

## ВПЛИВ ВУГЛЕКИСЛОТНИХ СОЛЕЙ АМОНІЮ НА ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

*В.І. Дмитренко\*, І.Г. Зезекало*

*Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;  
36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24; тел. (0532) 56-16-04;  
e-mail: dmytr.v@gmail.com*

*У статті розглянуто можливість використання вуглекислих солей амонію для підвищення обсягів вилучення вуглеводнів. Проведено комплекс експериментальних досліджень із метою вивчення впливу вуглекислих солей амонію на фільтраційні властивості пласта. Встановлено, що вуглекислі солі амонію за відсутності вод хлоркальцієвого типу взаємодіють з карбонатними породами, підвищуючи проникність колекторів. Розчини вуглекислих солей амонію при взаємодії з пластовою водою хлоркальцієвого типу утворюють у поровому просторі хімічно осажену крейду, при цьому проникність карбонатних порід зменшується.*

*Промислові випробування вуглекислих солей амонію показали збільшення дебіту газу на 30-50 % на свердловинах № 23 Опішнянського, № 115 Машівського, № 3 Тимофіївського газоконденсатних родовищ. Ефект від обробки пласта вуглекислими солями амонію зумовлений очищенням привибійної зони пласта та збільшенням проникності колектору. На свердловинах № 56, 108 Яблунівського та № 58 Тимофіївського газоконденсатних родовищ спостерігалось збільшення конденсатного фактору на 22-35 %. Ефективність даної обробки пов'язана з одночасним очищенням привибійної зони від асфальто-смолистих забруднень та збільшенням проникності, а також з гідрофілізацією порового простору та збільшенням рухливості конденсату, що випав у результаті дії на нього діоксиду карбону, який виділився у результаті розкладання вуглекислих солей амонію. Таким чином, дослідно-промислові випробування на Опішнянському, Машівському, Тимофіївському, Яблунівському газоконденсатних родовищах Полтавської області підтвердили ефективність використання вуглекислих солей амонію для підвищення видобутку вуглеводнів.*

*Перспектива подальших досліджень спрямована на розробку технології збільшення видобутку рідких вуглеводнів шляхом використання вуглекислих солей амонію.*

*Ключові слова: інтенсифікація; вуглекислий газ; карбонат амонію; гідрокарбонат амонію; вуглекислі солі амонію; природний газ; пластова вода; нафтовіддача.*

*В статье рассмотрена возможность использования углекислотных солей аммония для повышения объемов извлечения углеводородов. Проведен комплекс экспериментальных исследований с целью изучения влияния углекислых солей аммония на фильтрационные свойства пласта. Установлено, что углекислотные соли аммония при отсутствии вод хлоркальциевого типа взаимодействуют с карбонатными породами, повышая проницаемость коллекторов. Растворы углекислых солей аммония при взаимодействии с пластовой водой хлоркальциевого типа образуют в поровом пространстве химически осажденный мел, при этом проницаемость карбонатных пород уменьшается.*

*Промышленные испытания углекислых солей аммония показали увеличение дебита газа на 30-50 % на скважинах № 23 Опешнянского, № 115 Машевского, № 3 Тимофеевского газоконденсатных месторождений. Эффект от обработки пласта углекислыми солями аммония обусловлен очищением призабойной зоны пласта и увеличением проницаемости коллектора. На скважинах № 56, 108 Яблуневского и № 58 Тимофеевского газоконденсатных месторождений наблюдалось увеличение конденсатного фактора на 22-35 %. Эффективность данной обработки связана с одновременным очищением призабойной зоны от асфальто-смолистых загрязнений и увеличением проницаемости, а также с гидрофилизацией порового пространства и увеличением подвижности выпавшего конденсата в результате влияния на него диоксида карбона, выделившегося в результате разложения углекислых солей аммония. Таким образом, опытно-промышленные испытания на Опешнянском, Машевском, Тимофеевском, Яблуневском газоконденсатных месторождениях Полтавской области подтвердили эффективность использования углекислотных солей аммония для повышения добычи углеводородов.*

*Перспектива дальнейших исследований направлена на разработку технологии увеличения добычи жидких углеводородов путем использования углекислых солей аммония.*

*Ключевые слова: интенсификация; углекислый газ; карбонат аммония; гидрокарбонат аммония; углекислые соли аммония; природный газ; пластовая вода; нефтеотдача.*

*The possibility of using ammonium carbonates to increase hydrocarbons extraction is considered. To study the effect of ammonium carbonate salts on the reservoir filtration properties a complex of experimental studies has been carried out. It has been established that carbon dioxide ammonium salts, in the absence of calcium chloride water, interact with carbonate rocks, increase the absolute permeability of reservoirs. The solutions of ammonium carbonate salts interact with calcium chloride type of formation water and form chemically precipitated chalk in the pores of the rock. Herewith the permeability of carbonate rocks decreases.*

*The industrial tests of ammonium carbonate salts have shown an increase in gas flow rate by 30-50% at wells № 23 of Opishnyanske, № 115 of Mashivske, № 3 of Tymofiyivske gas condensate fields. The effect of the ammonium carbonates treatment of the formation is stipulated by the purification of the bottom-hole formation zone and an increase of the absolute permeability of the reservoirs. The increase of the condensation factor by 22-35% has been observed in wells № 56, 108 of Yablunivske and № 58 of Tymofiyivske gas condensate fields. The efficiency of the treatment is related to the simultaneous purification of the bottom-hole zone from asphalt-resinous contaminants and to the absolute permeability increase, as well as to the pore space hydrophilization and the increase in the mobility of condensate that has fallen due to the influence of carbon dioxide which generates as a result of the decomposition of carbonic acid ammonium salts. Thus, pilot tests at Opishnyanske, Mashivske, Tymofiyivske, Yablunivske gas condensate fields of Poltava region confirmed the effectiveness of using ammonium carbonate salts to increase hydrocarbon production.*

*The prospect of further research is aimed at developing a technology for increasing the liquid hydrocarbons production by the use of ammonium carbonate salts.*

Keywords: intensification; carbon dioxide; ammonium carbonate; ammonium bicarbonate; ammonium carbonate salts; natural gas; formation water; oil recovery

**Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок з важливими науковими та практичними завданнями.** На сьогоднішній день більшість газових, газоконденсатних та нафтових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, знижується видобуток газу та рідких вуглеводнів.

Однією з актуальних проблем нафтогазовидобувної промисловості є підвищення ефективності експлуатації свердловин. У сучасних умовах вирішення цієї проблеми багато в чому визначається своєчасною розробкою, обґрунтуванням і адресним застосуванням нових технологій підвищення ефективності вилучення вуглеводнів.

Тому наразі безсумнівно актуальною проблемою при експлуатації нафтогазових родовищ є розроблення ефективних методів збільшення газо-, конденсато- та нафтовіддачі пластів для підвищення продуктивності свердловин.

#### **Аналіз останніх досліджень і публікацій.**

На першому етапі розробки нафтогазоконденсатних родовищ видобуток здійснюється за рахунок виснаження пластової енергії. Цей етап, названий первинним, дозволяє вилучати з підземного резервуару лише до 10-25 % вуглеводнів [1]. Різноманітні методи, розроблені в подальшому, були спрямовані насамперед на підтримання пластового тиску (методи вторинного видобутку) або на покращення умов для руху вуглеводнів у пористому середовищі породи (методи третинного видобутку). До останніх відносяться різноманітні підходи збільшення

віддачі рідких вуглеводнів виснажених та високообводнених родовищ.

Ці методи та їх варіації, за деякими оцінками [2], налічують до 250 найменувань і включають різні схеми формування надлишкового тиску, нагнітання робочих середовищ, теплову дію на пласт, хімічну обробку продуктивних колекторів тощо.

Одним з ефективних способів збільшення віддачі рідких вуглеводнів пластів є закачування у свердловину води і  $\text{CO}_2$  [3]. Що стосується перспектив використання методу нагнітання в пласт діоксиду карбону для збільшення нафто- та конденсатовіддачі з виснажених і високообводнених родовищ, зупинимось на впливі фактора розчинення діоксиду карбону у воді. По-перше, водний розчин  $\text{CO}_2$ , вступаючи в реакції і розчиняючи окремі складові породи, збільшує проникність пористого колектора. По-друге, в'язкість води зростає, що призводить до зниження її рухливості, а в сукупності зі збільшенням рухливості рідких вуглеводнів (через розчинення в них діоксиду карбону) це сприяє важливому для ефективності процесу вирівнюванню рухливості води і рідких вуглеводнів. І нарешті, зміни у властивостях води і рідких вуглеводнів зумовлюють зниження поверхневого натягу на межі поділу фаз «рідкі вуглеводні – вода» і збільшують змочуваність породи водою. Все це в комплексі сприяє більш ефективному змиванню вуглеводневої плівки з породи [4, 5].

За оцінками 2000 р. у світі на стадії реалізації знаходилося 84 проекти збільшення конденсато- та нафтовіддачі пластів методом на-

Таблиця 1 – Географія досліджуваних зразків кернів

№ зразка керна	Родовище, звідки взято зразки кернів	№ свердловини	Інтервал відбору, м
4802	Хухрянське	9	2931-2988
4805	Хухрянське	9	2931-2988
4809	Хухрянське	9	2931-2988
4814	Хухрянське	9	3046-3053
4837	Новогригорівське	100	3693-3697
4844	Новогригорівське	100	3693-3697
4838	Новогригорівське	100	3693-3697
4873	Матлахівське	36	3577-3584
5021	Решетняківське	65	2359-2367
5023	Решетняківське	65	2359-2367
5027	Решетняківське	65	2359-2367
4410	Великобубнівське	114	2921-2929
4414	Великобубнівське	114	2929-2936
4416	Великобубнівське	114	2929-2936
5114	Рибальське	206	4284-4294

гнітання діоксиду карбону. З них 72 (96%) здійснювалося на території США, що свідчить про її лідерство у цьому важливому науково-технологічному напрямку. Цікаво, що в роботі [6] друге місце відводиться Туреччині, проекти якої, за експертними оцінками, дозволяють розраховувати на значний комерційний успіх [7]. За оцінками 2014 р. у світі реалізується 136 проектів із закачування діоксиду карбону, які здійснюють 30 підприємств-операторів. З них 88 вважаються успішними, 18 відносять до перспективних проектів, решта 20 розпочаті нещодавно [8].

Відомо також використання карбонізованої води для підвищення конденсато- та нафтовіддачі пластів. Основною перевагою нагнітання карбонізованої води є відносно низькі витрати вуглекислого газу при закачуванні в пласт порівняно з іншими варіантами його використання [5, 8].

Однак, в обох випадках потрібні чиста зріджена вуглекислота, компресор, а також спеціальне обладнання для нагнітання зріджених газів та рідин, насичених газом, при високих тисках.

Виходячи з вищенаведеного, можна допустити, що високу ефективність може мати реагент, який містить 10-15 % хімічно зв'язаного CO<sub>2</sub>, який у пластових умовах вивільняється.

Таким реагентом є сіль карбонатної (вугільної) кислоти H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, а саме, гідрокарбонат і карбонат амонію (NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub> та (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> відповідно). Розчини цих солей легко розкладаються при температурах 40-90 °С. Тому в низці випадків доцільніше, з економічної точки зору,

використовувати реагенти, які містять 10-15 % хімічно зв'язаного діоксиду карбону CO<sub>2</sub>, котрий у пластових умовах вивільняється.

**Постановка цілей.** Цілі статті полягають у тому, щоб вивчити вплив вуглекислих солей амонію на фільтраційні властивості пласта.

#### Висвітлення основного матеріалу дослідження

Вплив розчинів вуглекислих солей амонію на фізико-літологічні параметри зразків кернів, а саме: проникність, пористість, розмір порових каналів досліджувались на установці УПК-1М, для чого під тиском заповнювали природний керн вуглекислими солями амонію концентрацією 200 г/л при температурах 20°C, 30°C, 40°C, 50°C, 60°C, 70°C протягом 3 год.

У якості моделей пласта, які досліджувались, використано керновий матеріал різних нафтогазових родовищ (Хухрянського, Решетняківського, Рибальського, Великобубнівського, Новогригорівського, Матлахівського), а саме, зразки-піщаники у кількості 15 шт. діаметром 30 мм, довжиною 30 мм, з проникністю 0,051-1,320 мкм<sup>2</sup> і відкритою пористістю, яка знаходилась в межах 9,5-22,7 %. У таблиці 1 наведено географію досліджуваних зразків.

Проникність визначалася на стаціонарній лабораторній установці з фіксованим боковим гідрообжимом в 3 МПа.

Вуглекислі солі амонію із зразків кернів видалялися в одному випадку дистильованою водою, в іншому – пластовою водою. Повнота промивання визначалася за наявністю у

Таблиця 2 – Зміна фізико-літологічних параметрів зразків кернів під час обробки їх розчином  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  ( $t=20^\circ\text{C}$ ) з подальшим видаленням  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  дистильованою водою

№ зразка керна	Початкові параметри			Кінцеві параметри			Карбонатність, %	
	Проникність, $10^{-15} \text{ м}^2$	Пористість, %	Розмір пор, мкм	Проникність, $10^{-15} \text{ м}^2$	Пористість, %	Розмір пор, мкм	До	Після
4802	940	20,8	19,0	1030	22,9	17,3	1	0,5
4805	1050	22,1	20,9	1326	22,6	18,4	3,3	1,6
4809	620	21,1	17,3	867	17,9	15,8	2,8	1,4
4814	42	14,2	5,4	57	11,8	5,0	3,1	1,6
4837	166	20,8	24,9	172	20,6	23,1	14	11
4844	46	9,9	6,9	64	9,6	5,9	9	7
5021	1292	22,7	20,4	1341	23,0	20,6	0,9	0,4

Таблиця 3 – Зміна фізико-літологічних параметрів зразків кернів під час обробки їх розчином  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  ( $t=20^\circ\text{C}$ ) з подальшим видаленням  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  пластовою водою

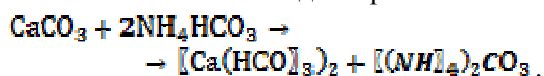
№ зразка керна	Початкові параметри			Кінцеві параметри		
	Проникність, $10^{-15} \text{ м}^2$	Пористість, %	Розмір пор, мкм	Проникність, $10^{-15} \text{ м}^2$	Пористість, %	Розмір пор, мкм
4873	172	17,9	8,4	166	14,8	8,3
5027	337	21,7	10,6	310	21,3	10,2
4410	70	16,8	5,5	56	16,5	4,9
4416	245	22,4	8,9	192	17,6	8,9
4838	1038	21,8	18,6	890	18,5	18,6
5023	366	18,8	11,7	345	18,1	10,8
5114	51	10,4	6,0	40	10,2	5,3
5119	63	9,5	6,9	45	9,0	6,0
4414	290	22,6	9,7	246	22,2	8,9

фільтраті йонів амонію та карбонат-йонів титриметричним методом.

У таблиці 2, 3 наведено результати порівняльних досліджень параметрів зразків-кернів після обробки вказаними рідинами.

Аналіз даних свідчить, що зразки, з яких вуглекислі солі амонію видалялись дистильованою водою, збільшили значення проникності в середньому на 18 % відносно початкових значень. Теоретичний розмір порових каналів також збільшився у всіх досліджуваних зразках кернів.

Крім того, спостерігається вплив розчину  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  на карбонатність зразків: майже у всіх кернів вона зменшилася на 47-52 % від початкових значень (таблиця 2). За результатами проведених експериментів можна стверджувати, що відбувається розчинення карбонатних цементів солями амонію згідно з рівнянням:



При цьому нерозчинний  $\text{CaCO}_3$  переходить у розчинний  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ .

У лабораторних умовах проведено ряд експериментів з розчинення сухої крейди 20%-ним розчином гідрокарбонату амонію. Отримані результати показали, що при нормальних умовах розчинність  $\text{CaCO}_3$  в  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$ , досягає 0,85-1,12 г/л, а при температурі  $60^\circ\text{C}$  – 1,6-1,74 г/л. Це свідчить про розчинність карбонатних цементів, які містять в зразках кернів розчин гідрокарбонату амонію.

Виходячи з термохімічних умов проходження вказаного процесу, розчинність карбонатних цементів зростатиме із збільшенням тиску, що є позитивною характеристикою дії розчину  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  на карбонатні породи в пластових умовах.

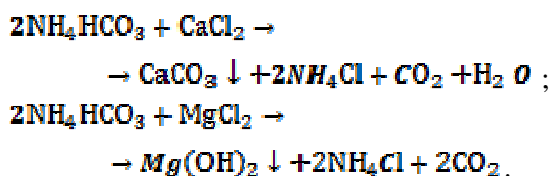
Друга частина зразків-кернів, наведених в таблиці 3, з яких вуглекислі солі амонію видалялись пластовою водою, зменшила значення проникності на 14-28 %, розмір порових каналів також зменшився.

Причиною вказаного впливу розчину гідрокарбонату амонію на проникність зразків-кернів, очевидно, є хімічна реакція між високомінералізованою водою і гідрокарбонатом

Таблиця 4 – Вплив інтенсифікації на продуктивність свердловин

Час	Q <sub>г</sub> , тис. м <sup>3</sup> /доба	Конденсатний фактор КФ, кг/тис. м <sup>3</sup>	Q <sub>к</sub> до обробки та розрахунок без урахування КФ, т/доба
До обробки	14,7	69,1	1,01
Після обробки	95,14	69,1	6,6
1 місяць	90,6	69,1	6,2
2 місяці	50,6	69,1	3,5
3 місяці	15,0	69,1	1,03

амонію з утворенням та осадженням твердої фази. Лабораторні дослідження, проведені при змішуванні пластових вод із газоконденсатних свердловин з 20%-ним розчином гідрокарбонату амонію, показали, що при вмісті в пластових водах Ca<sup>2+</sup> та Fe<sup>3+</sup> більше 0,5 мг-йон/л, а також Mg<sup>2+</sup> – 1,5 мг-йон/л та більше, використання вуглекислих солей амонію є неефективним через утворення нерозчинних у воді карбонатів за схемою:



На підприємствах ГПУ «Полтавагазвидобування» проведено впровадження вуглекислих солей амонію для обробки привибійної зони пласта. Дослідження свердловин після обробки проводилися на діючих спеціальних дослідних лініях методом постійних відборів на 5-6 режимах прямого та 2-3 режимах зворотного ходу.

На початку випробувань свердловини промиваються 3-5 % розчином аміаку або гідрокарбонатом амонію, які подаються в насосно-компресорні труби або в затрубний простір. Після цього проводиться закачування основних реагентів інтенсифікації: вуглекислих солей амонію.

Спосіб закачування обирався залежно від проникності колектора. Робочий реагент продавлювали в пласт, витримували його там 16-24 год, потім свердловину освоювали на амбар та приєднували до промивної установки комплексної переробки газу. Після освоєння та стабілізації дебіту знімали робочі параметри свердловини.

Результати впровадження показали, що після обробки продуктивних колекторів у свердловинах № 23 Опішнянського та № 115 Машівського газоконденсатних родовищ (ГКР) отримано приріст дебіту газу відповідно з 10 до 33,8 тис. м<sup>3</sup>/добу та з 15 до 30,4 тис. м<sup>3</sup>/добу, а на свердловині № 3 Тимофіївського газоконде-

нсатного родовища приріст видобутку газу склав 80 тис. м<sup>3</sup>/добу (табл. 4).

Таким чином, ефект від обробки привибійної зони пласта вуглекислими солями амонію зумовлений очищенням привибійної зони пласта та збільшенням проникності колектору.

Ще одним ефектом інтенсифікації свердловин реагентом NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub> є значний приріст конденсатного фактора при деякому зменшенні дебіту газу. Так, на свердловині № 56 Яблунівського газоконденсатного родовища конденсатний фактор зріс з 54,8 до 80,9 кг/тис. м<sup>3</sup>. При цьому продуктивність за газом після інтенсифікації зменшилася з 180 до 130-140 кг/тис. м<sup>3</sup>. На другому місяці експлуатації свердловини після обробки пласта відмічено зростання дебіту газу на 55 тис. м<sup>3</sup>/добу відносно початкових значень. Результати обробки цієї свердловини свідчать, що запропонований реагент збільшує, очевидно, рухливість конденсату. Відбулася гідрофілізація пласта з витісненням рідких вуглеводнів з порових каналів, про що свідчить про різке збільшення дебіту конденсату. Після очищення колектору збільшився видобуток газу.

Найбільш ефективною є обробка свердловини № 58 Тимофіївського та № 108 Яблунівського газоконденсатних родовищ. Дані, наведені в табл. 5, вказують, що в обох свердловинах після обробки зросли дебіт газу та конденсатний фактор. Дебіт газу, поступово зменшуючись, наблизився до початкових значень, у той час, як конденсатний фактор залишається підвищеним.

Ефективність даної обробки пов'язана, очевидно, з одночасним очищенням привибійної зони від асфальто-смолистих забруднень та збільшення проникності, а також з гідрофілізацією порового простору та збільшенням рухливості конденсату, що випав у результаті дії на нього діоксиду карбону, який виділюється у результаті розкладання вуглекислих солей амонію.

Таблиця 5 – Вплив інтенсифікації на продуктивність свердловин

Час	$Q_r$ , тис. м <sup>3</sup> /добу	Конденсатний фактор КФ, кг/тис. м <sup>3</sup>	$Q_k$ до обробки та розрахунок без урахування КФ, т/добу	$Q_k$ після обробки т/добу	$Q_k$ т/добу
Тимофіївське ГКР, свердловина № 58					
До обробки	80,0	101	8,1	–	–
Після обробки	122,8	117	12,4	14,4	2,0
1 місяць	120,0	128	12,1	15,4	3,3
2 місяця	110,0	120	11,1	13,2	2,1
3 місяця	100,0	119	10,1	11,9	1,8
4 місяця	100,0	108	10,1	10,8	0,7
5 місяця	90,0	108	9,0	9,7	0,7
Яблунівське ГКР, свердловина № 108					
До обробки	290	55	15,8	–	–
Після обробки	200	71	10,9	14,2	3,3
1 місяць	322	80	17,6	25,8	8,2
2 місяця	316	74	17,3	23,5	6,2
3 місяця	314	70	17,1	22,3	5,2
4-6 місяців	310	68	16,8	20,9	4,7
7-9 місяців	307	60	16,0	18,6	2,6
10 місяців	290	55	15,9	–	–

**Висновки з даного дослідження і перспективи подальших розвідок у даному напрямі.** Виходячи з вищенаведеного, встановлено, що вуглекислі солі амонію, за відсутності вод хлоркальцієвого типу, взаємодіють з карбонатними породами, підвищують проникність колекторів за рахунок переходу нерозчинного  $\text{CaCO}_3$  у розчинний  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ . При цьому на 47-52 % зменшується карбонатність порід та в середньому на 18 % відносно початкових значень, збільшується проникність. Розчини вуглекислих солей амонію при взаємодії з пластовою водою хлоркальцієвого типу утворюють у поровому просторі хімічно осаджену крейду, при цьому проникність карбонатних порід зменшується на 14-28 %.

Дослідно-промислові випробування на Опішнянському, Машівському Тимофіївському, Яблунівському газоконденсатних родовищах Полтавської області підтвердили ефективність використання вуглекислих солей амонію для підвищення видобутку вуглеводнів.

Промислові випробування вуглекислих солей амонію показали збільшення дебіту газу на 30-50 % на свердловинах № 23 Опішнянського, № 115 Машівського, № 3 Тимофіївського ГКР, збільшення конденсатного фактору на 22-35 % на свердловинах № 56 Яблунівського, № 58 Тимофіївського та № 108 Яблунівського ГКР.

Перспектива подальших досліджень спрямована на розробку технології збільшення видобутку рідких вуглеводнів шляхом використання вуглекислих солей амонію.

### Література

1. Фриберг С.Е. Микроэмульсии. Структура и динамика / С.Е. Фриберг, П. Боторель. – М.: Мир, 1990. – 320 с.
2. Муслимов Р.Х. Уметь добывать нефть – значит разрабатывать месторождение с умом / Р.Х. Муслимов // Республика Татарстан. – 2004. – № 195. – С. 4.
3. Greg Johnson Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт  $\text{CO}_2$  / Greg Johnson // Арматуростроение. – 2015. – № 1 (94). – С. 48-52.
4. Балинт В. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт, А. Бан, Ш. Долешал. – М.: Недра, 1977. – 240 с.
5. Зезекало И. Г. Химико-технологические проблемы повышения надежности добычи углеводородов путем применения аммиака и его производных : дис... доктора тех. наук : 05.15.06 / Иван Гаврилович Зезекало. – К., 1996. – 353 с.
6. Heddle G. The economics of  $\text{CO}_2$  storage / Heddle G., Herzog H., Klett M. // Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.

7. Гумеров Ф.М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов / Ф.М. Гумеров // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей: в 2 ч. / Под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 93–109.

8. Трухина О.С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О.С. Трухина, И.А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209.

#### REFERENCES

1. Friberg S.E. Mikroemulsii. Struktura i dinamika / S.E. Friberg, P. Botorel. – М.: Mir, 1990. – 320 p.

2. Muslimov R.H. Umet dobyvat neft – znachit razrabatyvat mestorozhdenie s umom / R.H. Muslimov // Respublika Tatarstan. – 2004. – № 195. – p. 4.

3. Greg Johnson Uvelichenie nefteotdachi posredstvom zakachki v plast CO<sub>2</sub> / Greg Johnson // Armaturostroenie. – 2015. – № 1 (94). – pp. 48-52.

4. Balint V. Primenenie uglekislogo gaza v dobyche nefti / V. Balint, A. Ban, Sh. Doleshal. – М.: Nedra, 1977. – 240 p.

5. Zezekalo I. G. Himiko-tehnologicheskie problemy povysheniya nadezhnosti dobychi uglevodorodov putem primeneniya ammiaka i ego proizvodnyh : dis... doktora teh. nauk : 05.15.06 / Ivan Gavrilovich Zezekalo. – К., 1996. – 353 p.

6. Heddle G. The economics of CO<sub>2</sub> storage / Heddle G., Herzog H., Klett M. // Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.

7. Gumerov F.M. Perspektivy primeneniya dioksida ugleroda dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov / F.M. Gumerov // Aktualnye voprosy issledovaniy plastovyh sistem mestorozhdenij uglevodorodov: sb. nauch. statej: v 2 ch. / Pod red. B.A. Grigoreva. – М.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – Ч. 2. – pp. 93–109.

8. Truhina O.S. Opyt primeneniya uglekislogo gaza dlya povysheniya nefteotdachi plastov / O.S. Truhina, I.A. Sincov // Uspehi sovremennogo estestvoznaniya. – 2016. – No 3. – pp. 205-209.