. Значення цих параметрів вибирають, виходячи із техніко-економічних розрахунків. Для сповільнення темпу зниження річного видобутку газу у період спадного видобутку і тим самим скорочення його тривалості необхідно забезпечити своєчасне введення в експлуатацію дотискної компресорної станції та застосування ефективних методів підготовки газу в умовах понижених гирлових тисків свердловин.

Основними напрямками підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових покладів є: мінімізація значень кінцевого пластового тиску у зоні дренавання видобувних свердловин; інтенсифікація видобутку газу із слабкореєнованих, низькопроникних ділянок покладу з підвищеним пластовим тиском і витіснення залишкового природного газу з виснажених покладів неуглеводневими газами і рідинами та їх сумішами. Одним із перспективних методів підвищення газовилучення із виснажених газо-

вих покладів є витіснення залишкового природного газу з пористого середовища азотом [3].

Стаття присвячена дослідженню впливу визначальних параметрів нагнітання азоту у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Проблемі витіснення залишкового газу з виснаженого газового покладу неуглеводневими газами присвячена значна кількість лабораторних і теоретичних досліджень [4-8,13]. Можливість використання неуглеводневих газів у промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття [9]. Неуглеводневі гази знаходять все більше застосування у нафтогазовій галузі. Їх використовують у промислових масштабах для підтримування пластового тиску у нафтових покладах або як замітник буферного газу на підземних газосховищах [10].

Результати лабораторних досліджень з витіснення природного газу неуглеводневими газами з горизонтальних однопластових та дво-пластових моделей пласта з різним розміщенням низькопроникного прошарка (верхнім або нижнім) за наявності непроникної перетинки між прошарками або їх взаємодії безпосередньо чи через дротяну сітку між ними свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення [4-5]. З усіх досліджених неуглеводневих газів найбільшою витіснювальною здатністю характеризується діоксид вуглецю, який у пластових умовах має більшу густину і в'язкість порівняно з метаном, а також має високу розчинність у пластовій воді. Тому він пізніше надходить у видобувні свердловини, ніж інші неуглеводневі гази. Коефіцієнт витіснення газу діоксидом вуглецю в окремих досліджах досягав значень 81-97,4 %. Дещо нижчими, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові гази та азот.

Згідно з результатами математичного мо-

делювання процесу витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового покладу діоксидом вуглецю коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим за меншого тиску здійснюється нагнітання неуглеводневого газу у пласт [8, 13]. Проте витіснення залишкового газу з виснаженого газового покладу неуглеводневим газом після зниження пластового тиску до мінімального тиску, який відповідає гранично рентабельному річному видобутку газу, не завжди може бути доцільним через низькі дебіти свердловин.

Раціональним є використання азоту як неуглеводневого газу [11-12]. Його можна отримати з повітря в будь-якому нафтогазовидобувному районі із допомогою установок мембранного, адсорбційного або криогенного типів, що випускаються промисловістю. Тому у дослідженнях для витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового покладу використано азот.

Методика дослідження

Для оцінки впливу характеристик процесу нагнітання азоту у виснажений поклад на коефіцієнт газовилучення виконано комплекс досліджень за допомогою модуля композиційного моделювання GEM програмного комплексу Computer Modelling Group (CMG).

Дослідження проводили для гіпотетичних (моделних) газових покладів квадратної і округлої форм. У покладі квадратної форми сторона квадрата дорівнювала 1500 м, газонасичена товщина пласта – 10 м. У покладі округлої форми радіус контуру газонасиченості становив 3000 м, товщина пласта – 12 м. Значення інших параметрів для обох покладів дорівнювали: коефіцієнт відкритої пористості – 0,14; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $0,2 \text{ мкм}^2$; середня глибина залягання продуктивного пласта – 3200 м; початковий пластовий тиск – 33 МПа; пластова температура – 340 К; відносна густина газу – 0,553. Запаси газу у покладі квадратної форми дорівнювали $704,56 \text{ млн. м}^3$, а для покладу округлої форми – $11,695 \text{ млрд. м}^3$. Мінімальний пластовий тиск, що відповідав припиненню розробки покладу на природному режимі виснаження, приймали рівним 0,1 від початкового тиску.

Газовий поклад квадратної форми розроблявся на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними у кутах квадрата, які експлуатували на режимі постійної депресії на пласт 0,26 МПа. Газовий поклад округлої форми розроблявся 12 видобувними свердловинами, роз-

міщеними у вигляді колової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатували на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа.

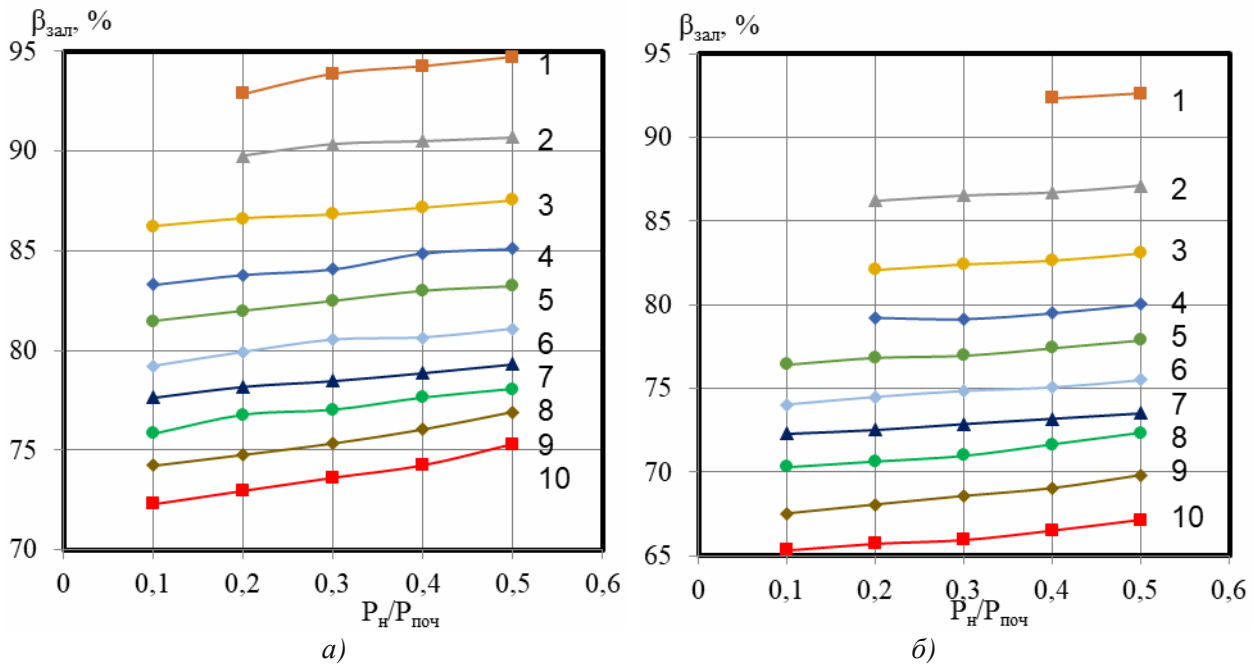
В обох покладах після зниження пластового тиску на певну величину від початкового значення здійснювали нагнітання у пласт азоту: для покладу округлої форми через 12 нагнітальних свердловин, розміщених на початковому контурі газонасиченості у вигляді колової батареї з радіусом 3000 м, для покладу квадратної форми – через центральну свердловину.

Дослідження виконано для різних значень тиску початку нагнітання азоту у поклад (0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового тиску $P_{\text{поч}}$) і тривалості періоду його нагнітання (6; 9; 12; 15; 18; 21; 24; 30; 36 місяців). Результати досліджень зображено на рисунках 1-2 у вигляді залежностей коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тривалості і періоду нагнітання азоту у пласт для різних значень тиску початку нагнітання азоту.

Результати дослідження

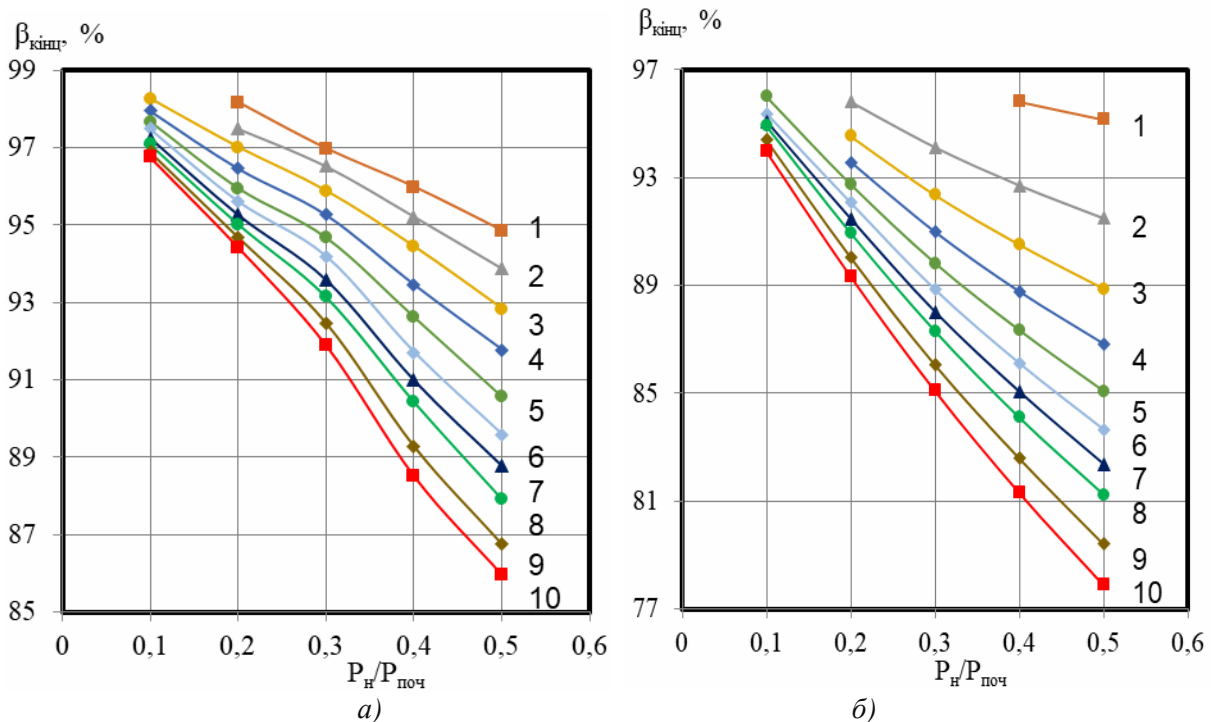
Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом як для покладу квадратної форми, так і для покладу округлої форми на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % дещо зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунок 1), а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення для обох покладів зменшується із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунок 2).

Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, за межами яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Для покладу квадратної форми тиск становлять відповідно 0,29 $P_{\text{поч}}$ і 14,8 місяців, а для покладу округлої форми – 0,31 $P_{\text{поч}}$ і 12,9 місяців. Аналіз результатів досліджень свідчить, що раціональні значення параметрів процесу нагнітання азоту для обох покладів близькі між собою. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для наведених оптимальних значень досліджуваних параметрів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом для покладу квадратної форми становить 83,91 %, а для покладу округлої форми – 77,49 %. Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 95,08 % та 90,27 %.



1 – 3; 2 – 6; 3 – 9; 4 – 12; 5 – 15; 6 – 18; 7 – 21; 8 – 24; 9 – 30; 10 – 36 місяців

Рисунок 1 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання (1-10) на момент досягнення об’ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для покладів квадратної (а) та округлої (б) форм



1 – 3; 2 – 6; 3 – 9; 4 – 12; 5 – 15; 6 – 18; 7 – 21; 8 – 24; 9 – 30; 10 – 36 місяців

Рисунок 2 – Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання (1-10) на момент досягнення об’ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для покладів квадратної (а) та округлої (б) форм

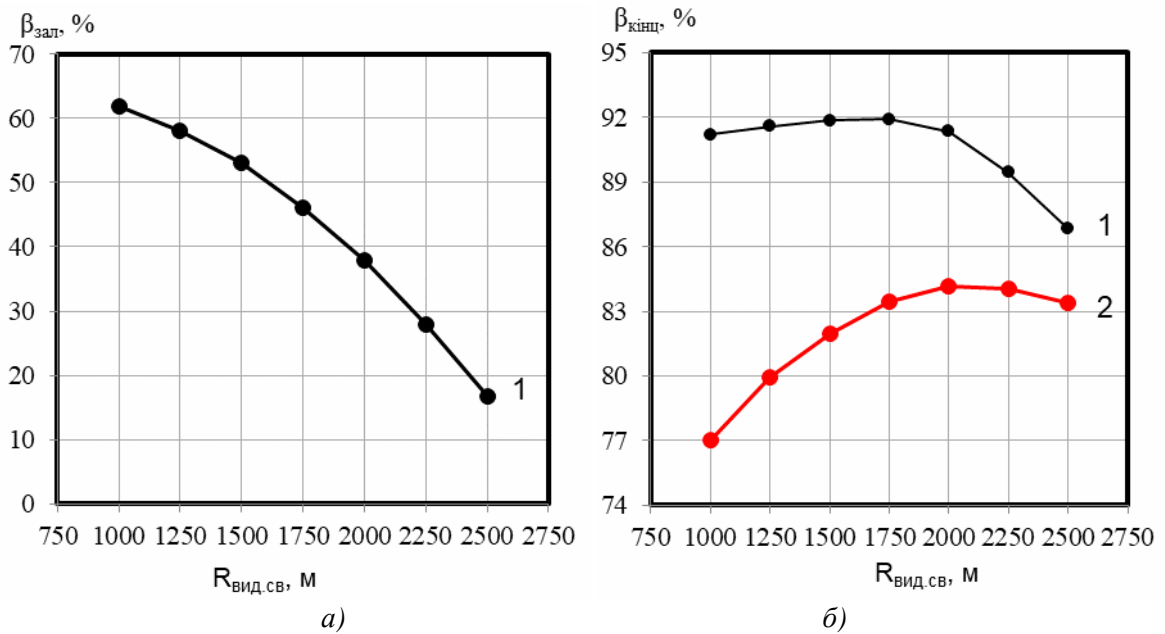


Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від радіуса батареї видобувних свердловин за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (1) та у разі дорозробки покладу на виснаження без нагнітання азоту

Встановлене за результатами моделювання значення тиску початку нагнітання азоту у поклад може бути використано для всіх покладів, а оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт відповідає тільки покладам розглянутих форм і розмірів із дослідженим розміщенням на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин.

Значний вплив на коефіцієнт газовилучення має розміщення на площі газонасності видобувних свердловин за периферійного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад округлої форми. У дослідженнях розглянуто варіанти з різним радіусом батареї видобувних свердловин (1000; 1250; 1500; 1750; 2000; 2250; 2500 м). Згідно з результатами виконаних досліджень загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення спочатку зростає із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин, досягаючи максимального значення, а надалі зменшується. Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин зменшується (рис. 3).

Із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин зменшується відстань між видобувними і нагнітальними свердловинами, що призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву азоту. Тому зменшується коефіцієнт газовилучення за залишковим газом.

За максимального значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення під час на-

гнітання азоту у пласт, яке відповідає радіусу батареї видобувних свердловин 1760 м за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$, відношення радіуса батареї видобувних свердловин до радіуса зовнішнього контуру газонасності становить близько 0,59, а відношення площ газонасності у межах радіусу батареї видобувних свердловин і зовнішнього контуру газонасності – близько 0,34.

Визначальним чинником процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад є темп законтурного нагнітання азоту (ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту). У дослідженнях розглянуто варіанти із ступенем компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1:1; 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2:1)

Згідно з результатами досліджень процесу дорозробки газового покладу нагнітанням азоту загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та коефіцієнт газовилучення за залишковим газом поступово зростають із зменшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту і мають максимальне значення за Q_a/Q_r дорівнює 1:1 (рис. 4).

Для розглянутих значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту Q_a/Q_r від 1 до 2 абсолютна різниця між крайніми значеннями коефіцієнта газовилучення за залишковим газом за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % становить 8,32 %, а для загального кінцевого коефіцієнта газови-

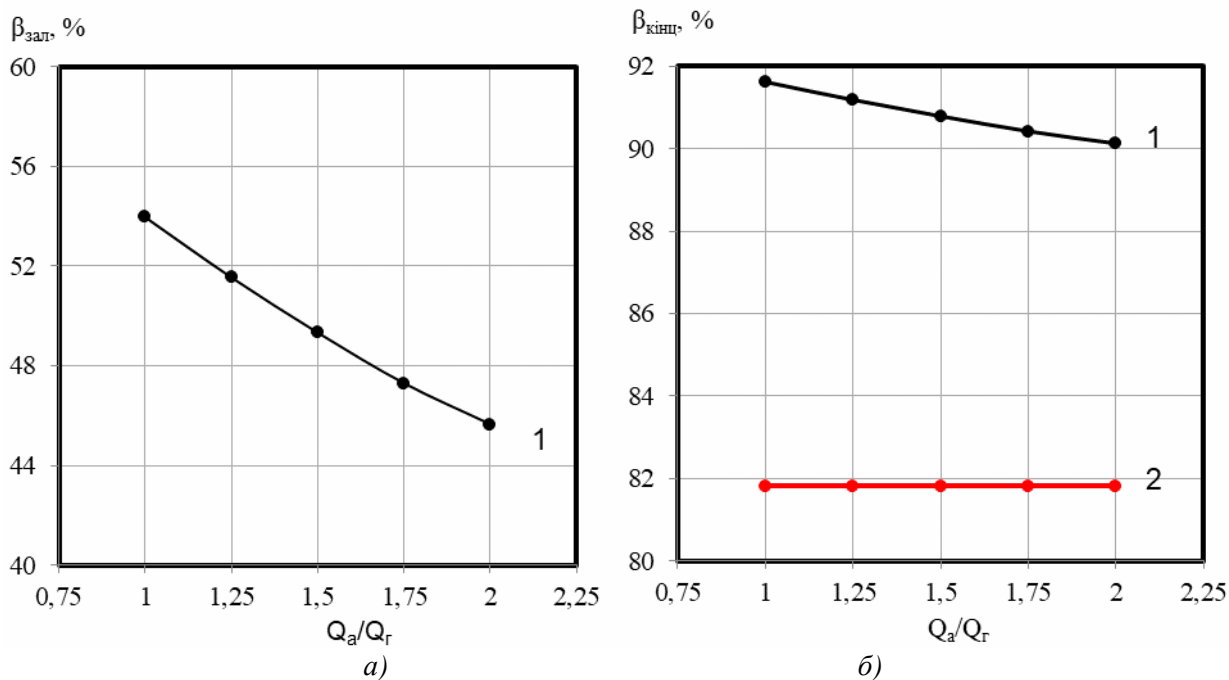


Рисунок 4 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (1) та у разі дорозробки покладу на режимі виснаження без нагнітання азоту (2)

лучення – 1,51 %. Згідно з результатами розрахунків із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зменшується, але зростають пластовий та гирловий тиски і дебіти свердловин, що дозволяє збільшити поточний видобуток газу і скоротити термін дорозробки покладу.

Значний вплив на коефіцієнт газовилучення має циклічність нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад із періодичною зупинкою та без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що із збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у пласт та ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту із зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту коефіцієнт газовилучення поступово зменшується (рисунок 5). Зменшення коефіцієнта газовилучення із збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у пласт пов'язане із зменшенням фактичного часу експлуатації свердловин і защемленням частини газу азотом за більшого тиску.

Згідно з розрахунковими даними під час експлуатації видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту досягаються більші значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення і коефіцієнта газовилучення за залишковим

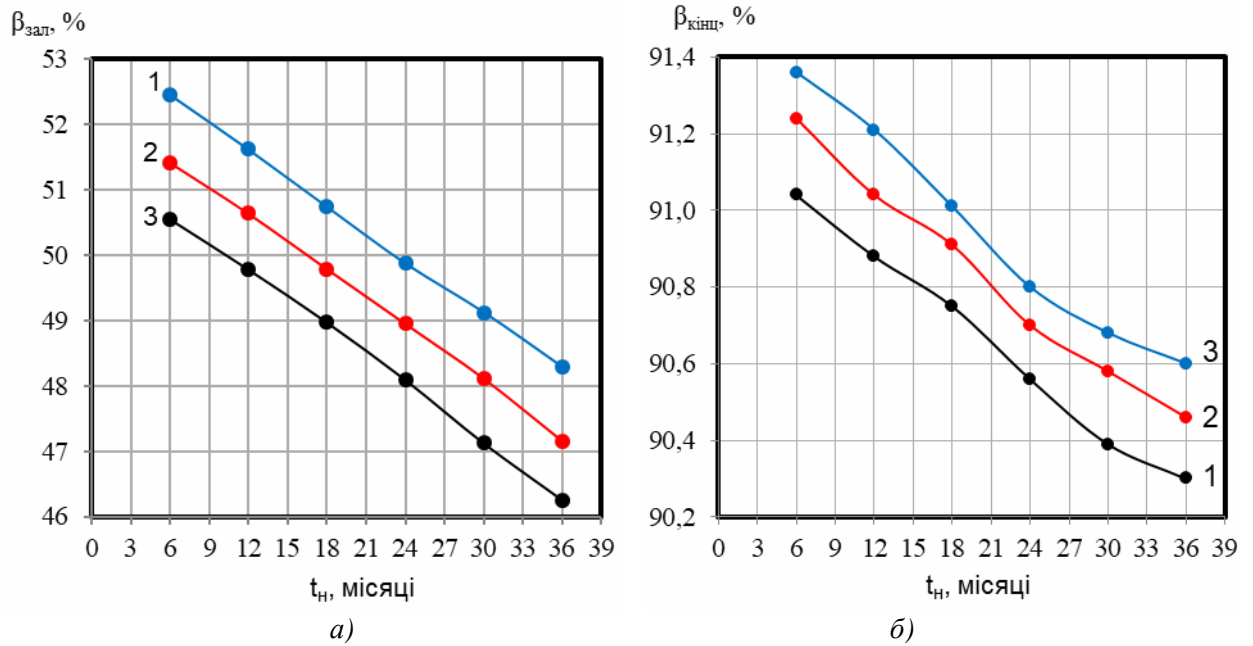
газом порівняно із зупинкою свердловин у циклі нагнітання азоту. Їхні значення тим більші, чим менша тривалість циклу нагнітання азоту (рисунок 6).

Для умов розглянутого прикладу за циклічного нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту становить 1:1, а у разі зупинки видобувних свердловин – 1:1,25. Тривалість циклу нагнітання азоту в обох випадках дорівнює 6 місяців.

Тривалість дорозробки покладу у разі експлуатації видобувних свердловин під час нагнітання азоту становить 58 місяців, а із зупинкою видобувних свердловин – 130 місяців (фактичний час експлуатації видобувних свердловин 73 місяці).

Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % за неперервного нагнітання азоту у поклад становить 91,63 %; за циклічного нагнітання азоту із зупинкою свердловин у циклі нагнітання азоту – 91,36 %, а без зупинки видобувних свердловин – 88,21 %.

Отже, ефективнішим є неперервне нагнітання азоту у пласт з безперервною роботою видобувних свердловин, що забезпечує найвищий кінцевий коефіцієнт газовилучення і безперервну подачу газу споживачеві.



1 - 1:1; 2 - 1,5:1; 3 - 2:1

Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від тривалості циклу нагнітання азоту для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %

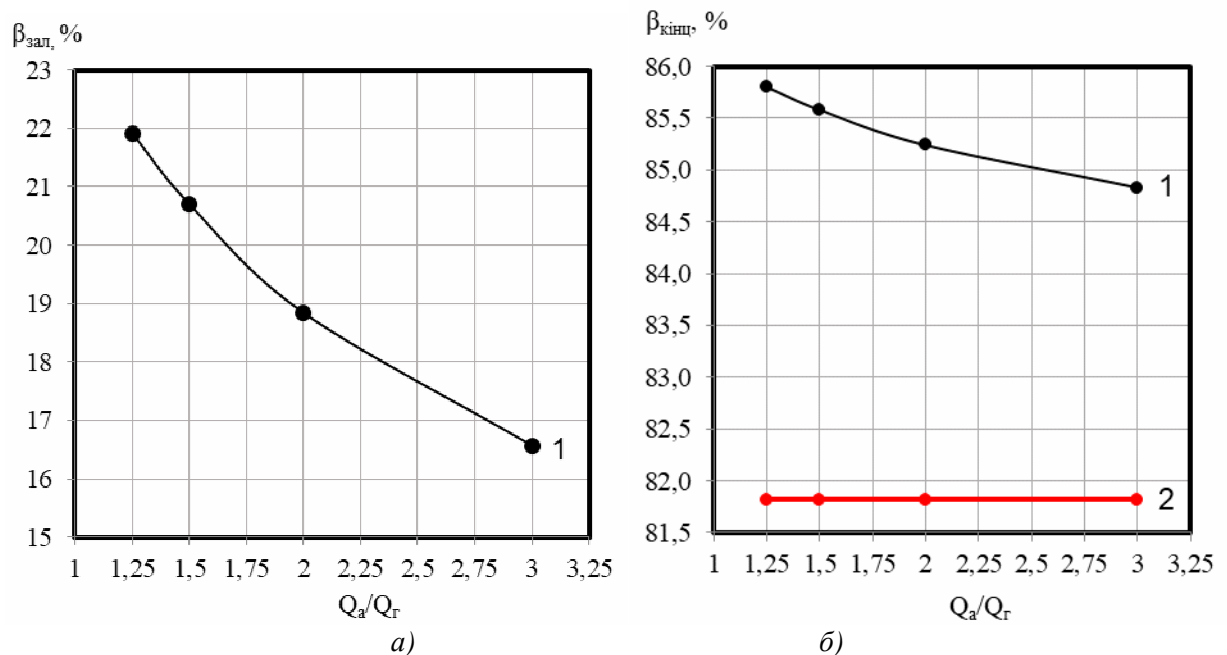
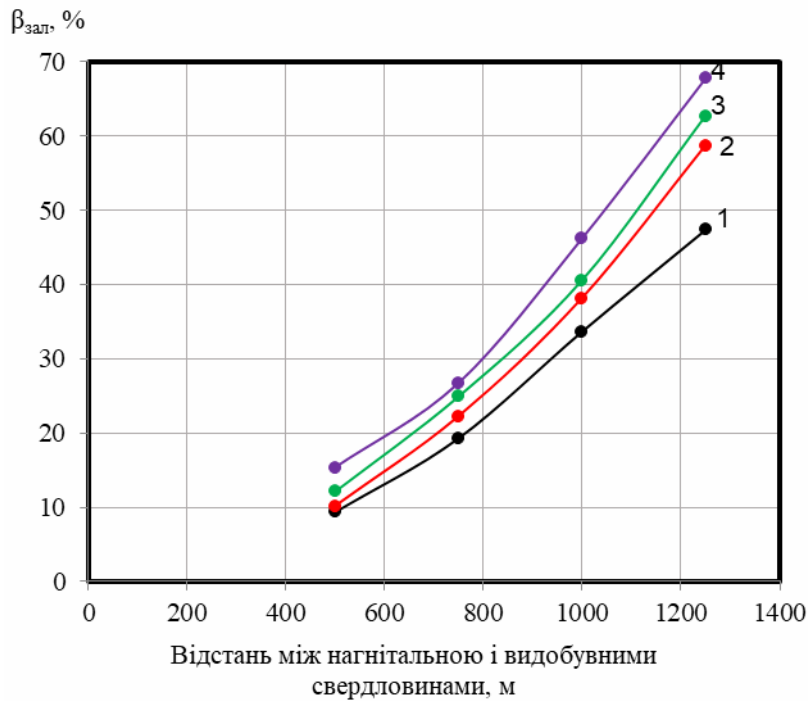


Рисунок 6 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (1) та у разі дорозробки покладу на режимі виснаження без нагнітання азоту (2)



1 – чотириточкова; 2 – п'ятиточкова; 3 – семиточкова; 4 – дев'ятиточкова

Рисунок 7 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %

Під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад є вибір системи площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності. На виснажених газових покладах уже є певна кількість свердловин, з яких видобувають природний газ. Необхідно одну чи більше видобувних свердловин перевести в нагнітальні (а за необхідності пробурити нові свердловини) і вибрати таку систему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, за якої буде досягнуто найбільший кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Використовуючи гіпотетичну цифрову модель газового покладу, досліджено вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом різних систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин (чотири-, п'яти-, семи-, дев'ятиточковою системами із нагнітальною свердловиною у центрі елемента) та відстані від нагнітальної до видобувних свердловин (500; 750; 1000; 1250 м). Згідно з результатами досліджень зростає з ущільненням сітки видобувних свердловин в елементі системи і збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами (рисунок 7).

Залежно від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на

момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % може змінюватися від 9,33 % для чотириточкової системи розміщення свердловин та відстані від нагнітальної до видобувних свердловин 500 м і до 67,82 % для дев'ятиточкової системи розміщення свердловин та відстані від нагнітальної до видобувних свердловин 1250 м. Тому під час проектування технології площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад для вилучення залишкового газу важливе значення має вибір відповідної системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин.

Одним із варіантів реалізації розглянутого методу підвищення кінцевого газовилучення з виснажених газових покладів нагнітанням азоту є поетапне нагнітання азоту на окремих ділянках покладу. Спочатку на одній ділянці центральну свердловину переводять у нагнітальну, а навколишні свердловини продовжують експлуатувати як видобувні. Після прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % процес переносять на іншу ділянку покладу і т.д.

Висновки

Використовуючи інструменти гідродинамічного моделювання на основі гіпотетичних цифрових тривимірних моделей газового покладу, досліджено технологію витіснення залишкового природного газу з пористого середовища нагнітанням азоту.

Із використанням результатів виконаних досліджень обґрунтовано оптимальні значення визначальних параметрів нагнітання азоту у виснажені газові поклади. Результати досліджень свідчать про значну технологічну ефективність витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу.

Залежно від системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом в середньому змінюється в межах 53,97-61,82 %.

Обґрунтовано оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт, яке змінюється у межах 0,29-0,31 від початкового тиску. Оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт залежить від форми та розміру покладу і розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин.

Для покладу округлої форми за розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газонасності і видобувних свердловин у центральній частині у вигляді колової батареї, оптимальне значення відношення радіусу батареї видобувних свердловин до радіусу батареї нагнітальних свердловин змінюється в межах 0,56-0,59, а відношення площі газонасності в межах батареї видобувних свердловин до загальної площі газонасності – у межах 0,31-0,34.

За неперервного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту становить 1:1, за циклічного нагнітання азоту з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту – 1:1 (за тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців і загальної відносної тривалості періоду дорозробки покладу 1,73 порівняно з неперервним нагнітанням), а без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту – 1,25:1 (за тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців і загальної відносної тривалості періоду дорозробки покладу 0,62).

За площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад за чотири-, п'яти-, семи- та дев'ятиточковою системами розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності із нагнітальною свердловиною у

центрі елементу коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із ущільненням сітки видобувних свердловин та із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин.

Література

1. Дорошенко В.М., Єгер Ю.О., Зарубін Ю.О., Кондрат Р.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. № 4. С.108-110.
2. Кондрат Р.М. Газоконденсатододача пластів. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2018. № 2(30). С.7-16.
4. SPE 94129. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics / A. Al-Hasami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U.
5. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference (the 59 th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society)*, June 17-19, 2008. Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.
6. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen / Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.
7. SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters / Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal.
8. Итоги науки и техники. *Разработка нефтяных и газовых месторождений*. 1990. Том 22. С. 156.
9. Ермаков П.П., Еремин Н.А. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 1996. №11. С.45-50.
10. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Видобування залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 2(71). С. 20-29. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2\(71\)-20-29](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-20-29)

11. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. № 5. С.23-28.

12. Кондрат О.Р. Гедзык Н.М. Дослідження впливу адсорбційних процесів на розробку родовищ природних газів з низько проникними колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 4(53). С.7-17.

References

1. Doroshenko V.M., Yeher Yu.O. Zarubin Yu.O., Kondrat R.M. Napriamky vyryshennia problem rozrobky vysnazhenykh rodovyshch nafty i hazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2007. No 4, P.108-110. [in Ukrainian]

2. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p.[in Russian]

3. Kondrat R.M. Khaidarova L.I. Zastosuvannia azotu dlia pidvyshchennia hazovyluchennia z vysnazhenykh hazovykh pokladiv. *Naftohazova enerhetyka*. 2018. No 2(30). P. 7-16. [in Ukrainian]

4. SPE 94129. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics / A. Al-Hasami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U.

5. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference* (the 59 th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008. Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

6. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen / Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadrise Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.

7. SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters / Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal.

8. Itogi nauki i tehniki. Razrabotka neftyanyih i gazovyih mestorozhdeniy. 1990. Vol. 22. P. 156. [in Russian]

9. Ermakov P.P., Eremin N.A. Nagnetanie azota v poristyie sredyi dlya uvelicheniya nefteotdachi. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyih mestorozhdeniy*. 1996. No 11. P 12. [in Russian]

10. Kondrat R.M., Kondrat O.R., Khaidarova L.I. Vydobuvannia zalyshkovoho pryrodnoho hazu z vysnazhenykh hazovykh pokladiv nahnitanniam azotu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. No 2(71). P. 20-29. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2\(71\)-20-29](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-20-29) [in Ukrainian]

11. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho hirnychoho universytetu*. 2017. No 5. P. 23-28.

12. Kondrat O.R. Hedzyk N.M. Doslidzhennia vplyvu adsorbtsiinykh protsesiv na rozrobku rodovyshch pryrodnykh haziv z nyzko pronyknymy kolektoramy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2014. No 4(53). P.7-17. [in Ukrainian]

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.834

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-35-42

ЗАСТОСУВАННЯ СПЕКТРАЛЬНОЇ ДЕКОМПОЗИЦІЇ ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ЛІТОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ У МЕЖАХ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

І. Л. Михалевич

ТОВ «КУБ-ГАЗ»; 02121, м. Київ, вул. Вірменська, 29/92, тел. 0504040049,
e-mail: *sprinter1983@ukr.net*

В роботі демонструється ефективний метод аналізу сейсмічних даних – спектральна декомпозиція. Метод у світовій практиці використовується для виділення додаткових геологічних особливостей, як інструмент сейсмічної геоморфології в умовах розвитку складних геологічних структур, під час ідентифікації палеорусел, лінз та тонких пластів. Слід відмітити, що спектральна декомпозиція не є прямим інструментом ідентифікації вуглеводневого насичення. Вона дозволяє представити сейсмічні дані у форматі RGB (red – червоний, green – зелений, blue – синій), шляхом розкладання сейсмічних даних на частотні складові. Авторами продемонстровані результати застосування методу спектральної декомпозиції сейсмічних даних в теригенних відкладах на прикладі газових родовищ у відкладах карбону в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини. За результатами аналізу наявних сейсмічних матеріалів показано, що в межах потужних та пористих піщаних тіл спектральна декомпозиція демонструє обґрунтовані результати, максимально інформативними частотами є 25, 28, 31, 37, 39, 47, 56 Гц. Реальне підтвердження уже відомих покладів у горизонтах московського та башкирського ярусів дає підстави вважати спектральну декомпозицію дієвим інструментом в межах північного борту ДДЗ, яка зазвичай чітко реагує на літологію та інколи, навіть, на насичення. Проаналізовано 8 найбільш представницьких горизонтів – М-2а, М-3а, М-4, М-6, М-7, Б-6 (на різних стратиграфічних рівнях), Б-7 та С-6. Найбільш однозначні результати отримані в товщі наступних продуктивних горизонтів: М-2а (поклад, який підтверджений бурінням), М-3а (поклад підтверджений бурінням та палеорусло), М-4 (палеорусло). Комплексуєчи результати спектральної декомпозиції з іншими геофізичними методами, виділені перспективні для буріння об'єкти. Дані тіла отримали своє підтвердження за даними АВО-аналізу та аналізу співвідношення V_p/V_s . На обидва об'єкта в оптимальних умовах закладені пошукові свердловини. Наочно продемонстровано, що головний акцент на спектральну декомпозицію як інструменту геологічної розвідки повинен робитися з позиції пошуку виокремлених лінз та руслових тіл з елементами структурного контролю.

Ключові слова: сейсмічні дані, спектральна декомпозиція, літологічні об'єкти, північний борт ДДЗ.

В работе демонстрируется эффективный метод анализа сейсмических данных – спектральная декомпозиция. Метод в мировой практике используется для выделения дополнительных геологических особенностей, как инструмент сейсмической геоморфологии в условиях развития сложных геологических структур, при идентификации палеорусел, линз и тонких пластов. Следует отметить, что спектральная декомпозиция не является прямым инструментом идентификации углеводородного насыщения. Она позволяет представить сейсмические данные в формате RGB (red – красный, green – зеленый, blue – синий), путем разложения сейсмических данных на частотные составляющие. Авторами продемонстрированы результаты применения метода спектральной декомпозиции сейсмических данных в терригенных отложениях на

примере газових местороджень в отложениях Карбона в пределах северного борта Днепровско-Донецкой впадины. По результатам анализа имеющихся сейсмических материалов показано, что в пределах мощных и пористых песчаных тел спектральная декомпозиция демонстрирует обоснованные результаты, максимально информативными частотами являются 25, 28, 31, 37, 39, 47, 56 Гц. Реальное подтверждение уже известных залежей в горизонтах московского и башкирского ярусов дает основания считать спектральную декомпозицию действенным инструментом в пределах северного борта ДДЗ, который обычно четко реагирует на литологию и иногда даже на насыщение. Проанализированы 8 самых представительных горизонтов - М-2а, М-3а, М-4, М-6, М-7, Б-6 (на разных стратиграфических уровнях), Б-7 и С-6. Наиболее однозначные результаты получены в толще следующих продуктивных горизонтов М-2а (залежь, которая подтверждена бурением), М-3а (залежь, подтвержденная бурением и палеорусло), М-4 (палеорусло). В результате компиляции спектральной декомпозиции с другими геофизическими методами, были выделены перспективные для бурения объекты. Данные тела получили свое подтверждение по данным АВО-анализа и анализа соотношения V_p/V_s . На оба объекта в оптимальных условиях заложены поисковые скважины. Наглядно продемонстрировано, что главный акцент на спектральную декомпозицию как инструмент геологической разведки следует делать с позиции поиска выделенных линз и русловых тел с элементами структурного контроля.

Ключевые слова: сейсмические данные, спектральная декомпозиция, литологические объекты, северный борт ДДЗ.

The article dwells upon the effective method of seismic data analysis called spectral decomposition. This method has been used worldwide for identifying additional geological features, as a tool for seismic geomorphology in the conditions of complicated geological structures during identification of paleochannels, lenses, and thin formations. It should be noted that spectral decomposition is not a direct tool for identifying the hydrocarbon saturation. It allows to represent the seismic data in the RGB format (red, green, blue) by way of decomposing seismic data into frequency elements. Authors demonstrate results of applying the seismic data spectral decomposition method within the terrigenous deposits on the example of gas fields in the Carbon age within the northern edge of Dnieper-Donets Depression. Based on the results of the available seismic material analysis, it has been shown that within thick and porous sand bodies, spectral decomposition demonstrates reasonable results, and the most informative frequencies are 25, 28, 31, 37, 39, 47, 56 Hz. By confirming the really existing deposits in the Moskovian and Bashkirian ages, spectral decomposition gives grounds for considering this method an effective tool to be used within the northern edge of the DDB, because the latter usually clearly responds to lithology, and sometimes even to saturation. The 8 most representative horizons have been analyzed: M-2a, M-3a, M-4, M-6, M-7, B-6 (at different stratigraphic levels), B-7 and S-6. The most definite results have been received within the following horizons: M-2a (the deposit has been confirmed by drilling), M-3a (the deposit and paleochannel have been confirmed by drilling), M-4 (paleochannel). Having regarded the spectral decomposition in complex with the results of other geophysical methods, some perspective objects have been identified. The bodies have been confirmed by the results of AVO and V_p/V_s analyses. Both objects served the targets for two prospecting wells located in the most optimal conditions. It has been brightly illustrated that the spectral decompositions as a tool for geological prospecting should be specifically used when some individual lenses and channel bodies are being prospected, with structural factor being present.

Key words: seismic data, spectral decomposition, lithological objects, northern edge of DDB.

Вступ

Незважаючи на те, що спектральна декомпозиція виникла як метод у 1991-1992 роках [Chakraborty A., Okoya D., 1995; Partyka G. et al., 1999], зараз у світі вона активно застосовується як інструмент сейсмічної геоморфології та є особливо актуальною в умовах розвитку складних геологічних структур, ідентифікації палеорусел, линз та тонких пластів [Henderson J. et al., 2007; Chung, et al., 1995; Henderson J., 2012]. Інколи дані спектральної декомпозиції можуть бути прямим індикатором газонасиченості (так званій ДНІ [Rost S., 2006] конкретного горизонту (наприклад, дуже часто високі частоти можуть поглинатись газонасиченою товщею) [Tomasso M. et al., 2010].

Спектральна декомпозиція проводиться лише на даних після підсумовування (Post

Stack). Однак, попри те, що методу вже близько 30 років, у межах України він використовується дуже рідко. Метою даної статті є показати результати практичних напрацювань цього методу в умовах північного борту ДДЗ та продемонструвати, наскільки дані спектральної декомпозиції можуть корелюватись із даними підтвердженої нафтогазоносності та результатами інших атрибутивних аналізів (АВО, інверсії) [Rutherford S. R. & Williams R. H., 1989].

Характеристика методу

Головна ідея спектральної декомпозиції — це розкладання хвильового поля на частотні складові [Henderson J., Purves S. J., Fisher, G. et al., 2008; Szafian, P., Lowell, J., Eckersley, A., et al., 2015]. Її головною перевагою є те, що вона дає можливість спеціалісту виявити в сейсміч-

ному хвильовому полі добре відомі з теорії ефекти залежності пікової частоти сейсмічного сигналу від часової потужності тонкого шару і контролювати у такий спосіб поведінку тонких пластів-колекторів потужністю менше $\frac{1}{4}$ довжини сейсмічної хвилі [Ricker N., 1953; Satish, et al., 2005].

Загалом, зміни в частотному спектрі, які можна побачити на колірній сумі, можна пов'язувати зі зміною потужності об'єкта досліджень (виклинювання), природою взаємодії між різними пластами (як варіант, через зміну їх гранулометрії), а також насиченням пласта флюїдом.

Магнітуди частотних наборів найчастіше представляють у так званому RGB-форматі (червоний, зелений та блакитний), і така форма представлення дає можливість виокремити і структурні і стратиграфічні об'єкти [McArdle N.J. & Askers M.A., 2012]. Для простоти розуміння можна описати вказану кольорову гамму так: низькі частоти магнітуд розташовані в червоному спектрі, середні частоти – в зеленому, а високі – в блакитному. Домінантний червоний колір означатиме переважаюче поширення низькочастотних магнітуд, а ціан (синьо-зелений) – рівномірне розповсюдження середніх та високих частот. Білий колір вказує на однаково сильний відгук від всіх трьох базових кольорових спектрів, а чорний – на відсутність відгуків з будь-якого із спектрів (найчастіше чорним кольором відображаються розривні порушення).

Дослідження спектральних характеристик сейсмічного хвильового поля за матеріалами родовищ північного борту ДДЗ

Полігоном для досліджень є ділянка площею близько 500 км² з пробуреною на ній 31 свердловиною глибинами від 2000 до 4000 метрів. Загалом було проаналізовано вісім найбільш представницьких горизонтів – М-2а, М-3а, М-4, М-6, М-7, Б-6 (на різних стратиграфічних рівнях), Б-7 та С-6.

Спектральна декомпозиція проводилася в чотирнадцяти двооктавних субдіапазонах, які перекривають частоти сейсмічного спектру. Двооктавність мінімізує артефакти, пов'язані з перетворенням сигналу до частотного домену і назад у часовий.

Серед результатів було обрано п'ять субдіапазонів, найбільш характерних для умов даної території. В ідеальному випадку на різних частотах мають бути відображені геологічні структурні елементи різного порядку, однак такого результату у явному вигляді отримано не було.

В межах виділеної території для кожного окремого горизонту підбиралась своя частотна компонентна гамма для оптимальної роботи спектральної декомпозиції, однак найбільш інформативними частотами слід вважати 25, 28, 31, 37, 39, 47, 56 Гц.

Розглянемо та проаналізуємо отримані результати по усіх восьми горизонтах. Досліджувані горизонти складені теригенними породами.

Газовий поклад горизонту М-2а (рис. 1) підтверджений умовними свердловинами М-21, М-19 та М-20 (незначне гіпсометричне зростання у цій лінзі спостерігається від 21 до 20 свердловини). Потужність даного горизонту складає 20 м, пористість – 18-20 %.

Даний горизонт виділяється за всіма іншими атрибутивними аналізами (AVO та сейсмічна інверсія).

Наявність газового покладу горизонту М-3а (рис. 2) було підтверджено свердловинами М-2 та М-23. Як і попередній горизонт, М-3а є виключно літологічним об'єктом, без жодного структурного фактору. У ймовірно дельтових відкладах до головного регіонального порушення в опущеному блоці чітко простежуються ознаки руслового тіла потужністю 16 м і пористістю 16 %. Цікаві результати було отримано під час аналізу горизонту М-4 (рис. 3). Тут було чітко виділено два фрагменти руслових тіл, які, можливо, з'єднуються на ділянці, де відсутня сейсміка. Дані тіла отримали своє підтвердження за даними AVO [Rost S., 2006] та аналізу співвідношення Vp/Vs. На обидва об'єкти в оптимальних умовах закладені пошукові свердловини. Варто додати, що прогнозоване руслове тіло, на яке вказує червона стрілка праворуч, з очікуваними потужностями понад 20 м та високими коефіцієнтами пористості знаходиться в оптимальних структурних умовах, що значно підвищує його перспективи.

Спектральна декомпозиція в горизонтах М-6 та М-7 була одним з критеріїв визначення доцільності буріння свердловини в межах обмеженої ділянки жовтого кольору полігону на правій частині рис. 4. Структурний фактор, а також аналіз інших атрибутів вказував на ризикованість такого проекту. Припущення, що в даному горизонті спектральна декомпозиція та інші атрибути реагують на літологію, а не на насичення, було підтверджено бурінням пошукової свердловини. У горизонті М-7 було розкрито водоносний пористий (понад 20 %) пісковик потужністю понад 40 м.

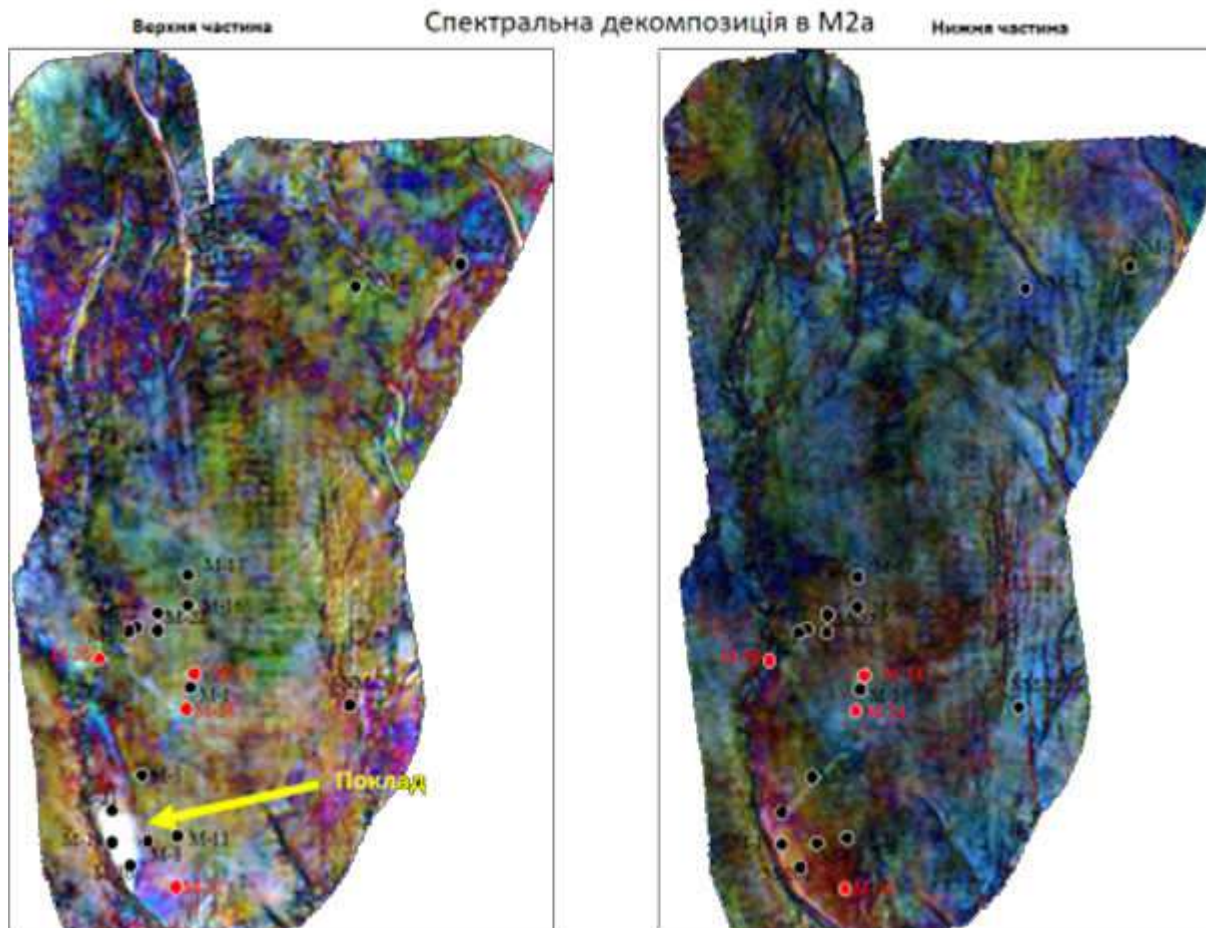


Рисунок 1 – Спектральна декомпозиція у горизонті M-2a

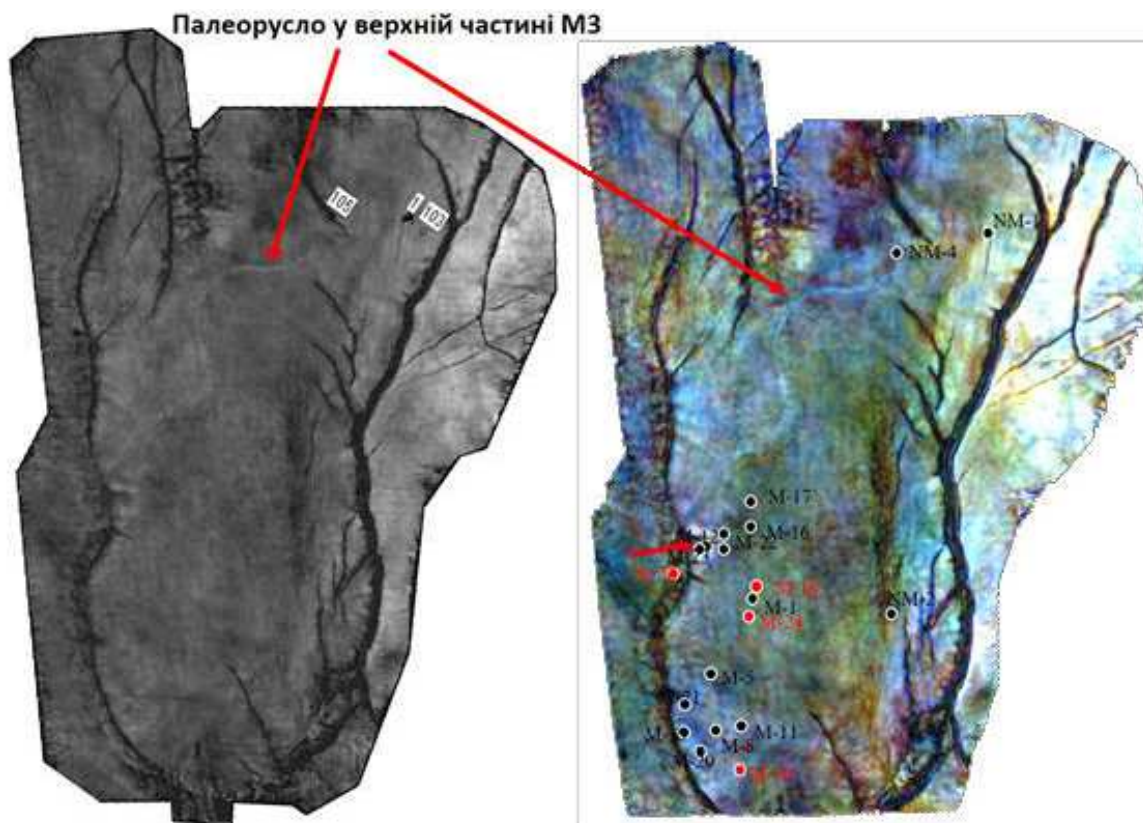


Рисунок 2 – Спектральна декомпозиція у горизонті M-3a

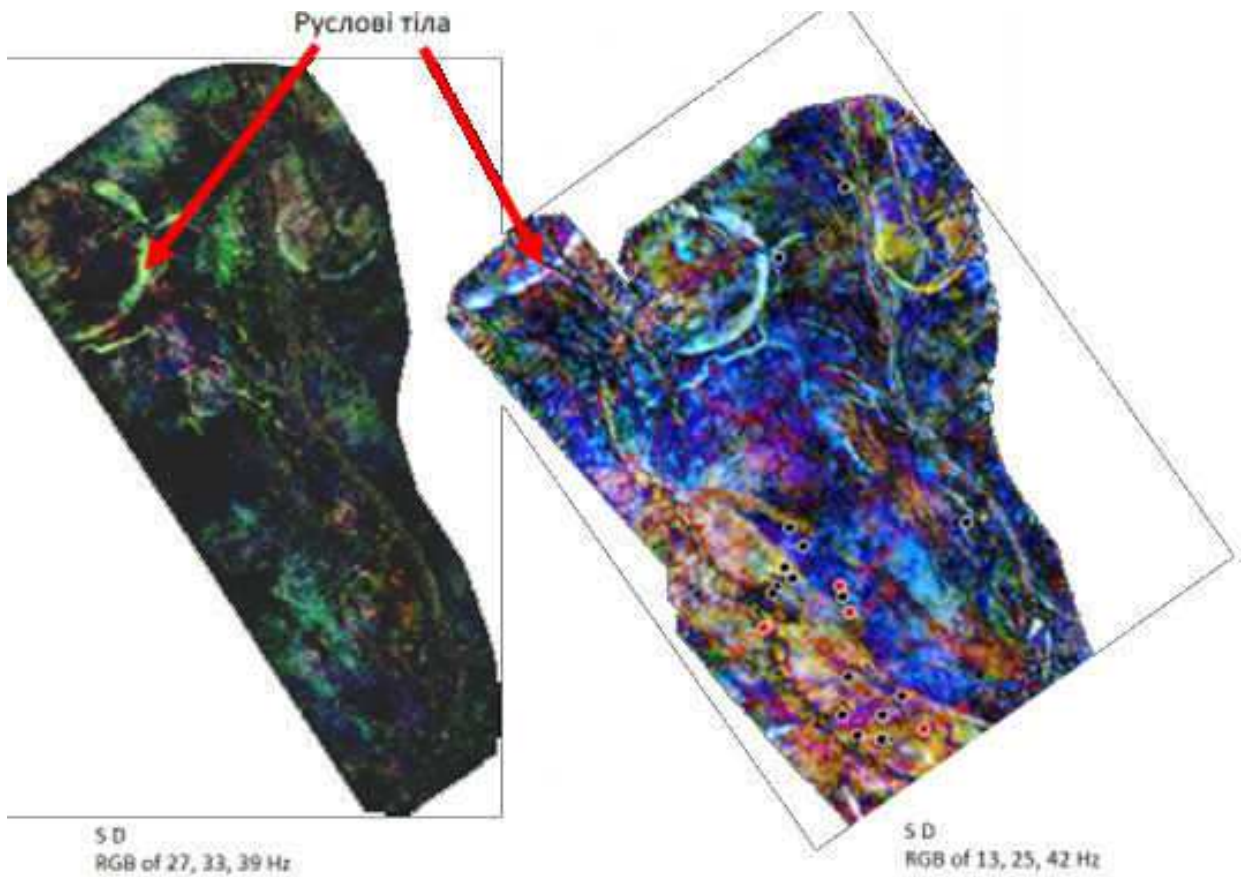


Рисунок 3 – Спектральна декомпозиція у горизонті М-4

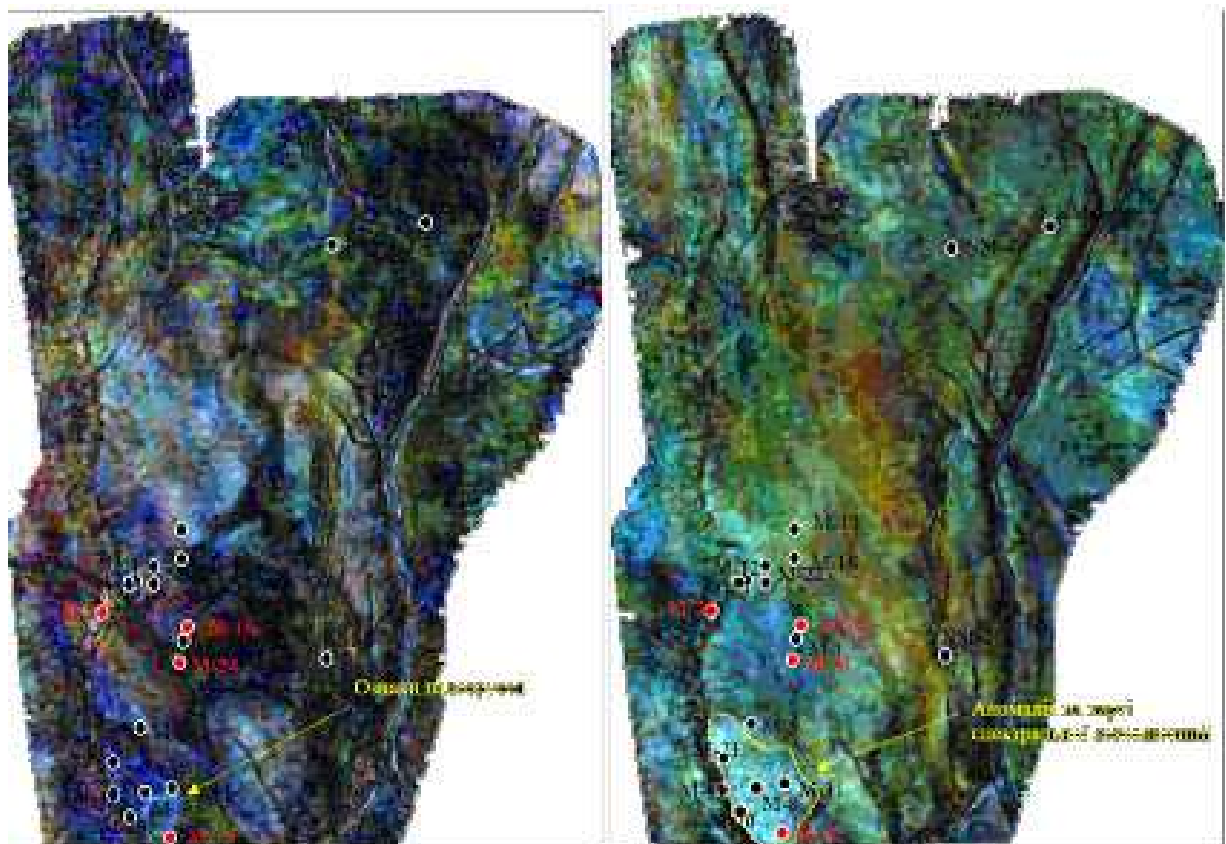


Рисунок 4 – Спектральна декомпозиція у горизонтах М-6 (ліворуч) та горизонту М-7 (праворуч)

Зона доведеної продуктивності



Рисунок 5 – Спектральна декомпозиція у горизонті Б-6б (доведена продуктивність)

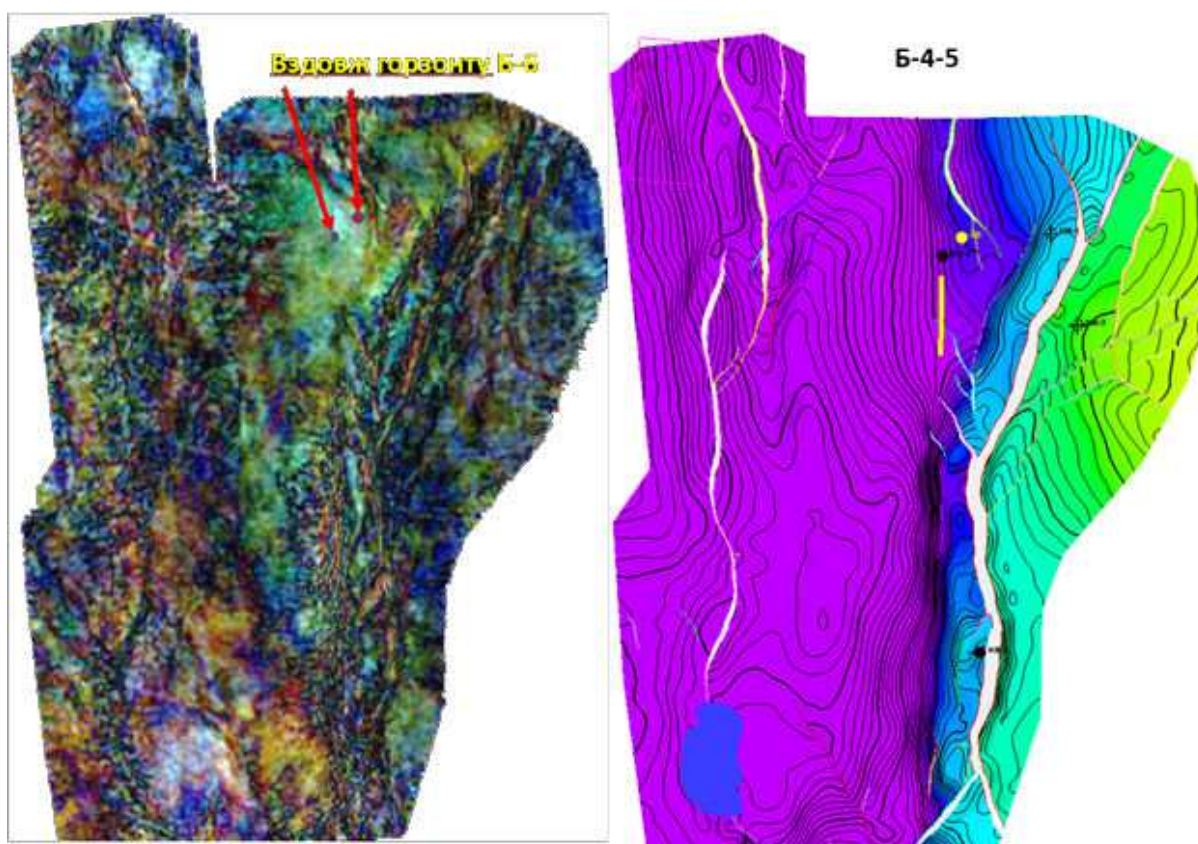


Рисунок 6 – Спектральна декомпозиція у горизонті Б-6 (максимально перспективна зона для буріння)

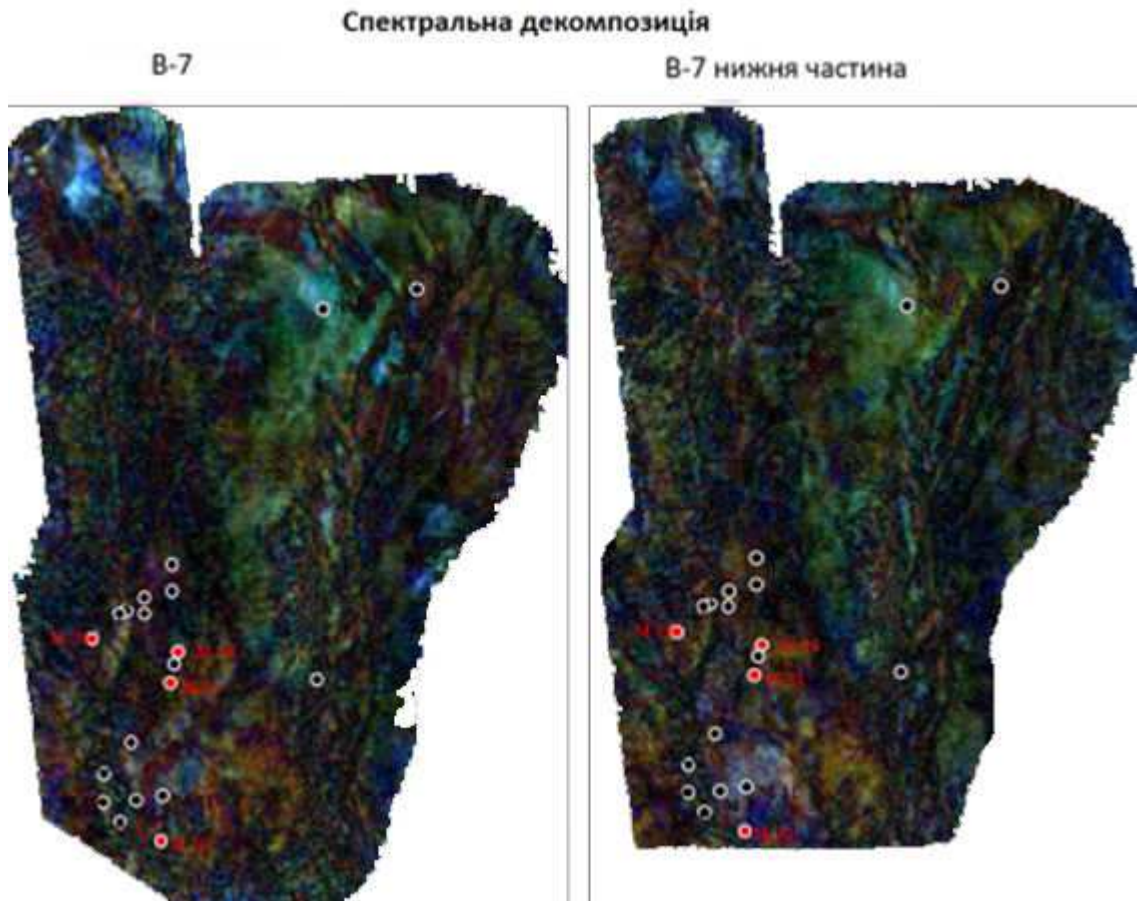


Рисунок 7 – Спектральна декомпозиція у горизонті В-7

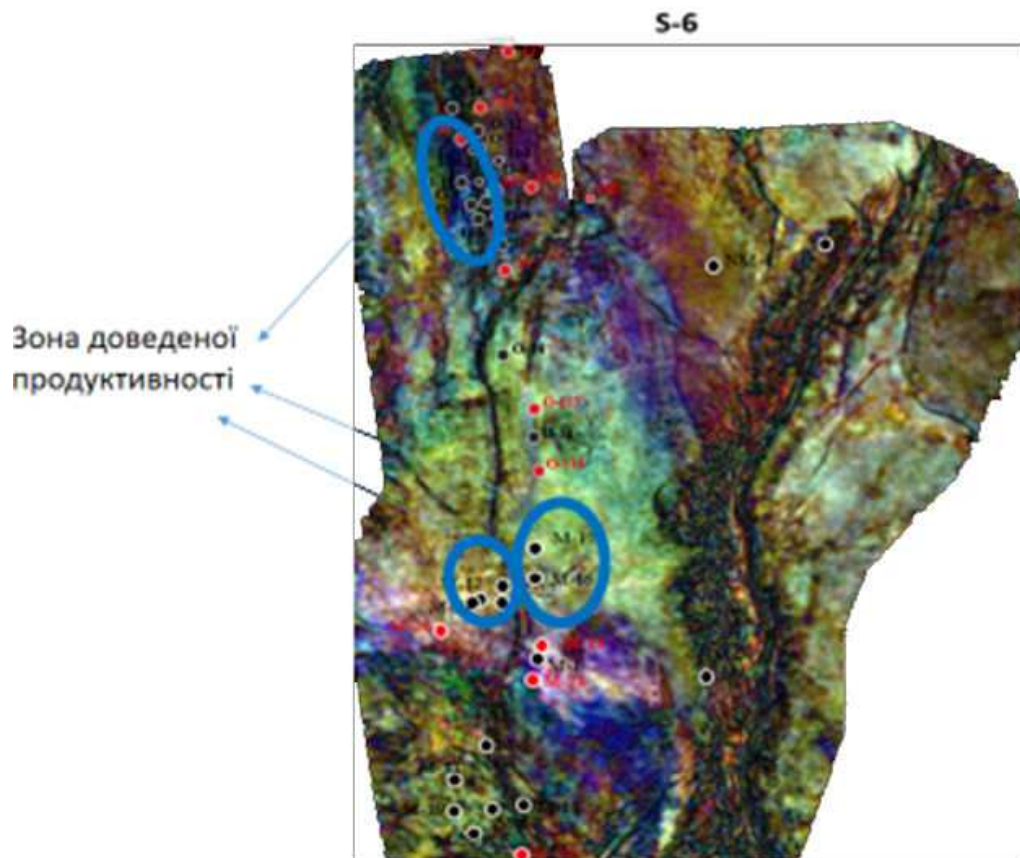


Рисунок 8 – Спектральна декомпозиція у горизонті С-6

На рисунку 5 продемонстровано, як якісно проявив себе поклад із структурним контролем по горизонту Б-бб у виділеній зоні (у інших місцях цей горизонт відсутній - ущільнений або заміщений глиною). Горизонт має потужність 17 метрів та пористість – 20-24%. Концентрація на даному горизонті дала можливість виокремити ще одну зону максимальної перспективності (рис. 6), яка ідеально виділяється при будь-якому атрибутивному аналізі та має відповідний структурний контроль. На ній закладено пошукову свердловину.

Доволі парадоксально виглядають результати по горизонту Б-7 (рис. 7). Даний горизонт є регіонально витриманим, потужність його перевищує 20 метрів, загалом понад 30 % продукції газу в регіоні отримано саме з нього. Проте (ймовірно, через близькі до граничних (10%) пористості) неможливо якісно ідентифікувати його ні за спектральною декомпозицією, ні за іншими атрибутами.

Не зважаючи на значну глибинність залягання горизонту С-6 (понад 3 км), існує певна закономірність, що характеризує особливо південній його частині (рис. 8). Умовним свердловинам М-16 та М-17 з комбінованим структурно-літологічним типом пастки притаманна чітка зелена гамма спектру при потужності горизонтів до 12 м та пористості 9-13%. В комбінації з аналізом структурного фактору та інших атрибутів це дає підставу для виділення нових об'єктів для буріння на ці горизонти, які характеризуються високими початковими тисками та дебітами.

Висновки

Варто зазначити, що в межах потужних та пористих піщаних тіл спектральна декомпозиція демонструє обґрунтовані результати. Реальне підтвердження уже відомих покладів у горизонтах М-2а, М-3а та Б-бб дає підстави вважати спектральну декомпозицію дієвим інструментом в межах північного борту ДДЗ, яка зазвичай чітко реагує на літологію та інколи навіть на насичення (горизонти М-2а, М-3а та Б-бб). Базуючись зокрема й на даних спектральної декомпозиції виділені перспективні для буріння об'єкти в горизонтах М-4, Б-6 та С-6. На даний момент відбувається глибинний аналіз описаної вище території з кроком продукування карт спектральної декомпозиції 10 м для пошуку аналогічних до виділених газоносних тіл. Головний акцент робиться на пошуку виокремлених лінз та руслових тіл з елементами структурного контролю.

Література / References

1. Chakraborty A. and Okoya D. Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods. *Geophysics*. 1995. Vol. 60. P. 1906–1916.
2. Chung H., Lawton, D.C. Frequency characteristics of seismic reflections from thin beds. *Canadian Journal of Exploration Geophysics*. 1995, Vol. 31. P. 32–37.
3. Henderson J. Geological Expression: data driven-interpretation guided approach to seismic interpretation. *First Break*. 2012. No 30. P. 73-78.
4. Henderson J., Pruves S., Leppard C. Automated delineation of geological elements from 3D seismic data through analysis of multi-channel, volumetric spectral decomposition data. *First Break*. 2007. No 25. P. 87-93.
5. Henderson J., Purves S.J., Fisher G. and Leppard C. Delineation of geological elements from RGB color blending of seismic attribute volumes. *The Leading Edge*. 2008. No 27. P. 342–350.
6. McArdle N.J., Ackers M.A. Understanding seismic thin-bed responses using frequencydecomposition and RGB blending. *First Break*. 2012. No 30(12). P. 57-65.
7. Partyka G., Gridley J. Lopez J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge*. 1999. No 18. P. 353–360.
8. Rutherford S. R., Williams R. H. Amplitude Variation with Offset AVO and Direct Hydrocarbon Indicators DHI, accessed April 21, 2018 (1989). Amplitude-versus-off setvariation-singassands: *Geophysics*. 2006. No 54. P. 680–688
9. Ricker N. Wavelet contraction, wavelet expansion and the control of seismic resolution. *Geophysics*. 1953. No 18. P. 769–792.
10. Satish S., Partha R., Phil A., Castagna J. Spectral Decomposition of Seismic Data with Continuous Wavelet Transform. *Geophysics*. 2005. No 70, 1ND-Z113.
11. Szafian P., Lowell J., Eckersley A., Kristensen T. Frequency Decomposition of Broadband Seismic Data: Challenges and Solutions. *EAGE Workshop on Broadband Marine Seismic Data 2015*. Kuala Lumpur, Malaysia, 11-13 May 2015.
12. Tomasso M., Bouroullec R., Pyles D. The use of spectral recomposition in tailored forward seismic modeling of outcrop analogs. *Geohorizons*. 2010. No. 94. P. 457–474.

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ СПОСОБІВ РЕМОНТУ НАСОСНИХ ШТАНГ

Б. В. Копей, О. Р. Мартинець

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42331,
e-mail: koreyb@nirg.edu.ua

На даний час питання підвищення надійності та довговічності нафтогазового обладнання набули особливої актуальності. Колона насосних штанг (КНШ) є однією із найслабших ланок штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ). Саме насосні штанги різко обмежують їх надійність і довговічність. Це пов'язано із надзвичайно важкими умовами роботи насосних штанг. Змінні навантаження розтягу та згину, вплив корозійно-активного середовища, тертя до колони насосно-компресорних труб (особливо в похилоспрямованих свердловинах), відкладення асфальто-смоляно-парафінових речовин та інші експлуатаційні фактори призводять до появи та інтенсивного розвитку корозійно-втомних тріщин і, як наслідок, до руйнування колони штанг. Такі аварії пов'язані з великими матеріальними затратами на ремонт і відновлення експлуатації свердловин. Близько 70% нафтових свердловин в Україні експлуатується штанговими свердловинними насосними установками (ШСНУ). Однією з основних проблем, пов'язаних з експлуатацією обладнаних ШСНУ свердловин, є частий вихід з ладу насосних штанг (НШ). Проведений аналіз існуючих способів ремонту насосних штанг дасть можливість визначити ефективний метод їх ремонту. Запропоновано комбінований метод ремонту штанг обробкою металевими щітками та нанесенням модифікованого поліуретанового покриття. Проведені експерименти відрізків натурних штанг показують, що металеві щітки є ефективним засобом очищення і зміцнення штанг, особливо тих, які вже були в експлуатації. Встановлено, що метод комбінованого зміцнення обробкою щітками та нанесенням поліуретанового покриття додатково підвищує величину G-критерію на 20%. Модифіковане поліуретанове покриття дасть змогу підвищити стійкість штанги до стирання при терті до колони насосно-компресорних труб, з однієї сторони, та попередити відкладання асфальто-смоляно-парафінових речовин на тілі штанг, з іншої.

Ключові слова: насосні штанги, навантаження, корозія, деформація, металеві щітки, поліуретанове покриття.

В настоящее время вопросы повышения надежности и долговечности нефтегазового оборудования имеют особую актуальность. Колонна насосных штанг (КНШ) является одной из самых слабых звеньев штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ). Именно насосные штанги резко ограничивают их надежность и долговечность, что связано с чрезвычайно сложными условиями работы насосных штанг. Переменные нагрузки растяжения и изгиба, влияние коррозионно-активной среды, трение о колонну насосно-компрессорных труб, особенно в наклонных скважинах, отложения асфальто-смолисто-парафиновых веществ и другие эксплуатационные факторы становятся причиной возникновения и интенсивного развития коррозионно-усталостных трещин и, как следствие, к разрушению колонны штанг. Такие аварии связаны с большими материальными затратами на ремонт и восстановление эксплуатации скважин. Порядка 70% нефтяных скважин в Украине эксплуатируется штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ). Одной из основных проблем, связанных с эксплуатацией оборудованных ШСНУ скважин, является частый выход из строя насосных штанг (НШ). Проведен анализ существующих способов ремонта насосных штанг позволит определить эффективный метод их ремонта. Предложен комбинированный метод ремонта штанг путем обработки металлическими щетками и нанесением модифицированного полиуретанового покрытия. Проведенные эксперименты отрезков натурных штанг показывают, что металлические щетки является эффективным средством очистки и упрочнения штанг, особенно бывших в эксплуатации. Установлено, что метод комбинированного упрочнения обработкой щетками и нанесением полиуретанового покрытия дополнительно повышает величину G-критерия на 20%. Модифицированное полиуретановое покрытие позволит повысить устойчивость штанги к истиранию при трении о колонну насосно-компрессорных труб, с одной стороны, и предупредить отложение асфальто-смолисто-парафиновых веществ на теле штанг, с другой.

Ключевые слова: насосные штанги, нагрузка, коррозия, деформация, металлические щетки, полиуретановое покрытие.

At this time, the question increase the reliability and durability of natural gas equipment acquired special urgency. The column of pump rods (KNSh) is one of the weakest links of rod well pumping units (SHSNU). It is the pump rods that sharply limit their reliability and durability. This is due to the extremely difficult operating conditions of the pump rods. Variable tensile and bending loads, the influence of corrosive environment, friction on the column of tubing, especially in inclined wells, deposition of asphalt-resin-paraffin substances and other operational factors lead to the appearance and intensive development of corrosion-fatigue cracks and, as a result, to the destruction of the column of rods. Such accidents involve high material costs for repairing and restoring wells. About 70% of oil wells in Ukraine operated downhole rod pumping units (SHSNU). One of the main problems associated with the operation of wells equipped SHSNU is frequent failure of the rod (NSH). The analysis of existing methods of repair rod will enable identify effective method of repair. A combined method of sucker rod repair by treatment with metal brushes and application of a modified polyurethane coating is proposed. Experiments of sections of full-length rods show that metal brushes are an effective means of cleaning and strengthening the rods, especially those that have already been in operation. It is established that the method of combined hardening by brushing and polyurethane coating further increases the value of the G-criterion by 20%. The modified polyurethane coating will increase the abrasion resistance of the rod when it contacts against the column of tubing on one side and prevent the deposition of asphalt-resin-paraffin substances on the body of the rods on other side.

Keywords: pump rods, repair, loading, corrosion, deformation, metal brushes, polyurethane coating.

Актуальність проблеми

Велика кількість штанг в процесі експлуатації виходять з ладу, але ці відмови і пошкодження не є критичними, тому насосна штанга може використовуватися після проведеного ремонту повторно [1]. Такими пошкодженнями є незначне зношування, викривлення тіла штанги, відкладання асфальто-смолистих та парафінових речовин і солей [2-4]. Тому важливою задачею є ефективне повторне використання насосних штанг після проведеного їх ремонту.

Виділення невирішених частин проблеми

Не досліджено ефективні методи очищення насосної штанги від асфальто-смолистих та парафінових речовин і солей та методи їх розчинення. На даний час не визначено, до якої міри допускається зношення тіла насосної штанги.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Відомі способи відновлення насосних штанг, коли штангу з допустимими експлуатаційними пошкодженнями зміцнюють дробоструминною обробкою та нанесенням металізаційного цинкового покриття [1]. А.С.178780 передбачає послідовну пластичну деформацію та металізацію штанг. Недоліком даного способу є недовговічність цинкового покриття внаслідок розчинення в пластовій мінералізованій воді і зниження ефективності ремонту штанги.

Найбільш близьким способом до запропонованого є нанесення на оброблену дротяними щітками насосних штанг склотканинної стрічки [2]. Проте з часом склотканинна стрічка відшаровується, і корозійне середовище проникає до тіла штанги.

Постановка задачі досліджень

Тому була поставлена задача визначити ефективний спосіб ремонту насосних штанг, який забезпечував би повторне ефективне використання насосних штанг після проведеного їх ремонту.

Основний матеріал дослідження

У промисловій практиці відомі способи зміцнення штанг поверхневою пластичною деформацією (ППД) в умовах ремонтних баз технічного обслуговування як нових, так і експлуатованих насосних штанг ШН19, ШН22 і ШН25 [5].

Зазначений ППД реалізується при планетарному обкачуванні роликми галтельні частини (або всього) тіла штанги. Планетарне обкачування забезпечує підвищення циклічної довговічності, твердості і міцності за рахунок поверхневого наклепу найбільш навантаженого шару тіла штанги і створення в ньому залишкових напружень стиску. Наклеп збільшує міцність поверхневого шару, а створені залишкові напруження стиску зменшують значення робочих напружень, що виникають при експлуатації в найбільш небезпечній поверхневій зоні, і нейтралізують негативну роль в цій зоні концентраторів напружень, які є причиною зародження втомних тріщин. Такий комплексний вплив ППД істотно збільшує втомну міцність і ресурс роботи НШ і значно ефективніший за спосіб зміцнення розтягуванням із закручуванням НШ. При зміцненні розтяганням відбувається зміцнення і одночасно підвищується крихкість матеріалу і, як наслідок, не збільшується довговічність. Крихкий метал більш чутливий до концентраторів напружень.

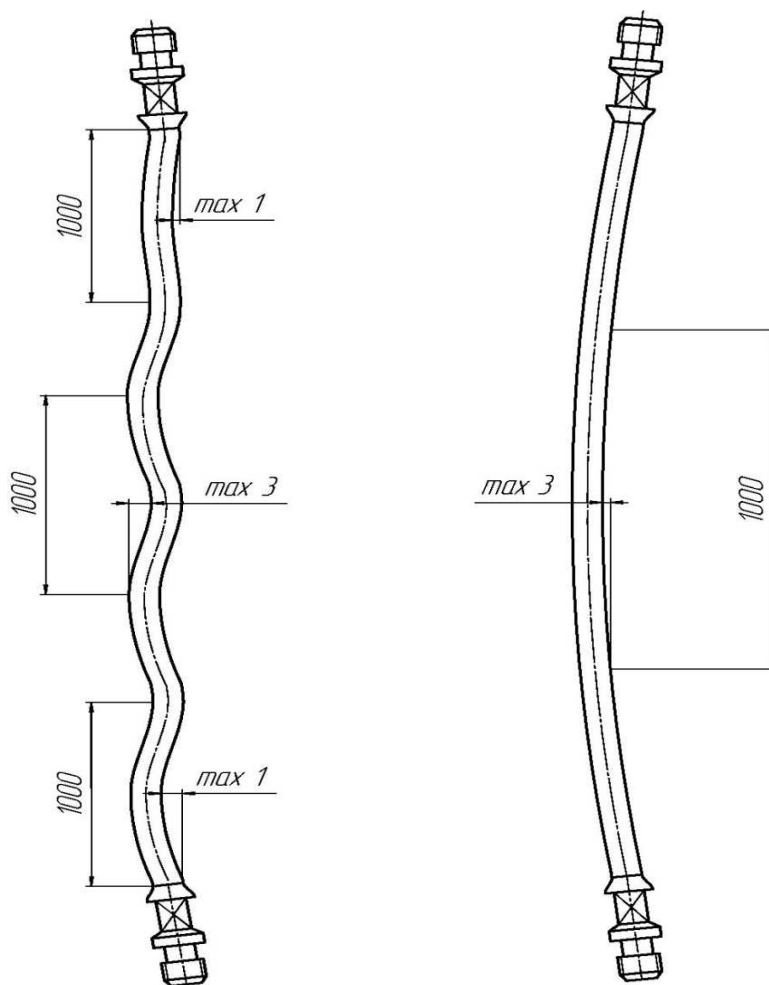
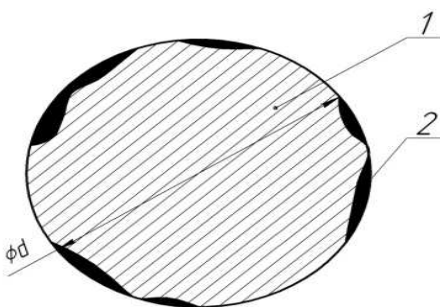


Рисунок 1 – Кривизна насосної штанги



1 – тіло штанги; 2 – пошкодження, які виникають в процесі експлуатації

Рисунок 2 – Штанга з пошкодженнями у розрізі

Обкатування роликми дозволяє також видаляти окалину і різко знижувати висоту мікронерівностей поверхневого шару, що спрощує візуальний контроль НШ. На гладкій, блискучій поверхні після обкатування роликми добре проявляються поздовжні і поперечні мікротріщини з розкриттям від 5 до 10 мкм та інші невидимі під шаром окалини дефекти. Поздовжні і поперечні мікротріщини шириною до 5 мкм усуваються внаслідок нейтралізації («заліковування») і не служать концентраторами для розвитку втомних тріщин. Мікротріщини значних розмірів під впливом деформуючого інструме-

нту розгладжуються та утворюють добре виражену дефектну ділянку.

Перед обкатуванням насосні штанги нагрівають до температури, при якій матеріал штанги набуває можливість пластичної деформації. Зазвичай температура нагрівання становить 950-1150°C. При цьому спочатку передній кінець штанги затискають в валках прокатного стану, а інша її частина обертається у вільному стані. Для обкатування використовують тривалкову машину зі швидкістю прокатки 100-110 мм/с. Частота обертання валків становить 70-72 об/хв, максимальний діаметр валків для

калібрування – 88-90 мм, довжина бочки валка 84-86 мм. Збільшення довжини тіла штанги при пластичній деформації перебуває у межах від 1,30 до 3,36 м. Штанга видовжується за рахунок зменшення товщини (діаметру). При початковому діаметрі штанги 22 мм домагаються діаметрів штанг 19, 16, 15, 12 мм. Даним способом організують виробництво штанг діаметром 19-12 мм, використовуючи в якості вихідного матеріалу (заготовки) насосні штанги, непридатні для ремонту будь-якою іншою відомою технологією. Після обкатування штанги піддають гартуванню у воді, відпуску, нормалізації або охолодженню на повітрі.

Існує спосіб часткового відновлення початкових властивостей насосної штанги шляхом обрізання дефектних головок насосної штанги для отримання з її тіла вкорочених заготовок відповідної якості, які використовуються для виготовлення існуючими методами нової насосної штанги укороченої довжини.

Недоліком зазначеного способу ремонту насосних штанг є значна кількість вибракуваних насосних штанг, які відходять в металобрухт.

"Металургійний завод" ім. А.К.Серова застосовує спосіб виготовлення насосної штанги з приварними головками, який можна використовувати під час ремонту насосної штанги. При цьому окремо виготовлені елементи насосної штанги (тіло і головки) з'єднуються між собою методом зварювання тертям.

Існує спосіб, що включає відрізання непридатного до експлуатації різьбового з'єднання із упорним буртом і з'єднання методом зварювання тертям нової заготовки з подальшою її механічною обробкою. При цьому з метою відновлення працездатності насосної штанги непридатне до експлуатації різьбове з'єднання відрізають по упорному бурту, причому відношення ширини решти бурту до його діаметра становить 0,22-0,27, а після приварювання нової заготовки проводять механічну обробку упорного бурта.

Для підвищення жорсткості конструкції в напрямку дії робочого навантаження та підвищення показника утилізації дефектних насосних штанг використовується інший спосіб ремонту насосних штанг. Це видалення дефектних ділянок, заміна їх на справні, з'єднання методом зварювання. Проводять попередню обробку поверхонь і стиків до необхідних розмірів ділянок, термообробку і чистову обробку поверхонь і стиків до номінальних розмірів з необхідною чистотою обробки.

З тіл насосних штанг, вибракуваних за відомими методами діагностики, проводиться вибірка придатних до ремонту і подальшої експлуатації мірних ділянок, достатніх для формування з них головок насосних штанг або тіла насосної штанги.

З отриманих мірних ділянок існуючими способами формують головки насосних штанг, в яких потім виконують наскрізні осьові отвори заданого діаметра.

Отримані головки насосних штанг приварюють до тіла насосної штанги, виготовленої з труби необхідного розміру з наскрізним поздовжнім отвором. А в разі відсутності труби необхідного розміру з наскрізним поздовжнім отвором тіло насосної штанги формують з отриманих мірних ділянок шляхом виконання в них наскрізного поздовжнього отвору і подальшого з'єднання їх шляхом зварювання, наприклад, тертям.

Поверхні і стики отриманої насосної штанги піддають обробці до необхідних розмірів ділянок, термообробці і чистовій обробці поверхонь і стиків до номінальних розмірів ділянок з необхідною чистотою обробки [6,7].

Після закінчення обробки у внутрішню порожнину відремонтованої насосної штанги на всю її довжину встановлюється попередньо напружений розтягуванням елемент, кінці якого закріплюються в головках насосної штанги будь-яким відомим способом, наприклад за допомогою роз'ємного (різьбового) або нероз'ємного (запресованого) з'єднань.

Розглянемо спосіб ремонту насосних штанг, який полягає у використанні обертових щіток для очищення та зміцнення поверхні відпрацьованих насосних штанг, подальшого нанесення склопластикової стрічки та захисного поліуретанового покриття. Після обробки щітками і дробоструминної обробки наносять модифіковане поліуретанове покриття, яке містить наповнювачі, що забезпечують підвищену зносостійкість покриття, а поверхня має властивість, що запобігає відкладанню парафінів. Для ремонту штанг, які були в експлуатації, необхідно провести відповідне очищення поверхні від смолисто-парафіністих речовин, солей, продуктів корозії, окалини з метою подальшого дробоструминного зміцнення і нанесення покриттів багатофункціонального призначення [8]. Для цього доцільно використовувати металеві обертові щітки. Установка УВЩ-25 забезпечує подачу штанг по рольгангу в зміцнюючу головку, обробку її тіла і складування на стелажах. Установка (рис. 3) складається з блоку обробки 4 насосної штанги 5, металевих

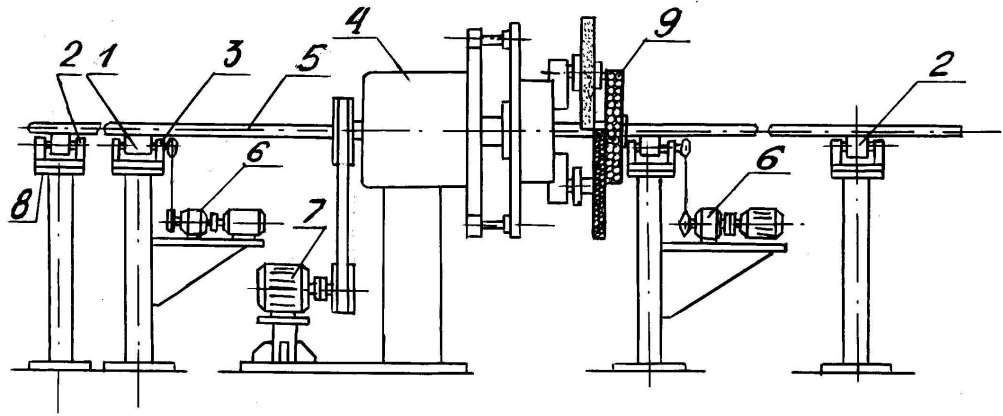
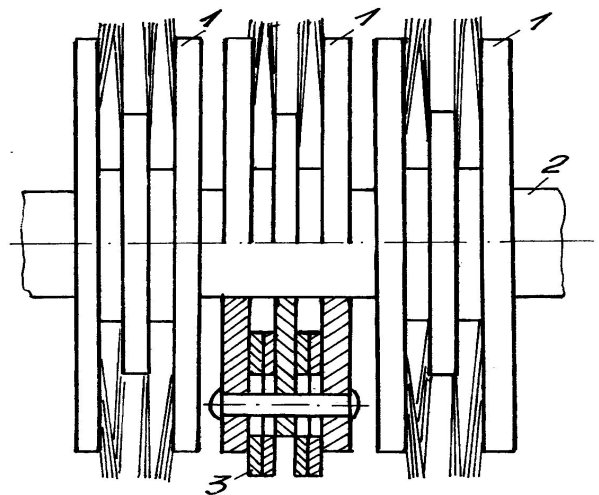


Рисунок 3 – Установак УВЩ-25 для зміцнення і очищення насосних штанг металевими обертовими щітками

щіток 9, поворотних плит 8, підтримуючих 2 і приводних 3 рольгангів, головними елементами яких є ролики 1, а також системи електроприводів з ланцюговою 6 і пасовою 7 передачами.

Однією з особливостей установки є наявність магнітного ролика, змонтованого на поворотній плиті 8, з можливістю встановлення його під кутом до осі деталі, що транспортується. В поєднанні з глобоїдною конфігурацією опорної поверхні ролика це забезпечує одночасно з поступальним рухом обертання оброблюваного виробу навколо своєї осі. Магнітний ролик зібраний з трьох потужних кільцевих ферито-барієвих магнітів діаметром 85 мм і чотирьох полюсників з магнітотім'якого матеріалу. Вся система зроблена в вигляді глобоїду загальною довжиною вздовж осі близько 200 мм. В процесі експлуатації магнітна система практично не розмагнічується. Використання постійних магнітів для ролика дозволяє досягти необхідної сили притягування переміщуваної штанги до опорної поверхні, що усуває нерівномірність руху і проковзування. Це, в свою чергу, позитивно впливає на якість зміцнення. Подаючий рольганг має два-три магнітних приводних ролики і три-чотири опорних гумовометалевих. Блок обробки (рис. 4) має три вузли металевих щіток 1, рівномірно розташованих по колу і послідовно насаджених на валу 2. Металевий канатний дріт і кільця масою 50 г використовуються як ударні елементи. Металевий дріт при обертанні щітки і набіганні на тіло штанги вдарається до її поверхні, виконуючи при цьому дві функції: очищення штанги від окалини, бруду, смолисто-парафінистих речовин і зміцнення поверхні тіла за рахунок утворення напружень стиску.

Ударні елементи в вигляді кілець діаметром 60 мм, товщиною 5 мм забезпечують гли-



1 – металева щітка, 2 – вал, 3 – ударні кільця

Рисунок 4 – Блок обробки насосних штанг металевими обертовими щітками

бокий поверхневий наклеп штанги, що додатково підвищує її опір корозійно-втомному руйнуванню. При збиранні щіток використовують до 20 кілець. Кільця насажені на валу діаметром 20 мм з можливістю радіального переміщення відносно своєї осі приблизно на 10 мм. Кільця виготовляють зі сталі 60Г або 60С2.

Працює установка УВЩ-25 таким чином. Насосну штангу 5 (див. рис. 3) встановлюють на рольганги 2 і 3. Через ланцюгову передачу 6 від електропривода ролика рольгангу 3 приводяться в обертання, викликаючи переміщення деталі з блоку обробки 4. Привод металевих щіток (електродвигун з пасовою передачею 7) розташовано таким чином, щоб їх обертання не викликало опору обертанню штанги, яке передається магнітними роликами при її транспортуванні. Після блоку обробки деталь по рольгангах передається до місця складування зміцнених штанг.

Технічна характеристика установки і її робочих органів

| | |
|---------------------------------------------------------------|-------|
| Частота обертання металеві щіток n , хв^{-1} | 1300 |
| Маса ударного елемента m , г | 50 |
| Діаметр дроту d , мм | 1,6 |
| Густина ворсу, шт./ см^2 | 20–25 |
| Швидкість подачі штанги, мм/с | 65 |
| Час зміцнення однієї штанги, хв | 2–3 |
| Обслуговуючий персонал, чол. | 1 |

Для оцінки ефективності зміцнення металевими щітками, що обертаються, з ударними елементами у вигляді кілець, проводили натурні випробування насосних штанг діаметром 22 мм зі сталі 20Н2М.

В результаті обробки штанг на установці УВЩ-25 глибина пластичного деформування складала 600–800 мкм, шорсткість поверхні $R_z = 40\text{--}80$ мкм, залишкові осьові напруження стиску – близько 600–700 МПа.

Зміцнені штанги випробовували на опір втомному руйнуванню при змінному консольному згині з частотою навантаження 15,2 Гц. Корозійне середовище – мінералізована пластова вода [1]. Контроль втомної тріщини проводили за допомогою ультразвукового дефектоскопа ДУК-6В.

В результаті наклепу щітками довговічність насосних штанг при роботі в корозійно-активному середовищі зростає в 2,5 рази. При цьому суттєво гальмується швидкість розвитку тріщини в початковий період роботи штанг. Величина G-критерію насосних штанг діаметром 22 мм при роботі в пластовій воді після ППД металевими щітками зростає в 1,5-2 рази (рис. 5).

Проведені експерименти показують, що металеві щітки можуть бути ефективним засобом очищення і зміцнення штанг, особливо експлуатованих [7].

Для оцінки ефективності зміцнення металевими щітками, що обертаються, з ударними елементами у вигляді кілець проводили натурні випробування насосних штанг діаметром 22 мм зі сталі 20Н2М. В результаті обробки штанг на установці УВЩ-25 глибина пластичного деформування складала 600–800 мкм, шорсткість поверхні $R_z = 40\text{--}80$ мкм, залишкові осьові напруження стиску – близько 600–700 МПа. Зміцнені штанги випробовували на опір втомному руйнуванню при змінному консольному згині з частотою навантаження 15,2 Гц. Корозійне середовище – 3%-ний водний розчин NaCl з періодичним насиченням сірководнем до грани-

Характеристика пластових вод Долинського родовищ Прикарпаття

| Характеристика пластових вод родовища | Північна Долина |
|---------------------------------------|-----------------|
| $\text{Na}^{++}, \text{K}^{+}$, мг/л | 40486 |
| мг екв/л | 1756 |
| % мг екв | 44,12 |
| Ca^{++} , мг/л | 4103 |
| мг екв/л | 205 |
| % мг/л | 5,14 |
| Mg^{++} , мг/л | 385 |
| мг екв/л | 29 |
| % мг екв | 0,73 |
| Cl^{-} , мг/л | 70290 |
| мг екв/л | 1982 |
| % мг екв | 49,81 |
| SO_4^{-} , мг/л | 115 |
| мг екв/л | 2,39 |
| % мг екв | 0,06 |
| HCO_3 , мг/л | 61 |
| мг екв/л | 1,0 |
| % мг екв | 0,025 |
| J^{-} , мг/л | 100 |
| мг екв/л | 0,79 |
| % мг екв | 0,02 |
| Br 5-0, мг/л | 282 |
| мг екв/л | 3,52 |
| % мг екв | 0,09 |
| V_2O_5 , мг/л | 300 |
| Мінералізація, г/л | 115,7 |
| Густина, $\text{кг}/\text{м}^3$ | 1060 |
| pH | 5,23 |

Примітка: хімічний аналіз проведено в НДПІ ПАТ "Укрнафта"

чної концентрації. Контроль втомної тріщини проводили за допомогою ультразвукового дефектоскопа ДУК-6В.

Ступінь пошкодження D оцінювали за площами зон корозійної втоми в небезпечному перерізі тіла штанги:

$$D = F_k / F_n,$$

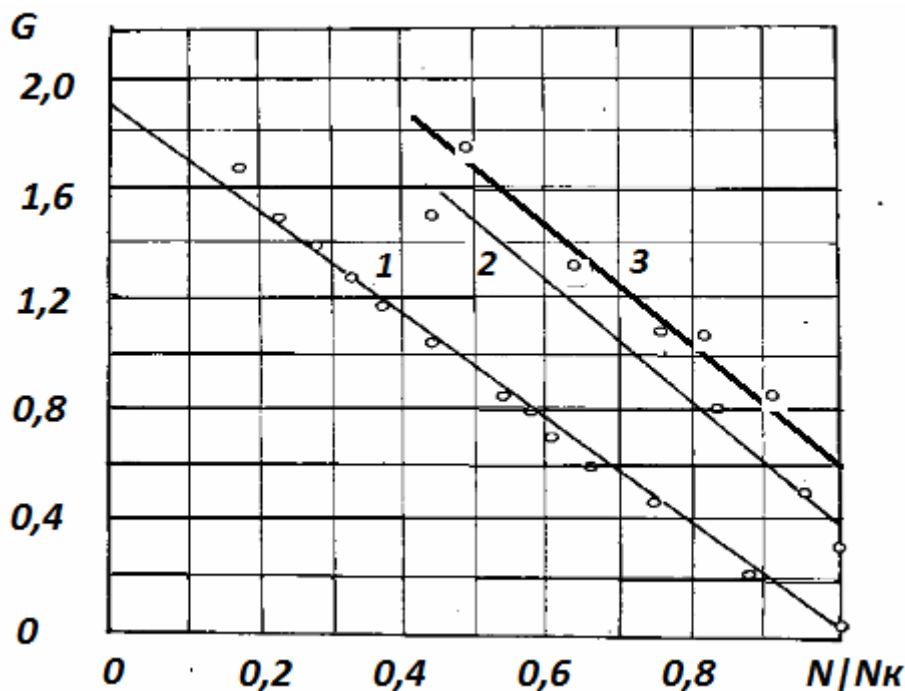
де F_k - площа зони корозійно-втомного руйнування;

F_n - номінальна площа перерізу.

За лінійну функцію, яка описує процес корозійно-втомного руйнування, було прийнято рівняння Почтенного Є.К.:

$$G = G_o - (G_o - G_k) N_n / N_k,$$

де $G_o = / \lg D_o /$ - критерій опору корозійній втомі в початковий момент реєстрації тріщин,



1 – незміцнені штанги; 2 – після оброблення металевими щітками, 3 – комбіноване оброблення щітками та нанесення поліуретанового покриття
Рисунок 5 – Залежність ступеня пошкодження насосних штанг діаметром 22 мм зі сталі 20Н2М за G-критерієм при роботі в пластовій воді

G_k - критерій опору корозійній втомі в момент кінцевої поломки,

N_n, N_k - поточна і кінцева кількість циклів навантаження з'єднання.

Результати експерименту наведені на рис. 5.

Крива 1 побудована за результатами вимірювань параметрів тріщини ультразвуковим контролем. Крива 2 описує розвиток тріщини в зміцненій щітками штанзі, крива 3 – розвиток тріщин після комбінованої обробки щітками та нанесенням поліуретанового покриття.

Отримано рівняння лінійної регресії, яке описує кінетику корозійно-втомного руйнування насосної штанги:

$$G = 1,93 - 2,01 N / N_k.$$

Слід зауважити, що ступінь вихідного пошкодження незміцненої штанги становить $G_o = 1,9$, а критерій опору корозійній втомі штанги в момент доламу $G_k = 0,05$.

Аналізуючи криві 1 і 2, можна зробити висновки, що критерій G для незміцнених штанг, які випробовувалися в корозійному середовищі, на 35-40% нижчий, ніж для зміцнених.

В результаті наклепу щітками довговічність насосних штанг при роботі в сірководневому середовищі зростає в 2,5 рази. При цьому суттєво гальмується швидкість розвитку трі-

щини в початковий період роботи штанг. Величина G -критерію насосних штанг діаметром 22 мм при роботі в пластовій воді після ППД металевими щітками зростає в 1,5-2 рази, а після комбінованого зміцнення обробкою щітками та нанесенням поліуретанового покриття [9] – ще на 20%.

Висновки

1. Для підтримання насосних штанг в робочому стані на об'єктах експлуатації потрібно забезпечувати систему технічного обслуговування, слідкувати за виконанням правил експлуатації обладнання, вказаних в технічних умовах.

2. Удосконалення технологічних параметрів під час ремонту насосних штанг має велике значення для підвищення ресурсу роботи обладнання.

3. Через значні дефекти велика кількість насосних штанг вибраковується. Потрібно знайти більш прогресивні методи ремонту, які б забезпечували надійність роботи відновленого обладнання.

4. Діагностика стану насосних штанг буде більш достовірною за умови якісного очищення їх від асфальто-смолисто-парафінових відкладів і солей.

5. Проведені експерименти показують, що металеві щітки можуть бути ефективним засобом очищення і зміцнення штанг, особливо тих, які вже були в експлуатації. Запропоновано новий метод [7] комбінованого зміцнення обробкою щітками та нанесенням поліуретанового покриття, який підвищує величину G-критерію ще на 20%.

6. За допомогою отриманих результатів можна планувати періодичність дефектоскопії колон насосних штанг і обмежити частоту їх обривів під час експлуатації.

Література

1. Копей Б. В., Копей В. Б., Копей І. Б. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 406 с.

2. Копей Б.В., Кузьмін О.О. Онищук С.Ю. Обладнання для попередження відкладень асфальтосмолистих речовин, парафіну та піску. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. 216 с.

3. Нелюбов Д. В., Вазенин Д. А., Петелин А. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения Аганского месторождения. *Нефтехимия*. 2011. № 6. С. 410-413.

4. Агаев С. Г., Гребнев А. Н. Влияние физико-химических свойств асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на парафинизацию скважин. *Материалы всероссийской научно-технической конференции «Нефть и Газ Западной Сибири»*. 2009. 392 с.

5. Патент 2356718 (RU) Способ ремонта штанг насосных методом пластической деформации / Богатов Николай Александрович. Оpubл. 27.05.2009.

6. ГОСТ 13877-96. Межгосударственный стандарт. Штанги насосные и муфты штанговые. Технические условия. Киев: Госстандарт Украины, 2002. 28 с.

7. API Spec. 11B. Sucker rods, 26th Edition. 1998. 58 p.

8. Фаерман И. Л. Штанги для глубинных насосов. Баку: Азовнефтеиздат, 1955. 323 с.

9. Патент на корисну модель № 116217. Спосіб ремонту насосних штанг за допомогою металевих обертових щіток / Копей Б. В., Мартинець О. Р., Ісса Салман. Заявл. у 2016 12230 від 01.12.2016. Опубл. 10.05.2017, Бюл. № 9.

References

1. Kopei B. V., Kopei V. B., Kopei I. B. Nasosni shtanhy sverdlvynnykh ustanovok dlia vydobuvannia nafty. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2009. 406 p. [in Ukrainian]

2. Kopei B. V., Kuzmin O. O., Onyshchuk S. Iu. Obladnannia dlia poperedzhennia vidkladen asphaltosmolystykh rehovyn, parafinu ta pisku. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2014. 216 p. [in Ukrainian]

3. Nelyubov D. V., Vazhenin D. A., Petelin A. N. Asphaltosmoloparafinyovye otlozheniya Aganskogo mestorozhdeniya. *Neftehimiya*. 2011. No 6. 103 p. [in Russian]

4. Agaev S. G., Grebnev A. N. Vliyanie fiziko-himicheskikh svoystv asphalto-smolo-parafinyovykh otlozheniy (ASPO) na parafinizatsiyu skvazhin. *Materialy vsrossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Neft i Gaz Zapadnoy Sibiri»*. 2009. 392 p. [in Russian]

5. Patent 2356718 (RU). Sposob remonta shtang nasosnykh metodom plasticheskoy deformatsii / Bogatov Nikolay Aleksandrovich. Opubl. 27.05.2009.

6. GOST 13877-96. Mezghosudarstvennyy standart. Shtangi nasosnyie i muftyi shtangovyie. Tehnicheskie usloviya. Kiev: Gosstandart Ukrainyi, 2002. 28 p. [in Russian]

7. API Spec. 11B. Sucker rods, 26th Edition. 1998. 58 p.

8. Faerman I. L. Shtangi dlya glubinykh nasosov: Baku: Azovnefteizdat, 1955. 323 p. [in Russian]

9. Patent na korysnu model No 116217 Sposib remontu nasosnykh shtanh za dopomohoyu metalevykh obertovykh shchitok / Kopey B.V., Martynets O.P., Issa Salman. Zayavl. u 2016 12230 vid 01.12.2016. Opubl. 10.05.2017, Byul. No 9.

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОБРОБЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

¹Н. М. Гедзик*, ²Л. І. Хайдарова

¹НДПІ ПАТ "Укрнафта"; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2
e-mail: nazarii.hedzyk@gmail.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

Завершальна стадія розробки родовищ природних газів характеризується виснаженням пластової енергії, погіршенням стану привибійної зони пласта, що призводить до низьких дебітів газу і конденсату. Розробка нових і вдосконалення існуючих технологій інтенсифікації видобутку нафти і газу для умов родовищ України повинна здійснюватися з урахуванням того, що більшість родовищ знаходяться саме на завершальній стадії розробки; видобувні свердловини є переважно малодобітними, обводненими і характеризуються значним зниженням природних фільтраційних властивостей привибійної зони пласта, обумовленим її кольматацією фільтрами і дисперсними частинками, які застосовувалися в процесі буріння, експлуатації свердловини чи її ремонтах, відкладеннями смол, асфальтенів, парафінів, формуванням високов'язких емульсій, набуханням глинистих частинок пласта, присутніх в колекторі, і наявністю інших кольматантів. Свердловина, її привибійна зона і частина пласта між свердловинами є взаємозв'язаними і взаємодіючими елементами єдиної системи. Неврахування особливостей і ступеня впливу привибійної зони як одного з елементів системи призводить до загального зниження ефективності розробки родовища загалом. Тому вибір технологій впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) вимагає дуже зваженої оцінки з урахуванням технологічної ефективності та часу її окупності. Метою досліджень є визначення впливу параметрів обробки привибійної зони пласта на продуктивність свердловини. Поставлені завдання виконувались шляхом проведення аналізу літературних джерел та проведення аналітичних розрахунків впливу різних параметрів зони обробки на дебіт свердловини. Описані методики та результати розрахунків можуть бути впроваджені на виробництві при плануванні проведення дії на ПЗП шляхом вибору оптимальних параметрів обробки ПЗП на різних стадіях розробки родовища.

Ключові слова: привибійна зона пласта, забруднення, оброблення свердловини, дебіт газу.

Завершающая стадия разработки месторождений природных газов характеризуется истощением пластовой энергии, ухудшением состояния призабойной зоны пласта, что приводит к низким дебитам газа и конденсата. Разработка новых и совершенствование существующих технологий интенсификации добычи нефти и газа для условий месторождений Украины должна осуществляться с учетом того, что большинство месторождений находятся именно на завершающей стадии разработки; добывающие скважины являются преимущественно малодобитными, обводненными и характеризуются значительным снижением природных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, обусловленным ее кольматация фильтрами и дисперсными частицами, которые применялись в процессе бурения, эксплуатации скважины или ее ремонтах, отложениями смол, асфальтенов, парафинов, формированием высоковязких эмульсий, набуханием глинистых частиц пласта, присутствующих в коллекторе, и наличием других кольматантов. Скважина, ее призабойная зона и часть пласта между скважинами являются взаимосвязанными и взаимодействующими элементами единой системы. Неучет особенностей и степени влияния призабойной зоны как одного из элементов системы приводит к общему снижению эффективности разработки месторождения в целом. Поэтому, выбор технологий воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) требует очень взвешенной оценки с учетом технологической эффективности и времени ее окупаемости. Целью исследований является определение влияния параметров обработки призабойной зоны пласта на производительность скважины. Поставленные задачи выполнялись путем проведения анализа литературных источников и проведением аналитических расчетов влияния различных параметров зоны обработки на дебит скважины. Описанные методики и результаты расчетов могут быть внедрены на производстве при планировании проведения воздействия на ПЗП путем выбора оптимальных параметров обработки ПЗП на различных стадиях разработки месторождения.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, загрязнение, обработка скважины, дебит газа.

The final stage of development of natural gas fields is characterized by depletion of reservoir energy, deterioration of the bottomhole formation zone, which leads to low gas and condensate flow rates. Development of new and improvement of existing technologies for stimulation of oil and gas production for the conditions of Ukrainian fields should be carried out taking into account the fact that most fields are in the final stage of development; production wells are mainly marginal, water-flooded and are characterized by a significant decrease in the natural filtration properties of the bottomhole formation zone due to its colmatage with filtrates and dispersed particles used in drilling, well operation or workover, deposits of resins, asphaltens, paraffins, forming of high viscosity emulsions, swelling of the clay particles of the formation present in the reservoir, and the presence of other clogging agents. The well, its bottomhole zone and the formation part between the wells are interconnected and interacting elements of a single system. Failure to take into account the features and degree of impact of the bottomhole formation zone as one of the system's elements leads to a general decrease in the development efficacy of the field as a whole. Therefore, the choice of technologies for the impact on the bottomhole formation zone requires a very careful assessment, taking into account the technological efficiency and payout time. The aim of the research is to determine the influence of the bottomhole formation treatment parameters on the well productivity. The tasks have been performed by analyzing the literature and conducting analytical calculations of the impact of various parameters of the treatment zone on the flow rate of the well. The described methods and results of calculations can be implemented in production when planning the action on the bottomhole formation zone by selecting the optimal treatment parameters at different stages of field development.

Key words: bottomhole formation zone, pollution, well treatment, gas flow.

Постановка проблеми дослідження

Нарощування видобутку природного газу в Україні пов'язане із відкриттям нових родовищ та бурінням видобувних свердловин. Цей процес є доволі тривалим та високовартісним через необхідність значних витрат на детальне вивчення та розвідку перспективних площ. Завжди актуальним залишається питання ефективної розробки та експлуатації існуючих родовищ. В таких умовах особлива увага приділяється існуючому фонду видобувних свердловин, продуктивність яких часто є заниженою порівняно з початковими значеннями. Забруднення привибійної зони пласта (кольматація) істотно впливає на продуктивність видобувних свердловин.

Під кольматацією розуміють забруднення привибійної зони пласта (ПЗП) буровим розчином при розкритті продуктивного пласта, погіршення фільтраційних властивостей привибійної зони при перфорації продуктивного інтервалу, а також скупчення у привибійній зоні солей, що випадають з пластової води, важких вуглеводнів, що конденсуються з газу, продуктів руйнування породи і кислотних оброблень пластів, технологічних рідин, які застосовуються при ремонтних роботах у свердловинах і т.д. [1, 8].

На початковій стадії розробки свердловини володіють більшим потенціалом, тому приріст видобутку газу в абсолютних одиницях буде вищим, аніж на пізній стадії розробки [6-7]. Проте дане питання не достатньо досліджено в існуючих літературних джерелах. Так само комплексна оцінка дії на привибійну зону пласта не повною мірою описана у публікаціях. В промислових умовах одним з основних критері-

їв вибору кандидатів на оброблення ПЗП є понижена продуктивність свердловини, порівняно із сусідніми, та значний скін-ефект. Описані методики та результати розрахунків можуть бути впроваджені на виробництві при плануванні проведення дії на ПЗП шляхом вибору оптимальних параметрів оброблення ПЗП на різних стадіях розробки родовища.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Основним методом зменшення впливу забруднення привибійної зони пласта у працюючій видобувній свердловині є різного роду оброблення ПЗП для покращення гідродинамічного зв'язку продуктивного пласта із свердловиною [2-4]. Вартість таких операцій є доволі високою, що зумовлено значними витратами хімреагентів, проведенням капітального ремонту свердловини, зупинки видобутку свердловини на період проведення технологічних операцій тощо. Окрім того, такі операції завжди пов'язані з високими ризиками. Тому важливо розглядати процес оброблення ПЗП комплексно, з урахуванням як технологічної, так і економічної ефективності [5]. Також важливо враховувати стадію розробки родовища при обґрунтуванні оброблення ПЗП, адже від цього буде залежати економічна ефективність проведених свердловинних операцій.

Перш за все, варто проаналізувати причини зниження проникності ПЗП, до яких належить:

- забруднення глинистим розчином після буріння або після проведення КРС/ПРС;
- внаслідок руйнування ПЗП чи винесення частинок породи;
- внаслідок випадання важких вуглеводнів у ПЗП.

До причин погіршення абсолютної проникності в привибійній зоні відносять [3-4,8]:

1. Механічне забруднення ПЗП, яке викликано забрудненням пористого середовища твердою фазою бурової або промивальної рідини.

2. Фізико-літологічне забруднення, яке є наслідком дії води на цемент і скелет породи та взаємодії її з пластовою водою.

3. Фізико-хімічне забруднення, до основних причин якого належать збільшення водонасиченості та утворення блокуючої перешкоди фільтрації нафти і газу за рахунок різниці поверхневих натягів з пластовими флюїдами, а також внаслідок виникнення капілярного тиску при проникненні фільтрату в породу.

4. Термохімічне забруднення, основною причиною якого є відкладання парафіну на скелеті породи в нафтових та газоконденсатних пластах.

Методи збільшення проникності привибійної зони свердловин можна умовно поділити на фізичні, хімічні, механічні та змішані (комбіновані) [2-3]. Часто для отримання кращих результатів ці методи використовують в поєднанні один з одним або послідовно. Вибір методу дії привибійну зону свердловин визначається пластовими умовами.

Існує цілий ряд досліджень, які дозволяють обґрунтувати вибір того чи іншого методу дії на ПЗП залежно від геологічних умов, аналізу розробки родовища, розташування свердловини на площі та в розрізі тощо [4-5,7-8]. Проте відсутні дослідження, які б враховували комплексний аналіз впливу параметрів ПЗП до та після оброблення на продуктивність свердловини, а також вплив часу проведення оброблення (початкова чи завершальна стадія розробки) на технологічну та економічну ефективність запропонованих операцій.

Метою даних досліджень є визначення впливу параметрів оброблення привибійної зони пласта на продуктивність свердловини, розроблення рекомендацій щодо вибору методу дії на пласт та оптимальних параметрів привибійної зони пласта після оброблення, зокрема проникності та радіусу зони обробки, та їхнього впливу на дебіт свердловини після обробки та обґрунтування етапу розробки, на якому проведення оброблень є найбільш доцільним та ефективним.

Методика дослідження та вихідні дані

В основі оцінки вказаних параметрів використано аналітичну залежність середньої проникності пласта після оброблення:

$$k_{сер} = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\frac{1}{k_{обр}} \cdot \ln\left(\frac{R_{обр}}{r_c}\right) + \frac{1}{k_{пласта}} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_{обр}}\right)}, \quad (1)$$

де R_k - радіус контуру живлення свердловини, м;

r_c - радіус свердловини, м;

$R_{обр}$ - радіус зони оброблення свердловини, м;

м;

$k_{обр}$ - проникність обробленої зони пласта, м²;

$k_{пласта}$ - початкова проникність пласта, м².

Дослідження виконані для типової газової свердловини Прикарпатського нафтогазоносного регіону України з такими параметрами: глибина спуску насосно-компресорних труб до середини інтервалу перфорації – 3200 м; діаметр НКТ – 62 мм; діаметр експлуатаційної колони – 168 мм; товщина пласта – 13 м; початковий пластовий тиск – 640 МПа; пластова температура – 340 К; радіус контуру живлення пласта – 1000 м; відносна густина газу – 0,6; депресія тиску – 2 МПа. Дослідження виконані для різних значень радіусу зони оброблення (0,1; 0,5; 1; 1,5; 2; 3; 4; 5 м;), кратності збільшення проникності зони оброблення (1; 1,3; 1,7; 2; 2,5; 3; 5 разів) та пластового тиску на момент проведення оброблення (40; 20; 10; 5 МПа).

Результати дослідження

Згідно з методикою впливу параметрів зони оброблення на продуктивну характеристику свердловини результати розрахунків наведено у таблиці 1.

Згідно отриманих результатів побудовано графічні залежності дебіту свердловини після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень кратностей збільшення проникності (разів) за різних пластових тисків, які зображено на рисунках 1а, б, в, г.

Аналіз графічних залежностей свідчить про те, що дебіт газу після оброблення різко зростає зі збільшенням радіуса зони оброблення від 0 до 1 м, а в подальшому його зростання не таке стрімке. Причому така ситуація спостерігається для всіх варіантів розрахунку на різних стадіях розробки родовищ. Таким чином, зі збільшенням кратності збільшення проникності збільшується радіус зони оброблення. Так, наприклад, зі збільшенням проникності в 1,7 рази найбільше зростання дебіту газу спостерігається за радіуса зони оброблення 1,5-2 м. Зі збільшенням проникності в 5 разів доцільно збіль-

Таблиця 1 – Результати розрахунків дебіту свердловини після оброблення залежно від досліджуваних параметрів

| Пластовий тиск, МПа | Радіус зони оброблення, м | Кратність збільшення проникності зони оброблення | | | | | | |
|---------------------|---------------------------|--------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 1 | 1.3 | 1.7 | 2 | 2.5 | 3 | 5 |
| 40 | 0.1 | 239.91 | 239.91 | 239.91 | 239.91 | 239.91 | 239.91 | 239.91 |
| | 0.5 | 239.91 | 241.47 | 242.71 | 243.31 | 243.99 | 244.45 | 245.37 |
| | 1 | 239.91 | 242.15 | 243.92 | 244.79 | 245.78 | 246.44 | 247.77 |
| | 1.5 | 239.91 | 242.55 | 244.63 | 245.66 | 246.83 | 247.61 | 249.18 |
| | 2 | 239.91 | 242.83 | 245.14 | 246.28 | 247.57 | 248.44 | 250.19 |
| | 3 | 239.91 | 243.22 | 245.86 | 247.15 | 248.63 | 249.62 | 251.62 |
| | 4 | 239.91 | 243.51 | 246.37 | 247.78 | 249.38 | 250.46 | 252.64 |
| 20 | 0.1 | 156.28 | 156.28 | 156.28 | 156.28 | 156.28 | 156.28 | 156.28 |
| | 0.5 | 156.28 | 157.72 | 158.86 | 159.42 | 160.06 | 160.48 | 161.34 |
| | 1 | 156.28 | 158.34 | 159.99 | 160.79 | 161.72 | 162.33 | 163.58 |
| | 1.5 | 156.28 | 158.71 | 160.65 | 161.6 | 162.7 | 163.43 | 164.9 |
| | 2 | 156.28 | 158.97 | 161.12 | 162.18 | 163.4 | 164.21 | 165.85 |
| | 3 | 156.28 | 159.34 | 161.79 | 163 | 164.39 | 165.32 | 167.2 |
| | 4 | 156.28 | 159.6 | 162.27 | 163.59 | 165.1 | 166.11 | 168.17 |
| 10 | 0.1 | 97.18 | 97.18 | 97.18 | 97.18 | 97.18 | 97.18 | 97.18 |
| | 0.5 | 97.18 | 98.44 | 99.45 | 99.95 | 100.52 | 100.9 | 101.67 |
| | 1 | 97.18 | 99 | 100.46 | 101.18 | 102 | 102.56 | 103.68 |
| | 1.5 | 97.18 | 99.32 | 101.05 | 101.9 | 102.89 | 103.55 | 104.88 |
| | 2 | 97.18 | 99.55 | 101.47 | 102.42 | 103.52 | 104.25 | 105.75 |
| | 3 | 97.18 | 99.88 | 102.07 | 103.16 | 104.42 | 105.26 | 106.98 |
| | 4 | 97.18 | 100.11 | 102.5 | 103.69 | 105.06 | 105.99 | 107.87 |
| 5 | 0.1 | 55.43 | 55.43 | 55.43 | 55.43 | 55.43 | 55.43 | 55.43 |
| | 0.5 | 55.43 | 56.46 | 57.28 | 57.69 | 58.16 | 58.47 | 59.11 |
| | 1 | 55.43 | 56.91 | 58.11 | 58.7 | 59.39 | 59.85 | 60.8 |
| | 1.5 | 55.43 | 57.17 | 58.6 | 59.31 | 60.13 | 60.68 | 61.82 |
| | 2 | 55.43 | 57.36 | 58.95 | 59.74 | 60.66 | 61.28 | 62.56 |
| | 3 | 55.43 | 57.63 | 59.45 | 60.36 | 61.42 | 62.14 | 63.62 |
| | 4 | 55.43 | 57.82 | 59.81 | 60.81 | 61.97 | 62.76 | 64.38 |

шувати радіус зони оброблення до 4-5 м. При цьому приріст дебіту газу буде дещо меншим, проте досить високим.

Залежності приросту дебіту газу у відсотках відносно його початкового значення після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності зони оброблення у 2 та 5 разів зображено на рисунку 2. На рисунку 3 наведено ті ж самі залежності, але у абсолютних одиницях.

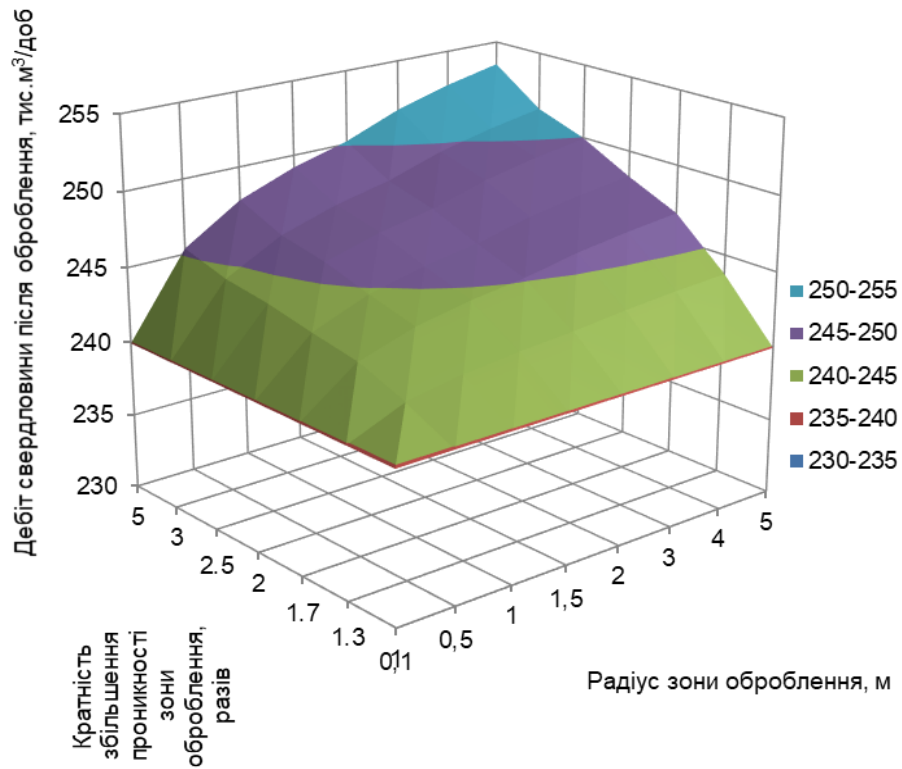
Із рисунка 2 бачимо, що більший ефект у відсотковому співвідношенні порівняно з початковим дебітом свердловини до оброблення спостерігається за оброблення ПЗП на пізній стадії за низького пластового тиску. Причому, чим нижчий буде пластовий тиск, тим більшим буде приріст дебіту газу у відсотках до його початкового значення.

Аналіз графічних залежностей 3 показує, що у абсолютних одиницях більший приріст дебіту буде спостерігатись за вищого пластового тиску.

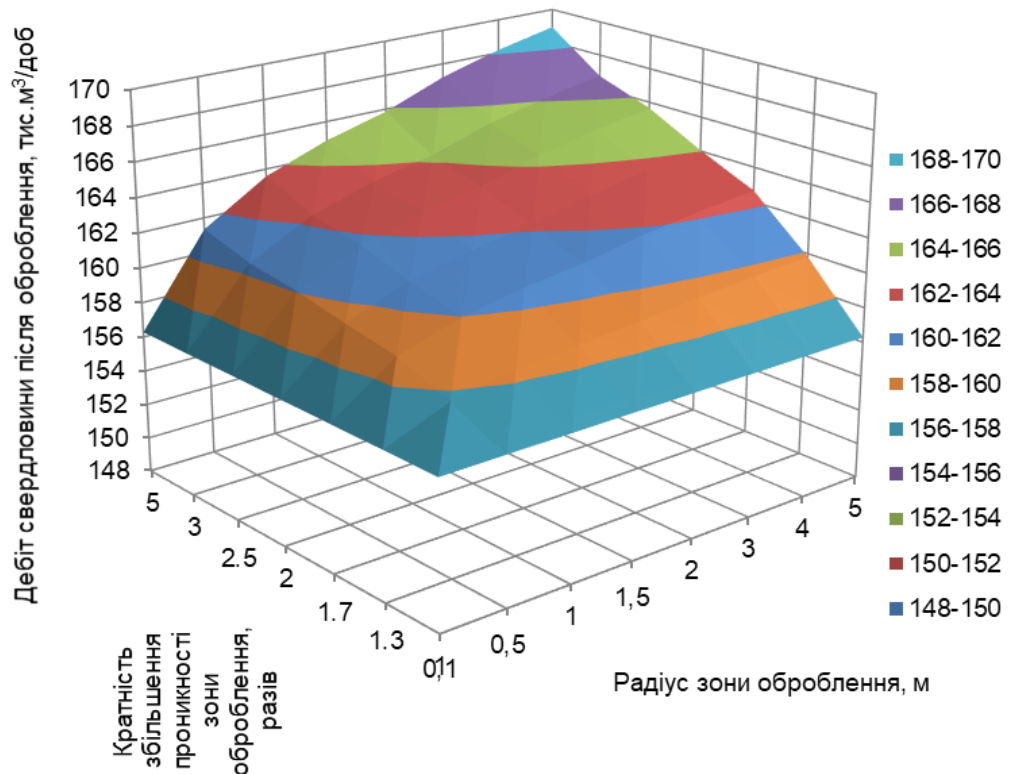
Згідно з використанням статистичного аналізу розрахункових даних середнє оптимальне значення радіусу зони оброблення становить 2 м. Вище цього значення спостерігається зростання дебіту свердловини, але не таке суттєве.

На рисунку 4 показано залежності приросту дебіту газу від пластового тиску за радіусу зони оброблення 2 м та збільшення проникності в 2 рази.

Аналіз графічних залежностей 4 показує, що на початковій стадії розробки за високих значень пластового тиску можна отримати максимальний приріст дебіту газу від оброблення ПЗП. На завершальній стадії розробки приріст дебіту газу буде мінімальним.

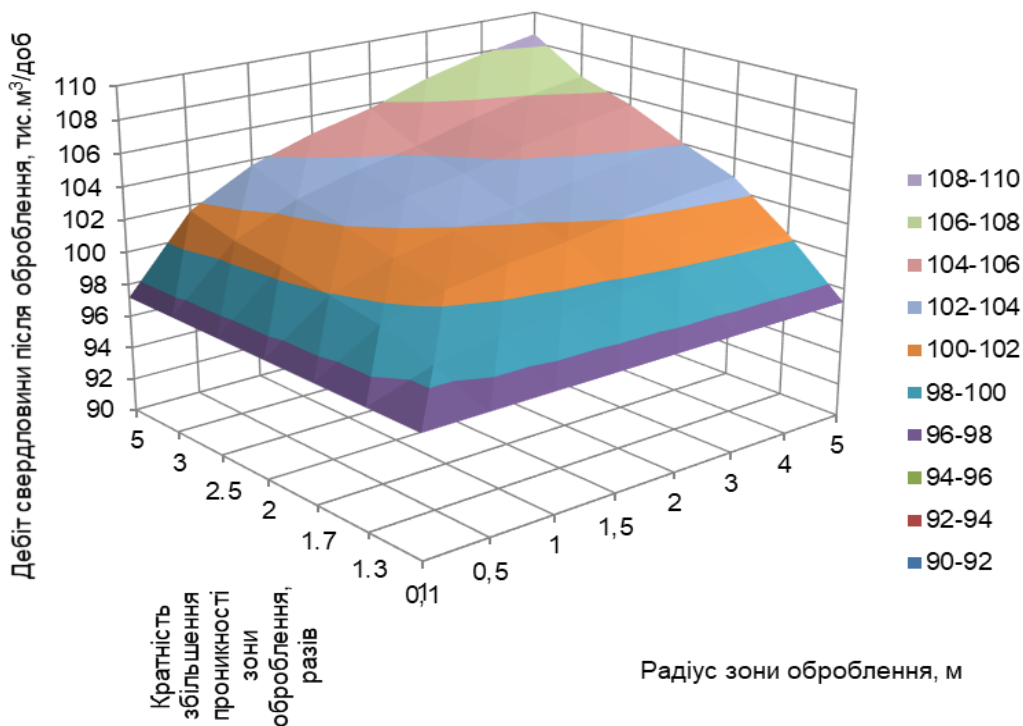


a)

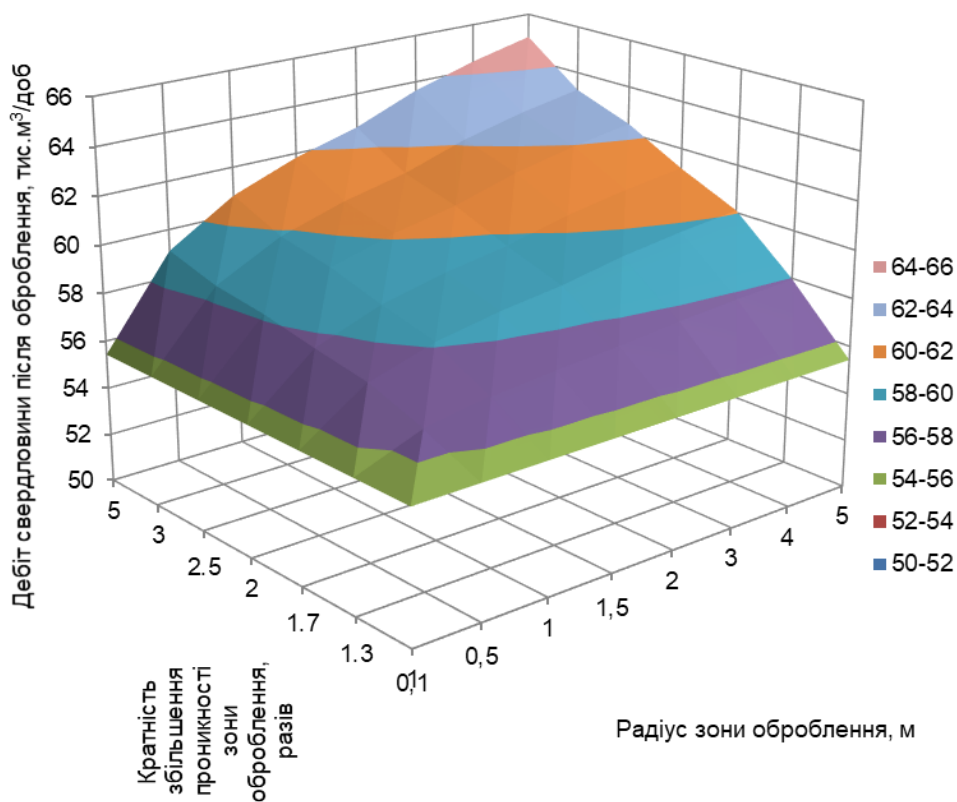


б)

Рисунок 1 – Залежності дебіту свердловини після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень кратностей збільшення проникності (разів) за пластового тиску 40 МПа (а); 20 МПа (б); 10 МПа (в); 5 МПа (г)



в)



г)

Продовження рисунка 1

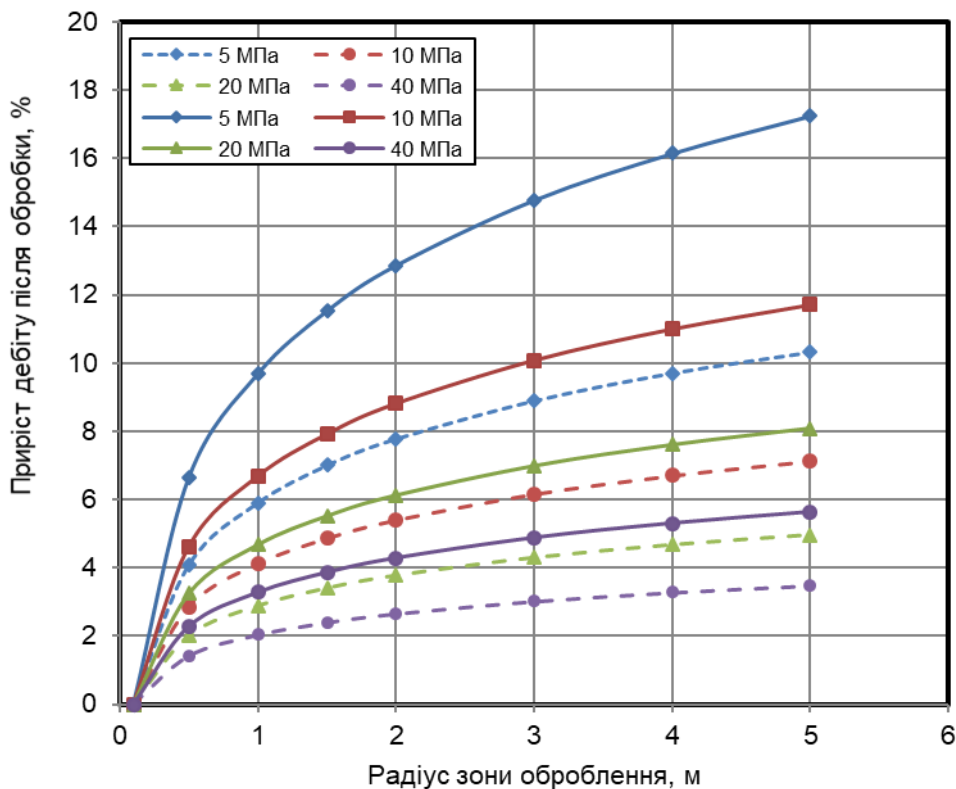


Рисунок 2 – Залежності приросту дебіту газу у відсотках відносно його початкового значення після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності зони оброблення у 2 (пунктирна лінія) та 5 (суцільна лінія) разів

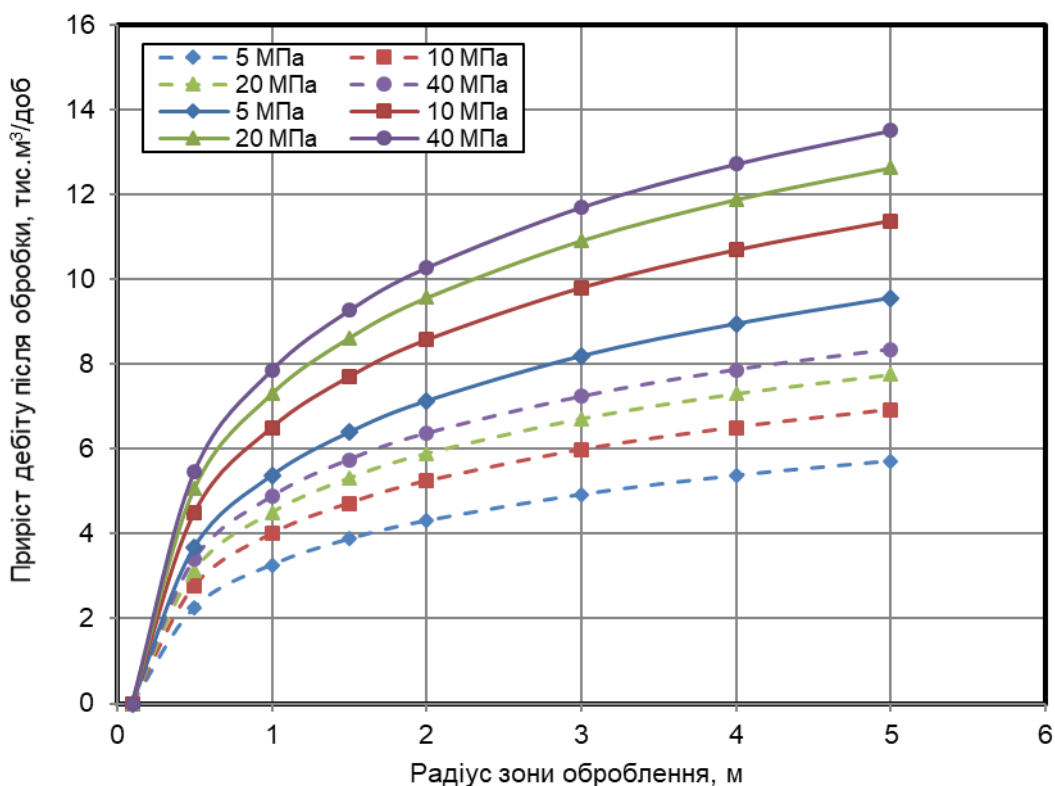


Рисунок 3 – Залежності приросту дебіту газу у абсолютних одиницях після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності зони оброблення у 2 (пунктирна лінія) та 5 (суцільна лінія) разів

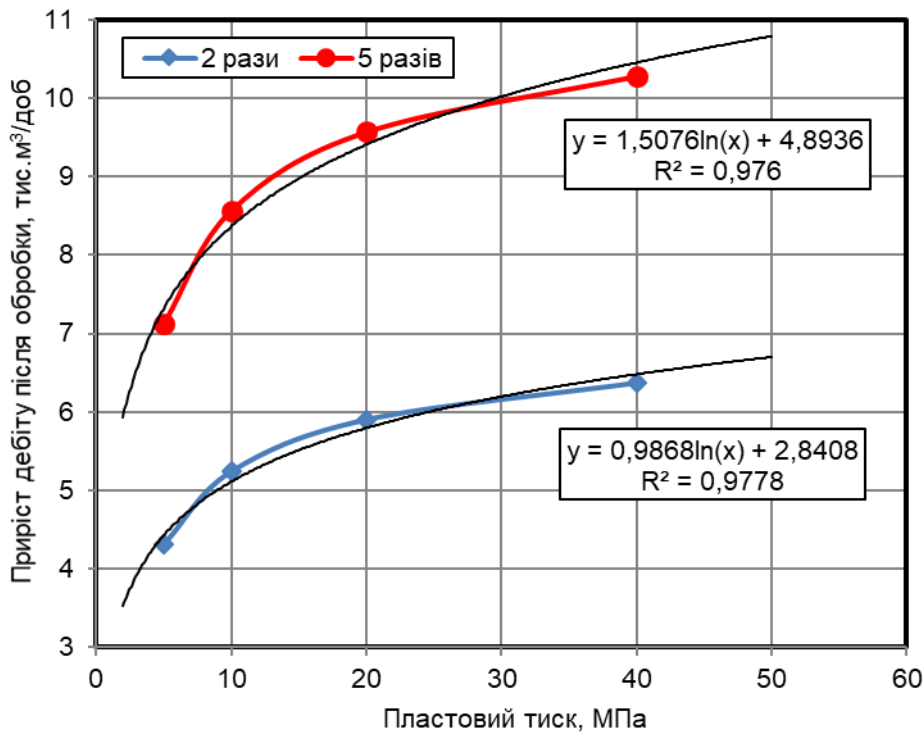


Рисунок 4 – Залежності приросту дебіту газу від пластового тиску за радіусу зони оброблення 2 м та збільшення проникності вдвічі

Також проведення оброблень за низьких пластових тисків збільшує ризик ускладнень під час проведення КРС, освоєння свердловини, імовірного обводнення пласта після оброблення. Тому оптимальним є варіант проведення оброблення ПЗП за зниження пластового тиску до 30-40 % від початкового значення незалежно від кратності збільшення проникності. Для досліджуваних умов це значення становить 10-15 МПа. Однак, збільшення радіусу зони оброблення також призводить до збільшення витрат на проведення оброблення ПЗП.

Для прикладу, виконано дослідження процесу з оброблення пласта кислотним розчином, які є одними із найбільш поширених для газових родовищ України. Оцінено об'єм кислотного розчину (КР), необхідного для дії на ПЗП та досягнення заданого радіусу зони оброблення. Із наведених результатів очевидно, що чим більшим буде радіус зони оброблення, тим більше кислотного розчину потрібно. Причому ця залежність є квадратичною. Кожен додатковий кубічний метр кислотного розчину збільшує витрати на оброблення, що може бути економічно не рентабельним. Тому в дослідженнях оцінено приріст дебіту газу залежно від збільшення необхідного об'єму КР. Для цього розраховано питомий приріст дебіту на одиницю об'єму КР, який необхідний для досягнення певного радіусу зони оброблення за збільшення проникності в 2 рази. Результати досліджень

питомого приросту дебіту газу після оброблення від радіусу зони оброблення для при різних значень пластового тиску за збільшення проникності ПЗП вдвічі зображено на рисунку 5.

З рисунка 5 бачимо, що максимальне значення питомого приросту дебіту газу з розрахунку на 1 м³ КР досягається за радіусу зони оброблення 0,5 м. При цьому необхідна мінімальна витрата кислотного розчину, а також досягається питомий приріст дебіту газу на 1,5-2 тис.м³/доб з розрахунку на кожен витрачений кубічний метр кислотного розчину.

Висновки

Встановлено, що дебіт газу після оброблення ПЗП різко зростає при збільшенні радіусу зони оброблення від 0 до 1 м, а в подальшому його зростання не таке стрімке. Причому така ситуація спостерігається для всіх варіантів розрахунку на різних стадіях розробки родовищ.

На початковій стадії розробки за високого пластового тиску можна отримати максимальний приріст дебіту від оброблення ПЗП, а на завершальній стадії розробки він буде мінімальним. Проведення оброблень за низьких пластових тисків збільшує ризик ускладнень під час проведення КРС, освоєння свердловини, імовірного обводнення пласта після обробки. Тому оптимальним є проведення оброблень ПЗП за зниженого пластового тиску до 30-40% від по-

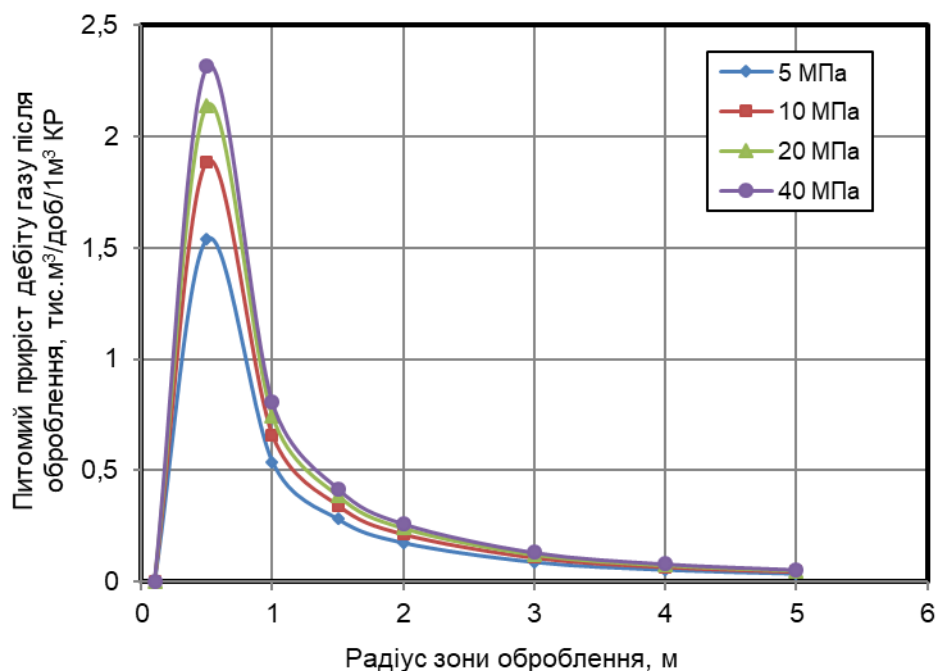


Рисунок 5 – Залежності питомого приросту дебіту газу після оброблення від радіуса зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності ПЗП у 2 рази

чаткового значення незалежно від кратності збільшення проникності, в даному випадку 10-15 МПа.

Чим більшим буде радіус зони оброблення, тим більше кислотного розчину потрібно. Причому ця залежність є квадратичною. Кожен додатковий кубічний метр кислотного розчину збільшує витрати на проведення оброблення і може стати економічно нерентабельним. Максимальне значення питомого приросту дебіту газу з розрахунку на 1 м³ КР досягається при радіусі зони оброблення 0,5 м.

Підсумовуючи наведене вище, варто відзначити, що максимальний ефект від оброблення ПЗП буде досягнуто при зниженні пластового тиску до 30-40 % від початкового значення при радіусі зони оброблення 0,5-1 м. При цьому буде досягнуто максимального технологічного ефекту при мінімальній витраті кислотного розчину.

Література

1. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу характеристик розкриття газоносних пластів перфорацією на видобувні можливості свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 4(73). С. 46-53.

2. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливів вуглеводнів у свердловину. Книга перша. Львів: Центр Європи, 2004. 352 с.

3. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластів. М.: Недра. 1992. 255 с.

4. Kondrat O., Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. *New developments in mining engineering. Theoretical and practical solutions of mineral resources mining. Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. P. 479-484.*

5. Хайдарова Л.І., Гедзык Н.М. Підвищення продуктивності видобувних свердловин на газових родовищах шляхом покращення стану привибійної зони пласта. *The IV International Science Conference «Prospects and achievements in applied and basic sciences»*, February 9–12, 2021, Budapest, Hungary. С. 698-703.

6. Kondrat O., Hedzyk N. Evaluation of gas wells operation stability in the final stage of natural hydrocarbons deposits development. Series D, Mining, Mineral. *SCIENTIFIC BULLETIN OF NORTH UNIVERSITY OF BAIIA MARE*, Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering. 2013. Volume XXVII. No. 1. P. 7-23. ISSN 1582-0548,

7. Kondrat O.M., Hedzyk N.M. Increasing natural gas production from tight terrigenous reservoirs. *Socar Proseedings*. No 4. 2017. P. 42-51.

8. Кондрат Р.М., Щепанський М.І., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу забруднення привибійної зони пласта і параметрів перфорційних каналів на продуктивність газових свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 3(76). С. 23-32.

References

1. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Doslidzhennia vplyvu kharakterystyk rozkryttia hazonosnykh plastiv perforatsiieiu na vydobuvni mozhlyvosti sverdlovyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2019. No 4(73). P. 46-53. [in Ukrainian]
2. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V.M., Syniuk B.B., Yaremiichuk R.S. Intensyfikatsiia pryplyviv vuhlevodniv u sverdlovynu. Knyha persha. Lviv: Tsentr Yevropy, 2004. 352 p.[in Ukrainian]
3. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra. 1992. 255 p.[in Russian]
4. Kondrat O. Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. New developments in mining engineering. Theoretical and practical solutions of mineral resources mining. *Taylor & Francis Group*, London, Uk, 2015. P. 479-484.
5. Khaidarova L.I., Hedzyk N.M. Pidvyshchennia produktyvnosti vydobuvnykh sverdlovin na hazovykh rodovyshchakh shliakhom pokrashchennia stanu pryvybiinoi zony plasta. *The IV International Science Conference «Prospects and achievements in applied and basic sciences»*, February 9–12, 2021, Budapest, Hungary. P. 698-703.
6. Kondrat O., Hedzyk N. Evaluation of gas wells operation stability in the final stage of natural hydrocarbons deposits development. Series D, Mining, Mineral. *SCIENTIFIC BULLETIN OF NORTH UNIVERSITY OF BAIA MARE*, Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering. 2013. Volume XXVII. No 1. P. 7-23. ISSN 1582-0548,
7. Kondrat O.M., Hedzyk N.M. Increasing natural gas production from tight terrigenous reservoirs. *Socar Proseedings.* No 4. 2017. P. 42-51.
8. Kondrat R.M., Shchepanskyi M.I., Khaidarova L.I. Doslidzhennia vplyvu zabru?nennia pryvybiinoi zony plasta i parametriv perforatsiinykh kanaliv na produktyvnist hazovykh sverdlovin. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2020. No 3(76). P. 23-32. [in Ukrainian]

Наука — виробництву

УДК 622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-61-72

ПОЛИМЕРНО-ДИСПЕРСНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПЛАСТЕ

Э. Ф. Велиев

Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики НИПИ "Нефтегаз";
Азербайджан, AZ1012, г. Баку, Проспект Зардаби, 88А,
e-mail: Elchinf.veliyev@socar.az

Природно високий коефіцієнт гетерогенності пласта та тривалий період експлуатації покладів призводить до зниження ефективності більшості методів підвищення нафтовіддачі, які ґрунтуються на закачуванні витіснювальних агентів, значно збільшуючи економічні витрати. Так, наприклад, у родовищах, де основним методом підвищення нафтовіддачі є заводнення пласта, неодмінно виникають високопроникні канали, що негативно впливає на коефіцієнт вилучення нафти, рівномірності фронту витіснення і профілю приймальності свердловин. Однією із найбільш успішних технологій у боротьбі з даними відкладами є переспрямування фільтраційних потоків у пласті шляхом установаження гелевих екранів в глибинних зонах пласта. Розглядається полімерно-дисперсна система (ПДС) для глибинного відхилення фільтраційних потоків у пласті на основі модифікованих часток бентоніту. Спочатку частки бентоніту були інтеркальовані молекулами-прекурсорами, далі за допомогою реакції прищеплювальної полімеризації на гідрофільну поверхню бентонітових частинок були щеплені співполімери N-ізопропілакріламід (NIPAM) і акрилової кислоти (AA). В роботі подаються результати досліджень фізико-хімічних властивостей, реології і стабільності отриманого колоїду. Також розглянуто вплив запропонованого складу на фактор залишкового опору на прикладі лабораторних досліджень із застосуванням кернових зразків з родовища Азері-Чираг-Гюнешлі і насипних моделей пласта. Результати експериментів зі зміни гідравлічного опору потоку при закачуванні ПДС вказали на суттєве підвищення цього параметра, що обумовлено різким зниженням проникності. Проведені на керновому матеріалі дослідження підтвердили отримані раніше результати, показавши 61% зниження проникності, супроводжуване 11% збільшенням коефіцієнта вилучення нафти. Отримані результати підтвердили ефективність запропонованого складу як потоковідхиляючого агента для підвищення нафтовидобутку.

Ключові слова: N-ізопропілакріламід (NIPAM), акрилова кислота (AA), полімерно-дисперсна система (ПДС), термогравіметричний аналіз (ТГА), насипна модель пласта, потоковідхиляючі технології.

Изначально высокий коэффициент гетерогенности пласта умноженный на длительный период эксплуатации приводит к снижению эффективности большинства методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке вытесняющих агентов, значительно увеличивая экономические издержки. Так, к примеру, в месторождениях, где основным методом увеличения нефтеотдачи является заводнение пласта, неизбежно возникают высокопроницаемые каналы, что негативно сказывается на значениях коэффициента извлечения нефти, равномерности фронта вытеснения и профиля приемистости скважин. Одной из наиболее успешных технологий по борьбе с данными осложнениями является перенаправление фильтрационных потоков в пласт путем установки гелевых экранов в глубинных зонах пласта. В статье представлена полимерно-дисперсная система (ПДС) для глубинного отклонения фильтрационных потоков в пласте на основе модифицированных частиц бентонита. Первоначально частицы бентонита были интеркалированы молекулами-прекурсорами, далее посредством реакции прививочной полимеризации на гидрофильную поверхность бентонитовых частиц были привиты сополимеры N-изопропилакриламида (NIPAM) и акриловой кислоты (AA). В работе представлены результаты исследований физико-химических свойств, реологии

и стабильности полученного коллоида. Также рассмотрено влияние предложенного состава на фактор остаточного сопротивления на примере лабораторных исследований с применением керновых образцов с месторождения Азери-Чираг-Гюнешли и насыпных моделей пласта. Результаты экспериментов по изменению гидравлического сопротивления потока при закачке ПДС показали значительное увеличение данного параметра, обусловленное резким снижением проницаемости. Исследования, проводимые на керновом материале, подтвердили, полученные ранее результаты, показав 61% снижение проницаемости, сопровождаемое 11% увеличением коэффициента извлечения нефти. Полученные результаты показали эффективность предложенного состава в качестве потокоотклоняющего агента для увеличения нефтедобычи.

Ключевые слова: N-изопропилакриламид (NIPAM), акриловая кислота (AA), полимерно-дисперсная система (ПДС), термогравиметрический анализ (ТГА), насыпная модель пласта, потокоотклоняющие технологии.

High initial heterogeneity coefficient of reservoir coupled by a long period of exploitation, leads to a decrease in the effectiveness of most EOR methods based on the displacing agents injection and significantly increase economic costs. So, for example, in fields where the main oil recovery mechanism is waterflooding appearance of high-permeability channels is inevitable. Therefore this phenomenon negatively affects oil recovery factor, the displacement front uniformity and the injectivity profile. One of the most successful technologies to overcome these complications is the in-situ fluid diversion techniques based on creation of gel banks deep in the formation. The article presents a polymer-dispersed system (PDS) for deep flow diversion using on modified bentonite particles. Initially, bentonite particles were intercalated with precursor molecules, then copolymers of N-isopropylacrylamide (NIPAM) and acrylic acid (AA) were grafted onto the hydrophilic surface of bentonite particles by a graft polymerization reaction. The paper presents the study results of the physicochemical properties, rheology and colloid stability. The residual resistance factor has also been studied on sandpacs and core samples from the Azeri-Chirag-Guneshli field. The results of experiments shows increased hydraulic resistance while injection of PDS due to a sharp decrease in permeability. Core studies confirmed obtained results, showing a 61% decrease in permeability accompanied by an 11% increase in oil recovery. It was concluded that proposed composition is effective as deep diversion agent and can increase oil recovery.

Key words: N-isopropylacrylamide (NIPAM), acrylic acid (AA), polymer dispersed system (PDS), thermogravimetric analysis (TGA), sandpack, flow diversion technologies.

Введение

Изначально высокий коэффициент гетерогенности пласта умноженный на длительный период эксплуатации залежи приводит к снижению эффективности большинства методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке вытесняющих агентов, значительно увеличивая экономические издержки. Так, к примеру, в месторождениях, где основным методом увеличения нефтеотдачи, является заводнение пласта, неизбежно возникают высокопроницаемые каналы, что негативно сказывается на значениях коэффициента извлечения нефти, равномерности фронта вытеснения и профиля приемистости скважин [1-4]. При подобном развитии ситуации в пласте остаются существенные объемы остаточной нефти, не затронутые процессом вытеснения, так как большая часть вытесняющего агента фильтруется сквозь высокопроницаемые участки пласта. Одной из наиболее успешных технологий по борьбе с данными осложнениями, является перенаправление фильтрационных потоков в пласте путем установки гелевых экранов в глубинных зонах пласта [5-11]. Спектр применяемых с этой целью реагентов достаточно широк, но наибольшее распространение получило применение полимерных составов замедленного действия.

Основными преимуществами данных систем являются:

- низкая первоначальная вязкость, позволяющая прокачивать их в глубинные зоны пласта без значительного увеличения давления нагнетания;
- относительная селективность воздействия на высокопроницаемые участки пласта так же обусловленная низкой начальной вязкостью.

Основным требованием ко всем применяемым в данной технологии рабочим агентам является наличие низкой первоначальной вязкости раствора [12-15]. Выполнение именно этого условия служит гарантом глубинного проникновения закачиваемой композиции. Полимерные растворы, в которых данный эффект обеспечивается замедленной реакцией сшивания, называются полимерными составами замедленного действия [16-20]. Вне зависимости от типа применяемого рабочего агента, механизм действия основан на существенном снижении проницаемости пласта при гелеобразовании из-за закупорки поровых каналов [21-26]. В силу увеличения гидравлических сопротивлений, последующие фильтрационные потоки вытесняющего агента устремляются в ранее низкопроницаемые зоны пласта, сопротивление ко-

торых теперь оказывается меньшим. Это приводит к увеличению нефтедобычи ввиду дополнительного вытеснения остаточной нефти [27-30]. Основным осложнением при применении полимерных растворов является их нестабильность в условиях высокой минерализации пластовых вод. Таким образом была поставлена задача по разработке состава для изменения направления фильтрационных потоков в пласте в условиях высокой минерализации пластовой среды.

В работе представлена композиция полимерно-дисперсной системы (ПДС) для изменения фильтрационных потоков в пласте. Проведены исследования стабильности предложенного состава, реологических показателей и фильтрационных характеристик как на насыпных моделях пласта, так и на керновом материале.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы

– Бентонит, N-изопропилакриламид (NIPAM), акриловая кислота (AA) и 2-акриламидо-2-метилпропансульфоная кислота (AMPS) производства компании Sigma-Aldrich;
– 3-[диметил- [2- (2-метилпроп-2-еноилокси) этил-] азанил] пропан-1-сульфонат (DMAPS) компании Merck (Германия).

При приготовлении растворов использовались хлорид натрия, соляная кислота и гидроксид калия производства компании Sigma-Aldrich.

Синтез полимерно-дисперсной системы

Первоначально проводилась иммобилизация молекул-прекурсоров следующим образом: 0,2 мас. % бентонита диспергировали в 1 л деионизированной воды, интенсивно перемешивая до полной предварительной гидратации. Дисперсию оставляли на 30 минут без перемешивания для удаления примесей. Затем дисперсию помещали в ультразвуковую баню и обрабатывали ультразвуком в течение 2 часов для получения дисперсии мелких частиц. К полученной дисперсии добавляли 0,598 г DMAPS. Количество реакционноспособного поверхностно-активного вещества (DMAP) было рассчитано как эквивалентное значению катионообменной емкости бентонита (СЕС) (118 смоль / кг). Дисперсию DMAP-бентонита использовали для дальнейшей свободнорадикальной полимеризации. В атмосфере азота путем свободной радикальной прививочной полимеризации 75 % NIPAM и 25% AA прививались на поверхность частиц модифицированного DMAP-бентонита в

водном растворе. Соотношение DMAP-бентонита к смеси мономеров составляло 1 : 3. Затем температуру дисперсии при постоянном перемешивании увеличивали до 70 °С. К смеси добавляли 0,2 мас. % (по отношению к мономерам) раствор персульфата аммония в качестве инициатора полимеризации. Полученный образец промывался дистиллированной водой, высушивался и использовался для дальнейших исследований.

Распределение частиц по размерам

Для определения гранулометрического состава были проведены измерения методом динамического рассеивания света (DLS). Анализ выполняли с использованием анализатора размера частиц и дзета-потенциала компании Malvern. Лазерный луч с длиной волны 532 нм и максимальной выходной мощностью 5 Вт использовался для покрытия широкого диапазона размеров. Измерения проводились при угле рассеивания в 173 ° и постоянной температуре в 25 °С.

Измерения стабильности дисперсии

Стабильность дисперсий определялась с помощью турбидиметра. Мутность растворов измерялась в диапазоне от 0,1 до 1000 NTU (нефелометрическая единица мутности).

Термогравиметрический анализ

Термогравиметрические анализы (ТГА) высушенных образцов чистого бентонита, DMAP-бентонита и бентонита с привитым полимером проводились с использованием на приборе PerkinElmer PYRIS 1 TGA / DSC. Диапазон температур исследования составлял от 30 до 800 °С при скорости нагрева 10 °С / мин в атмосфере азота.

Реологические свойства

Измерение вязкости дисперсий проводилось с помощью реометра Physica MCR-302 компании Anton Paar. Геометрия ротор-боб с двойным зазором (DG-26.7) применялась для исследования всех образцов с вязкостью менее 10 мПа с. Для сравнительного анализа полученных результатов проводились реологические измерения как коллоидных систем на основе модифицированного бентонита, так и образцов, не подвергшихся описанной модификации. В качестве дисперсионной среды использовались:

маломинерализованная вода (5000млн⁻¹);
синтетическая морская вода (30 000млн⁻¹).

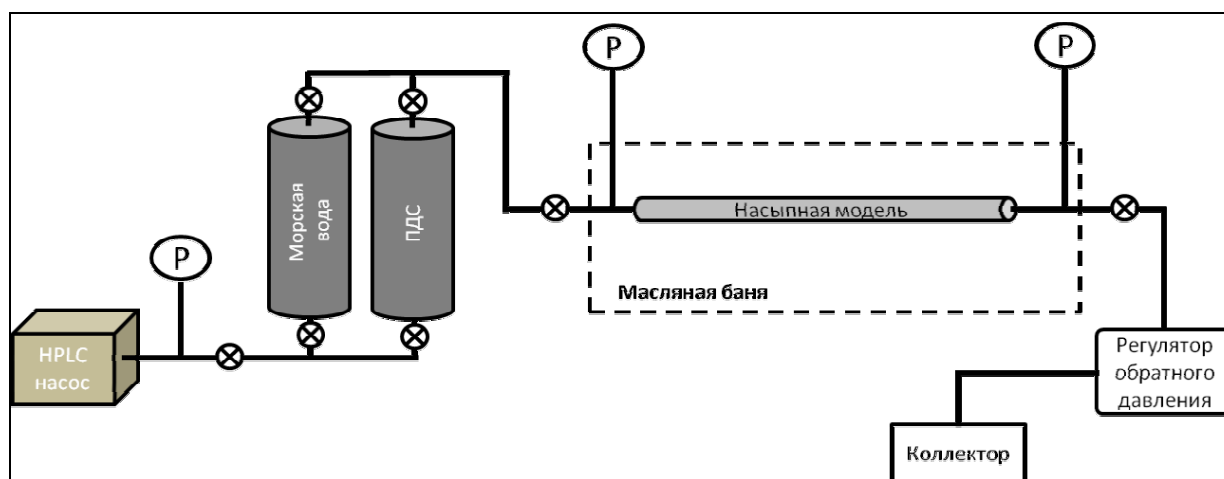


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

Для полной гидратации бентонита измерения приводились через 24 часа после получения исходных растворов при температуре в 62 °С.

Насыпная модель пласта

Схема экспериментальной установки использованной для определения фактора остаточного сопротивления, представлена на рис. 1.

Эксперименты проводились на насыпных моделях с абсолютной проницаемостью в 1200 мД и пористостью 27 %. Пористость определялась весовым методом, основанным на разнице между массой сухой и насыщенной водой насыпной модели. Фактор остаточного сопротивления (RRF) вычислялся по следующей формуле:

$$RRF = \frac{k_{ПДС}}{k_{Вода}}, \quad (1)$$

где $k_{Вода}$ и $k_{ПДС}$ – значения проницаемости модели до и после закачки ПДС.

Исследования на керновом материале

Исследования эффективности предложенного коллоидного состава на увеличение коэффициента извлечения нефти проводились на образцах керна, отобранных с месторождения Азери–Чираг–Гюнешли (АЧГ) Азербайджанской Республики. Керн насыщался под вакуумом синтетической морской водой. Температура испытаний составляла 62 °С, средняя пластовая температура месторождения АЧГ. После установления стационарного режима вытеснения закачивалась нефть при расходе насоса в 0,2 мл/мин для моделирования остаточной водонасыщенности. По достижению 95% содержания нефти в фильтрате на выходе из модели вновь закачивалась синтетическая морская вода для моделирования остаточной нефтенасыщенности. На следующем этапе испытаний произ-

водилась закачка оторочки ПДС в количестве 0,5 от объема пор при расходе насоса в 0,2 мл/мин. Далее проводилась закачка синтетической морской воды (прим.не менее 4 поровых объемов) до установления стационарного режима вытеснения со скоростью 0,2 мл/мин.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Стабильность дисперсии

Стабильность исследуемых растворов определялась методом турбидиметрии. Результаты данной серии экспериментов представлены на рис. 2. Полученные данные свидетельствуют о хорошей стабильности ПДС независимо от минерализации окружающей среды. По всей видимости, модификация поверхности частиц бентонита приводит к увеличению сил отталкивания, препятствуя их агломерации и образованию крупных агрегатов в растворе. Измеренные значения мутности раствора модифицированного бентонита (МБ) были выше, чем у чистого бентонита (Б) при низких значениях рН (3), что можно объяснить более сильным светорассеянием, вызванным меньшей растворимостью полимера. Однако в течении измеренного периода в данных образцах не наблюдалось сегрегации, и раствор оставался гомогенным. Мутность дисперсии частиц немодифицированного бентонита резко снижается со временем и достигает плато через 50 минут при минерализации в 30000 млн⁻¹. Предположительно с увеличением минерализации происходит уменьшение двойного электрического слоя (ДЭС).

Значения мутности дисперсии модифицированных частиц бентонита в зависимости от рН растворов приведены на рисунке 3. Как видно, с увеличением значения рН наблюдается

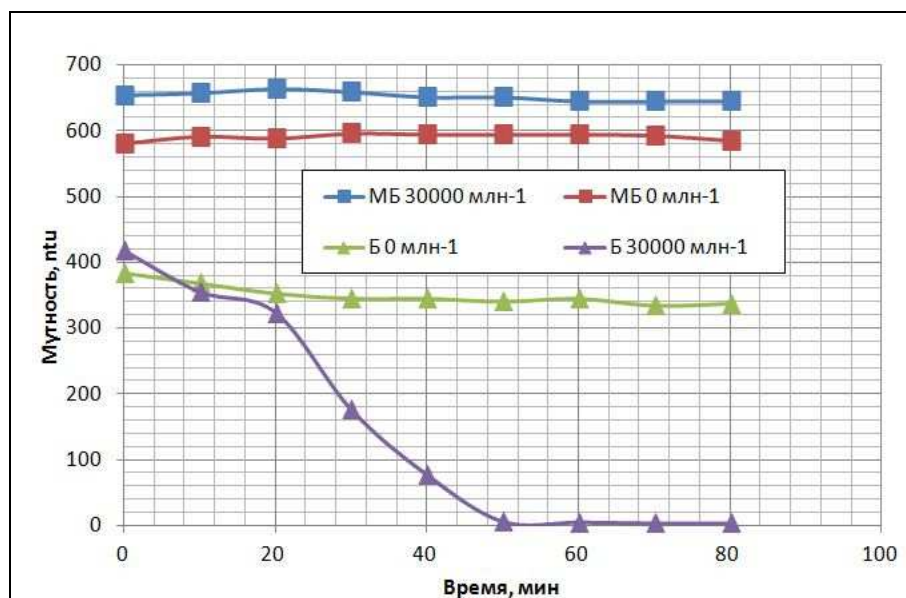


Рисунок 2 – Динамика изменений значений мутности растворов в зависимости от минерализации окружающей среды

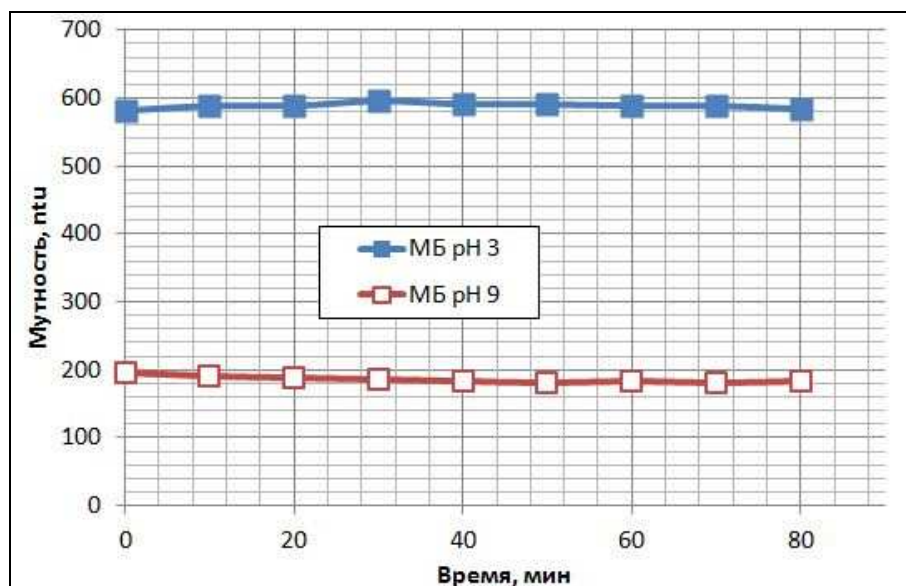


Рисунок 3 – Динамика изменений значений мутности при различных значениях рН

уменьшение значение мутности, что, в свою очередь, предположительно связано уменьшением размера диспергированных частиц бентонита в силу увеличения сил электростатического отталкивания между отрицательно заряженными карбоксилатными группами.

Распределение частиц по размерам

Для подтверждения предыдущего предположения об уменьшении среднего размера частиц в дисперсии ПДС с увеличением рН была проведена следующая серия экспериментов. Динамика изменений гидродинамического радиуса частиц ПДС в зависимости от рН среды представлена на рис. 4 (а, б). Следует отметить, что средний диаметр частиц немодифициро-

ванного бентонита составлял 30 мкм. При увеличении рН среды наблюдалось значительное уменьшение размера частиц, так средний диаметр частиц при рН 7 составил 1,5 мкм, а при рН 9 – 0,7 мкм. Полученный эффект, по всей видимости, обусловлен увеличением полимерных цепей, приводящим к расслоению бентонита.

Термогравиметрический анализ (ТГА)

На рисунке 5 отображены результаты термогравиметрического анализа следующих образцов бентонита:

- немодифицированный бентонит (Б);
- модифицированный бентонит (МБ).

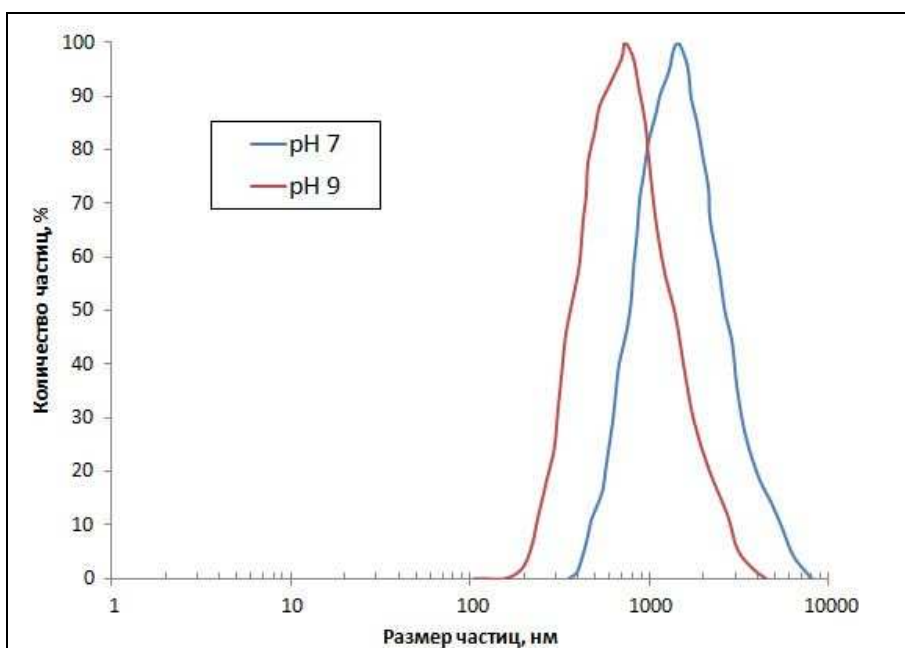


Рисунок 4 – Розподілення частинок по розмірам привитого бентоніта при рН 7 (а) та рН 9,0 (б)

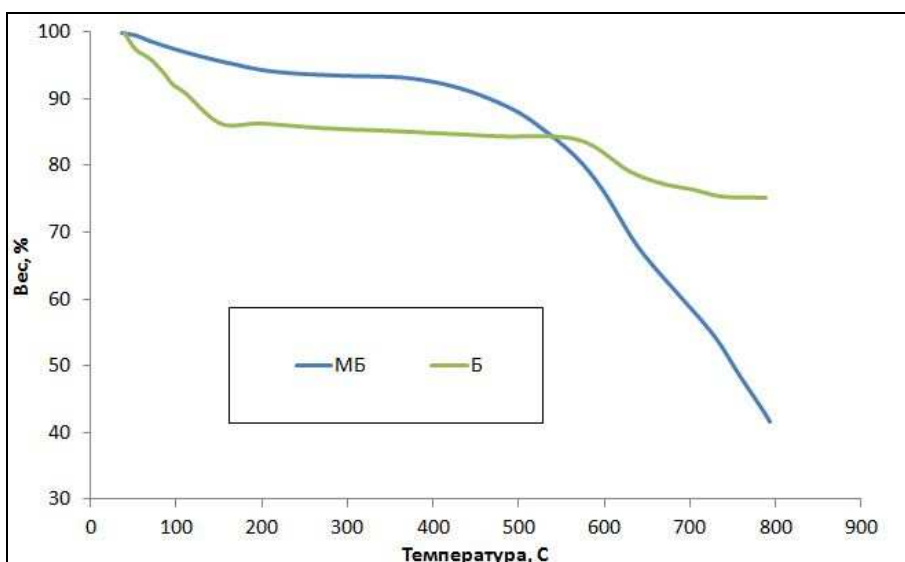


Рисунок 5 – ТГА зразка бентоніта (внизу) після інтеркалювання прекурсором (в центрі) та після полімеризації (вверху)

Немодифікований бентоніт показав найбільшу термічну стабільність порівняно з іншими досліджуваними зразками. На кривій ТГА даного зразка можна виділити два ділянки, асоційовані з втратою ваги зразка при підвищенні температури. Перша ділянка охоплює діапазон температур від 30 до 110 °С, втрата ваги зразка при цьому становить 9 % [31]. На цьому етапі випаровується волога та зв'язана вода. Друге значне зниження ваги зразка спостерігається при 600 °С, що пов'язано з дегідроксилюванням та кристалізацією нових фаз [32-33].

Зразки модифікованого бентоніта навпаки показали менше зменшення маси при низьких температурах, що пов'язано з заміщенням катіонів, що знаходяться між пластинами частинок бентоніта. Внаслідок розкладання раніше приєднаних органічних сполучень при температурах вище 400 °С спостерігається значне зниження ваги зразка.

Реологічні властивості

Найбільш критичною властивістю колоїдних систем, що застосовуються для глибокого відхилення рідини, є в'язкість. Значення цього параметра повинні бути достаточ-

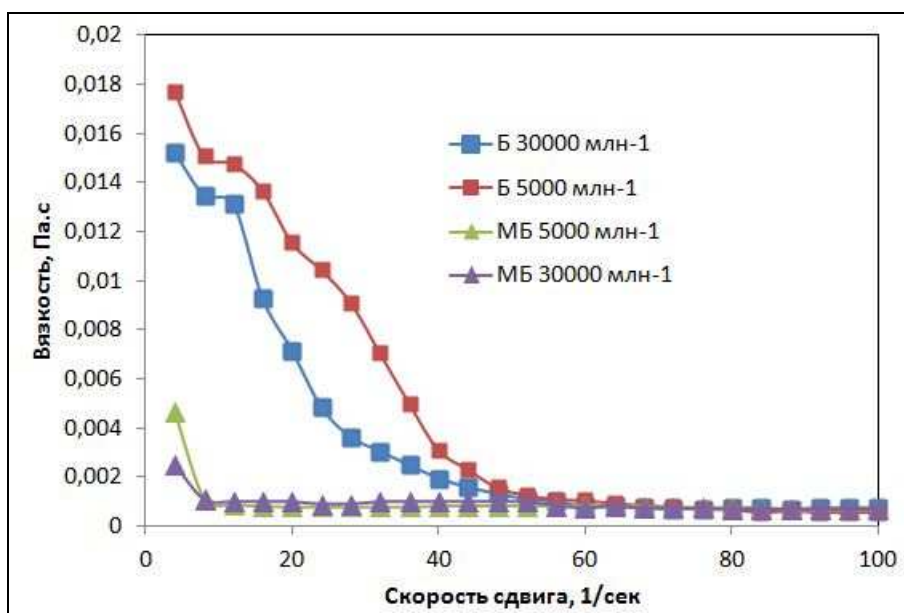


Рисунок 6 – Динамика изменения реологических показателей растворов ПДС при 62 °C

но низкими, чтобы обеспечить прокачку коллоидной системы в глубинные зоны пласта. На рис. 6 показана зависимость вязкости от скорости сдвига, измеренная при 62 °C для растворов ПДС на основе модифицированного и немодифицированного бентонита при разной минерализации среды. Значения вязкости раствора, немодифицированного бентонита значительно выше, что объясняется увеличением агрегации частиц с повышением температуры. Напротив, в растворе модифицированного бентонита увеличение вязкости не наблюдается, что, по всей видимости, обусловлено доминированием сил электростатического отталкивания из-за наличия карбоксилатных групп и удлинения полимерных цепей.

Насыпная модель пласта

Закачка флюидов в пласт неразрывно связана с неизбежным повышением устьевого давления. Очевидно, что рост давления закачки находится в прямопропорциональной зависимости от вязкости закачиваемого флюида, что диктует условие наличия низких первоначальных значений вязкости закачиваемых агентов. Эксперименты, проводимые на насыпных моделях пласта, показали предсказуемое увеличение дифференциального давления (рис. 7) Так, дифференциальное давление в модели до закачки раствора ПДС в количестве 0,5 поровых объемов составляло 2,6psi, а в период закачки увеличилось до 4,1psi. При дальнейшем вытеснении морской водой значение перепада давления увеличилось до 4,5psi и оставалось практически неизменным до окончания эксперимента. Падение проницаемости при этом

составило 61%, а рассчитанный коэффициент снижения проницаемости ($k_{ПДС} / k_{Вода}$) – 0,39 (рис. 8).

Полученные результаты позволяют заключить, что предложенный состав обеспечивает необходимые значения гидравлических сопротивлений пласта для эффективного отклонения фильтрационных потоков.

На последующем этапе эксперимента проводилось постепенное увеличение скорости закачки морской воды с 4 до 12 мл/мин, что, в свою очередь, привело к росту дифференциального давления. Таким образом, увеличение гидравлических сопротивлений потока имеет прямо пропорциональную зависимость от скорости закачки вытесняющего агента. Данный механизм предположительно обусловлен гидравлическим удержанием раствора ПДС пористой средой. Ускоренный фильтрационный поток, по всей видимости, фактически проталкивает частицы ПДС сквозь горловины поровых каналов, тем самым увеличивая площадь воздействия и приводя к большему падению проницаемости(рис 9).

Исследования на керновом материале

Для экстраполяции полученных результатов была проведена серия экспериментов на керновых образцах. Полученные результаты согласуются с ранее проведенными экспериментами, Так, закачка оторочки раствора ПДС в количестве 0,5 поровых объемов привела к увеличению дифференциального давления до 16 psi, а коэффициента извлечения нефти – до 11% (рис. 10).

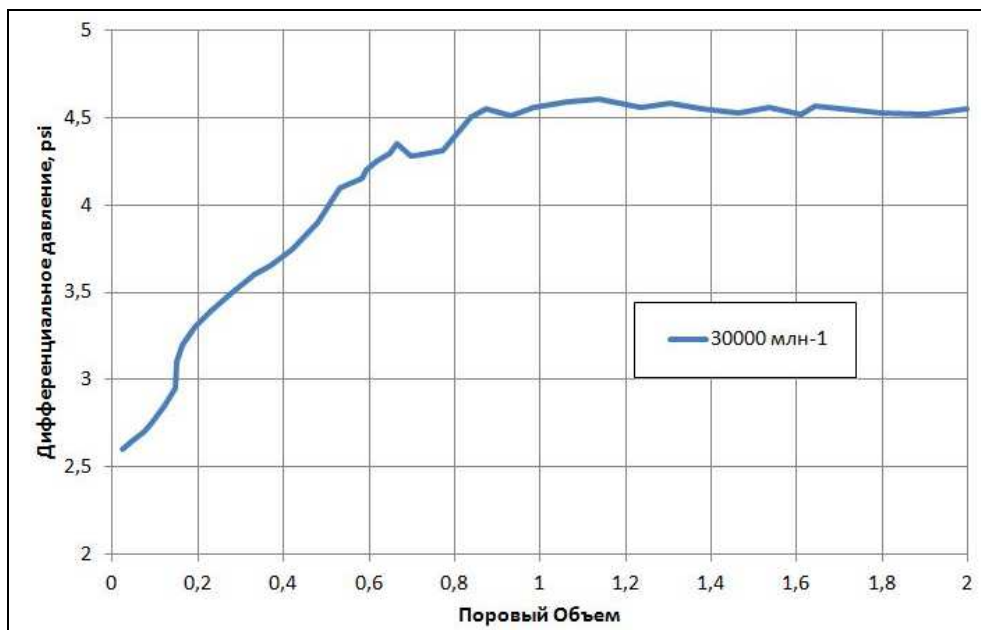


Рисунок 7 – Динамика изменения дифференциального давления

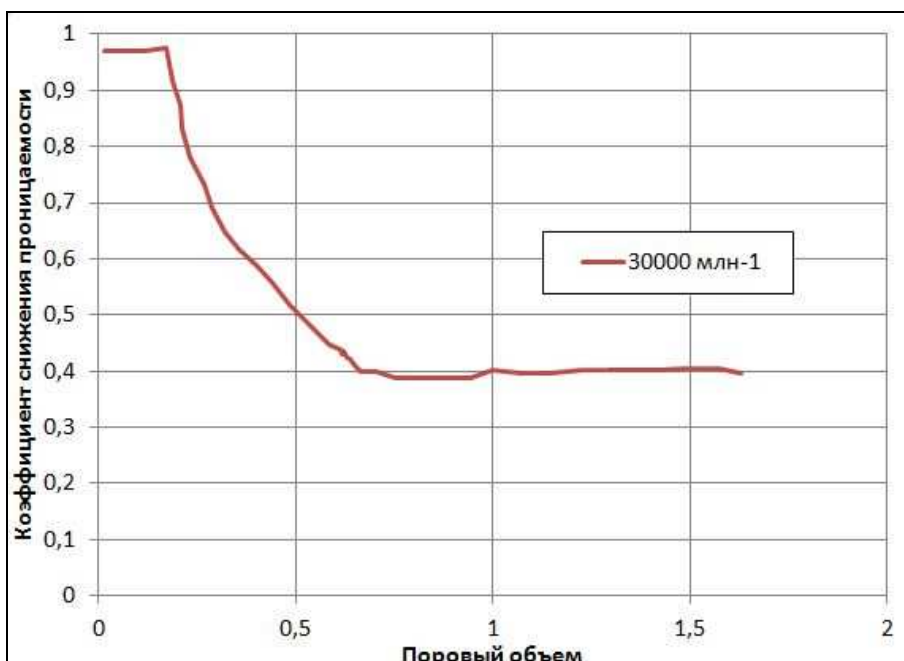


Рисунок 8 – Динамика изменения проницаемости

Выводы

По результатам проведенных исследований сделаны следующие выводы.

Разработанный состав ПДС стабилен в условиях как высокой, так и низкой минерализации пластовых вод.

Увеличению рН среды приводит к значительному уменьшению размера частиц ПДС - с 30мкм до 1,5 мкм и 0,7 мкм при значениях рН 7 и рН 9 соответственно, что предположительно связано с увеличением полимерных цепей, приводящим к расслоению бентонита.

Предложенный в работе метод модификации бентонита хоть и приводит к уменьшению

термогравиметрических показателей исследуемых образцов, тем не менее наблюдаемые значения превышают необходимые для практического внедрения показатели.

Раствор ПДС показал стабильно низкие значения вязкости, что, по всей видимости, обусловлено доминированием сил электростатического отталкивания.

Эксперименты, проводимые на насыпных моделях пласта, показали 61% уменьшение проницаемости при закачке 0,5 PV оторочки раствора ПДС. Эксперименты, проводимые на керновых образцах, показали увеличение КИН до 11%.

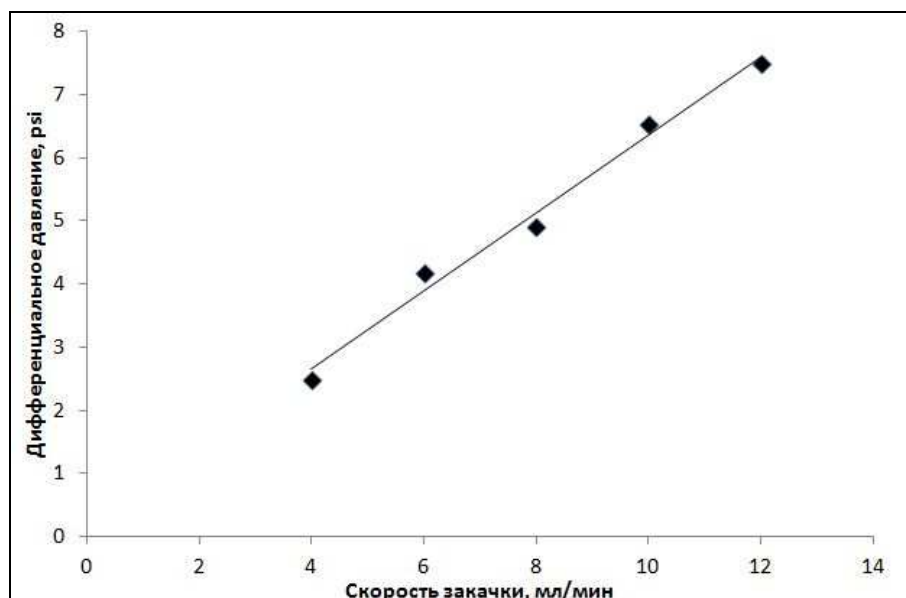


Рисунок 9 – Динамика изменения дифференциального давления в зависимости от расхода насоса

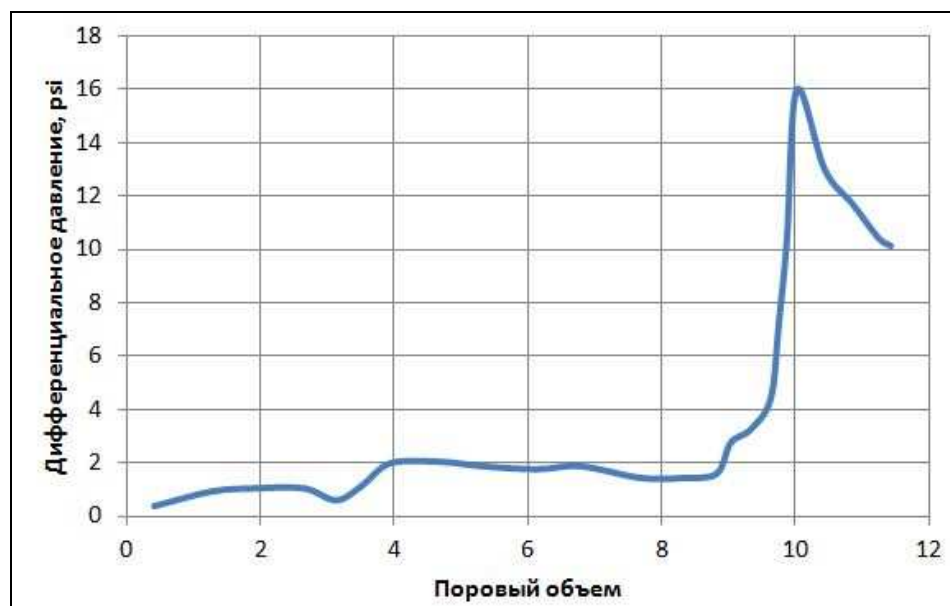


Рисунок 10 – Динамика изменения дифференциального давления

Литература

- Zaitoun A. et al. Using microgels to shut off water in a gas storage well. *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. 2007.
- Veliyev E. F., Aliyev A. A., Guliyev V. V., Naghiyeva N. V. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.
- Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 3. P. 126-134. DOI: 10.5510/OGP20200300453
- Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. No 1. P. 19-28.
- Veliyev E. F. Review of Modern In-situ Fluid Diversion Technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. DOI: 10.5510/OGP20200200432
- Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2020. P. 2150038.
- Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*. 2020. P. 2050260.

8. Pritchett J. et al. Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. *SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers. 2003.
9. Пат. 6579909 США. Method for preparing microgels of controlled size / Chauveteau G. et al. 2003.
10. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. P. 107411.
11. Naghiyeva N. V. Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. P. 067-077.
12. Сулейманов Б. А., Исмаилов Ф. С., Велиев Э. Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 1. С. 86-88.
13. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F.. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. 2016, October.
14. Tongwa P., Baojun, B. A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. No 5(2). P. 201-210.
15. Al-Adasani A., Bai B., Wu Y. S. Investigating low salinity waterflooding recovery mechanisms in carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2012, January.
16. Quadri S. M. R., Shoaib M., AlSumaiti A. M., Alhassan S. M. Screening of polymers for EOR in high temperature, high salinity and carbonate reservoir conditions. *International Petroleum Technology Conference*. 2015, December.
17. Liu Y., Deng Q., Chen G., Liang S., Chen L. Evaluation and injection parameter optimization for polymer flooding with different kinds of profile control agents. *Journal of Chemistry*. 2013.
18. Xu B., Zhang H., Bian H. Delayed Crosslinking Amphiphilic Polymer Gel System with Adjustable Gelation Time Based on Competitive Inclusion Method. *Polymers*. 2019. No 11(2). P. 381.
19. Li J., Liu Y., Na Z., Zeng Z., Jiang H. Investigation on the adaptability of the polymer microspheres for fluid flow diversion in porous media. *Journal of dispersion science and technology*. 2014. No 35(1). P. 120-129.
20. Goodyear S. G., Jones P. I. R. Assessment of Foam for Deep Flow Diversion. *IOR 1995 – 8th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 1995, May. P. 107.
21. Alhashim H. W., Wang J., AlSofi A. M., Kaidar Z. F. Gelation Time Optimization of an Organically Crosslinked Polyacrylamide Gel System for In-depth Fluid Diversion Applications. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2018, March.
22. Wu X., Wu H., Bu Z., Bai L., Zhang S., Yu Z., Jiang Y. An Innovative EOR Method for Waterflooding Heterogeneous Oilfield-Graded Diversion-Flooding Technology and Verification by Field Comparison Tests. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2017, October.
23. Sorbie K. S., Skauge, A. Mobilization of by-passed oil by viscous crossflow in EOR processes. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2019, April. Vol. 2019. No. 1. P. 1-16.
24. Li J., Pei Y., Wang Y., Ma K., Jiang H., Wei F. Field Pilot of Gel Barriers Placement for In-depth Fluid Diversion of Horizontal Wells in Jidong Oilfield. *IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2017. No. 1. P. 1-11.
25. Li W., Zhao H., Pu H., Zhang Y., Wang L., Zhang L., Sun X. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs. *Energy Science & Engineering*. 2019. No. 7(1). P. 88-97.
26. Borisenko A., Parkhonyuk S., Danilevich E., Loginov A., Butula K., Fedorov A., Samoilov I. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique—New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2018, October.
27. Alhuraishawy A. K., Jaber A. K., Aljawad S. N., Bai B., Wei M., Baker H. A., AL-Bazzaz W. H. In-Depth Water Diversion Treatment by Coupling Preformed Particle Gel and Low Salinity Waterflooding in Fractured Carbonate Cores. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.
28. Du J., He Y., Liu P., Guo J., Zhao L. Experimental study of acidizing diversion effect on different permeability of heterogeneity sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and*

Production Technology. 2019. No 9(4). P. 2709-2716.

29. Trujillo R., Voskov D., Leeuwenburgh O. Simulation of in-depth water diversion using sodium silicate. *43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. 2018.

30. Zheng J., Wang Z., Ju Y., Tian Y., Jin Y., Chang W. Visualization of water channeling and displacement diversion by polymer gel treatment in 3D printed heterogeneous porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. No. 198. P. 108238.

31. Xie W. et al. Thermal characterization of organically modified montmorillonite. *Thermochimica Acta*. 2001. Vol. 367. P. 339-350.

32. Edwards G. et al. Thermal stability analysis of organo-silicates, using solid phase microextraction techniques. *Thermochimica Acta*. 2005. Vol. 429. No1. P. 13-18.

33. Makhoukhi B., Villemin D., Didi M. A. Preparation, characterization and thermal stability of bentonite modified with bis-imidazolium salts. *Materials Chemistry and Physics*. 2013. Vol. 138. No. 1. P. 199-203.

References

1. Zaitoun A. et al. Using microgels to shut off water in a gas storage well. *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. 2007.

2. Veliyev E. F., Aliyev A. A., Guliyev V. V., Naghiyeva N. V. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.

3. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 3. P. 126-134. DOI: 10.5510/OGP20200300453

4. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. No 1. P. 19-28.

5. Veliyev E. F. Review of Modern In-situ Fluid Diversion Technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. DOI: 10.5510/OGP20200200432

6. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2020. P. 2150038.

7. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*. 2020. P. 2050260.

8. Pritchett J. et al. Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. *SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers. 2003.

9. Patent 6579909 USA. Method for preparing microgels of controlled size / Chauveteau G. et al. 2003.

10. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. P. 107411.

11. Naghiyeva N. V. Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. P. 067-077.

12. Suleymanov B. A., Ismaylov F. S., Veliev E. F. O vliyaniy nanochastits metalla na prochnost polimernyih geley na osnove KMTs, primenyayemyh pri dobyiche nefti. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2014. No 1. P. 86-88. [in Russian]

13. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. 2016, October.

14. Tongwa P., Baojun, B. A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. No 5(2). P. 201-210.

15. Al-Adasani A., Bai B., Wu Y. S. Investigating low salinity waterflooding recovery mechanisms in carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2012, January.

16. Quadri S. M. R., Shoab M., AlSumaiti A. M., Alhassan S. M. Screening of polymers for EOR in high temperature, high salinity and carbonate reservoir conditions. *International Petroleum Technology Conference*. 2015, December.

17. Liu Y., Deng Q., Chen G., Liang S., Chen L. Evaluation and injection parameter optimization for polymer flooding with different kinds of profile control agents. *Journal of Chemistry*. 2013.

18. Xu B., Zhang H., Bian H. Delayed Crosslinking Amphiphilic Polymer Gel System with Adjustable Gelation Time Based on Competitive Inclusion Method. *Polymers*. 2019. No 11(2). P. 381.

19. Li J., Liu Y., Na Z., Zeng Z., Jiang H. Investigation on the adaptability of the polymer microspheres for fluid flow diversion in porous media. *Journal of dispersion science and technology*. 2014. No 35(1). P. 120-129.

20. Goodyear S. G., Jones P. I. R. Assessment of Foam for Deep Flow Diversion. *IOR 1995 – 8th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 1995, May. P. 107.
21. Alhashim H. W., Wang J., AlSofi A. M., Kaidar Z. F. Gelation Time Optimization of an Organically Crosslinked Polyacrylamide Gel System for In-depth Fluid Diversion Applications. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2018, March.
22. Wu X., Wu H., Bu Z., Bai L., Zhang S., Yu Z., Jiang Y. An Innovative EOR Method for Waterflooding Heterogeneous Oilfield-Graded Diversion-Flooding Technology and Verification by Field Comparison Tests. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2017, October.
23. Sorbie K. S., Skauge, A. Mobilization of by-passed oil by viscous crossflow in EOR processes. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2019, April. Vol. 2019. No. 1. P. 1-16.
24. Li J., Pei Y., Wang Y., Ma K., Jiang H., Wei F. Field Pilot of Gel Barriers Placement for In-depth Fluid Diversion of Horizontal Wells in Jidong Oilfield. *IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2017. No. 1. P. 1-11.
25. Li W., Zhao H., Pu H., Zhang Y., Wang L., Zhang L., Sun X. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs. *Energy Science & Engineering*. 2019. No. 7(1). P. 88-97.
26. Borisenko A., Parkhonyuk S., Danilevich E., Loginov A., Butula K., Fedorov A., Samoilov I. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique—New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2018, October.
27. Alhuraishawy A. K., Jaber A. K., Aljawad S. N., Bai B., Wei M., Baker H. A., AL-Bazzaz W. H. In-Depth Water Diversion Treatment by Coupling Preformed Particle Gel and Low Salinity Waterflooding in Fractured Carbonate Cores. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.
28. Du J., He Y., Liu P., Guo J., Zhao L. Experimental study of acidizing diversion effect on different permeability of heterogeneity sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. No 9(4). P. 2709-2716.
29. Trujillo R., Voskov D., Leeuwenburgh O. Simulation of in-depth water diversion using sodium silicate. *43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. 2018.
30. Zheng J., Wang Z., Ju Y., Tian Y., Jin Y., Chang W. Visualization of water channeling and displacement diversion by polymer gel treatment in 3D printed heterogeneous porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. No. 198. P. 108238.
31. Xie W. et al. Thermal characterization of organically modified montmorillonite. *Thermochimica Acta*. 2001. Vol. 367. P. 339-350.
32. Edwards G. et al. Thermal stability analysis of organo-silicates, using solid phase microextraction techniques. *Thermochimica Acta*. 2005. Vol. 429. No1. P. 13-18.
33. Makhoukhi B., Villemin D., Didi M. A. Preparation, characterization and thermal stability of bentonite modified with bis-imidazolium salts. *Materials Chemistry and Physics*. 2013. Vol. 138. No. 1. P. 199-203.