

УДК 622.279.72

Кондрат О. Р., д-р техн. наук, доцент
(Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу)

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Кондрат А. Р., д-р техн. наук, доцент
(Івано-Франковський національний
технічний університет нафти і газу)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОРАЗРАБОТКИ ИСТОЩЕННЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Kondrat O. R., Ph.D (Tech), Associate Professor
(Ivano-Frankivsk National
Technical University of Oil and Gas)

ENHANCEMENT OF EFFICIENCY FOR FURTHER DEVELOPMENT OF A DEPLETED GAS CONDENSATE FIELDS

Анотація. Охарактеризовано особливості розробки газоконденсатних родовищ при конденсації з газу вуглеводневого конденсату та основні напрямки підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. Обґрунтовано необхідність розроблення технології підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ, яка ґрунтується на застосуванні нових композицій розчинів ПАР і хімічних реагентів для витіснення з виснажених газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів. За результатами проведених лабораторних досліджень на насипних моделях пласта розроблена технологія підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ, яка ґрунтується на застосуванні запропонованих композицій розчинів ПАР і хімічних реагентів для витіснення з виснажених газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів.

Ключові слова: вуглеводневий конденсат, коефіцієнт вуглеводневилучення, залишковий газ.

Більшу частину видобутку газу в країні забезпечують газоконденсатні родовища. Разом з газом з них видобувають вуглеводневий конденсат. З ростом глибин буріння частка газоконденсатних родовищ в загальній кількості родовищ збільшуватиметься і вони відіграватимуть все більшу роль у видобутку вуглеводневої сировини.

Особливість розробки газоконденсатних родовищ пов'язана з наявністю в газі вуглеводневого конденсату (фракції C_5H_{12} + вищі), вміст якого може досягти $2500\text{см}^3/\text{м}^3$ і більше. При розробці газоконденсатних родовищ на виснаження у межах зміни пластового тиску від початку конденсації до максимальної конденсації вуглеводневої суміші більша частина конденсату випадає з газу.

Конденсація з газу важких вуглеводнів негативно впливає на технологічний процес розробки та експлуатації газоконденсатних родовищ [1-5]. Досягаються дуже низькі коефіцієнти конденсатовилучення – близько (13-40)%, які порівнянні з коефіцієнтами нафтовилучення при розробці нафтових родовищ на режимі розчиненого газу. В ряді випадків також зменшується коефіцієнт газовилучення, що пов'язано з припиненням фільтрації газу в низькопроникних пластах при випаданні з газу конденсату і припиненням природного фонтанування свердловин внаслідок накопичення конденсату на вибоях і у привибійній зоні. Погіршуються умови роботи системи збору газу внаслідок накопичення конденсату у викидних лініях свердловин. Через виснаження дросель-ефекту і порушення початкового вуглеводневого стану газоконденсатної суміші зменшується ступінь вилучення конденсату на промислових установках.

Для отримання високих значень коефіцієнтів газоконденсатовилучення і підвищення техніко-економічних показників видобування вуглеводнів газоконденсатні родовища, аналогічно як і нафтові родовища, потрібно розробляти з підтриманням пластового тиску. Підтримання пластового тиску в газоконденсатних родовищах може здійснюватись зворотним нагнітанням відсепарованого (сухого газу), використанням сухого газу нафтових родовищ, неуглеводневих газів (азоту, вуглекислого газу, повітря, димових і вихлопних газів), штучного вуглеводневого газу, який отримують шляхом конверсії вуглеводнів водяною парою, суміші вуглеводневого і неуглеводневого газів, нагнітанням води і газоводяних сумішей [1-7].

В промисловій практиці в основному застосовується повний чи частковий сайклінг-процес з нагнітанням в пласт всього чи частини відсепарованого сухого газу.

Всі газоконденсатні родовища ВАТ “Укрнафта” і переважна більшість газоконденсатних родовищ ДК “Укргазвидобування”, за виключенням Новотроїцького, Тимофіївського і Котелівського, розробляються на виснаження, що призводить до випадання з газу більшої частини вуглеводневого конденсату в межах зміни тиску від початку конденсації до максимальної конденсації вуглеводневої суміші. При початковому вмісті важких вуглеводнів в газі до (300-600) $\text{см}^3/\text{м}^3$, який характерний для більшості газоконденсатних родовищ, насиченість пор пласта сконденсованими вуглеводнями не перевищує (10-15)% і нижча критичного (рівноважного) значення, при якому конденсат стає рухомим [4]. Рух конденсату проходить тільки в незначній за розмірами привибійній зоні пласта, в якій насиченість пор пласта конденсатом вища середнього по пласту значення за рахунок додаткової конденсації важких вуглеводнів в області депресійних воронок свердловин [6,7]. За результатами теоретичних досліджень залежно від початкового вмісту конденсату в газі, характеру ізотерми диференціальної конденсації і величини зниження тиску у пласті по відношенню до тиску початку конденсації вуглеводневої суміші радіус зони рухомого конденсату змінюється від декількох метрів до (10-20) м і дещо більше [8].

В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні залучення в розробку залишкових запасів конденсату, що випав з газу у пласті, має держав-

не значення. Запропоновано ряд методів видобутку сконденсованих вуглеводнів, огляд яких наведено в роботах [1, 4, 9].

Можливими напрямками видобутку конденсату, що випав з газу у пласті, є переведення його в газову фазу з наступним видобутком разом з газом, витіснення з пористого середовища різними робочими агентами та їх поєднання [2, 4, 9].

Одним з варіантів ефективної реалізації методів цієї групи є створення на базі виснажених газоконденсатних покладів підземних сховищ газу. У циклі нагнітання газу у сховище частина конденсату, що випав з газу, випаровується у газову фазу і потім добувається разом з газом у циклі відбору його із сховища. Незважаючи на відносно низькі темпи вилучення сконденсованих вуглеводнів, можна видобути з пласта практично весь конденсат, так як сухий газ нагнітається щорічно на протязі всього періоду існування газосховища.

Іншим напрямком переведення конденсату в газову фазу є застосування незрівноваженого сухого газу низького тиску [10,11]. Згідно з результатами виконаних у ВНДІгазі досліджень, тривале нагнітання через пласт низьконапірного сухого газу сприяє випаровуванню у газову фазу сконденсованих вуглеводнів. Наведений метод видобутку конденсату, що випав з газу, успішно реалізується з кінця 1993 р. на Вуктильському газоконденсатному родовищі. На дослідній ділянці в районі УКПГ-8, яка включає 10 видобувних і 4 нагнітальні свердловини, в пласт нагнітається у безкомпресорному варіанті сухий тюменський газ.

Крім природних вуглеводневих і неуглеводневих газів можна закачувати у пласт штучні вуглеводневі гази, які отримують в результаті парової обробки торфу, вугілля, нафти, конденсату, а також побічні газоподібні продукти одержання метанолу з природного газу шляхом неповного окислення природного газу повітрям [12].

Для витіснення конденсату з пористого середовища запропоновано використовувати воду, водні розчини поверхнево-активних речовин і полімерів, газоводяні суміші, а також облямівки міцелярного розчину, діоксиду вуглецю, різних вуглеводневих розчинників, наприклад, зкраплених газів, широкої фракції легких вуглеводнів, які переміщують по пласту наступним нагнітанням газу чи води [2, 4, 13, 14].

Вимивання з пористого середовища конденсату, що випав з газу, пластовою водою вперше встановлено у 1962 р. при аналізі даних експлуатації свердловин №№ 26 і 27 Ленінградського газоконденсатного родовища [15]. Результати наступних теоретичних, лабораторних і промислових досліджень підтвердили вимивання конденсату водою з утворенням попереду фронту води облямівки конденсату і збільшенням конденсатного фактору при підході облямівки конденсату до свердловин [4, 16-18]. Згідно з цими дослідженнями конденсат, який витісняється водою, характеризується підвищеними значеннями молекулярної маси, густини, в'язкості, коефіцієнта рефракції, кислотності, температур застигання, кінця кипіння і википання 50% і 90% конденсату.

В ІФНТУНГ виконано значний комплекс лабораторних досліджень на насипних моделях пласта по витісненню конденсата водою, водними розчинами по-

верхнево-активних речовин (ПАР), газоводяними сумішами, піною (поперемінним нагнітанням водного розчину ПАР і газу) і облямілками вуглеводневого розчинника з наступним нагнітанням води [4]. Результати цих досліджень показують, що конденсат починає витіснятися водою з пористого середовища тільки з певного (критичного) значення конденсатонасиченості. Для досліджених пористих середовищ вона змінюється від 2,5 до 6%. Залежно від фізико-літологічних характеристик пористого середовища, початкової конденсатонасиченості, типу і тривалості (об'єму) нагнітання витісняючого агента коефіцієнт конденсатовилучення в окремих дослідах досягав (50-80)%.

Результати лабораторних експериментів з витіснення конденсату водою з моделей пористих середовищ, проведених в ІФНТУНГ, використані при складанні проекту дорозробки Гадяцького газоконденсатного родовища (горизонт В-16) з використанням внутрішньоконтурного (осередкового) заводнення [4, 19] і при проектуванні вторинного видобутку конденсату з частково виснаженого газоконденсатного покладу горизонту В-19б Анастасіївського родовища [20, 21].

Мета роботи.

Розроблення технології підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ, яка ґрунтується на застосуванні нових композицій розчинів ПАР і хімічних реагентів для витіснення з виснажених газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів.

Постановка проблеми.

Сучасний стан сировинної бази нафтогазової галузі України характеризується погіршенням структури та якості запасів. Значна кількість родовищ, в т.ч. з найбільшими початковими запасами, увійшла в період спадного видобутку вуглеводнів. Частина родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки, а окремі з них – на межі рентабельного видобутку вуглеводнів. Нові родовища, які відкриті в останні роки, характеризуються порівняно незначними запасами вуглеводнів, складною будовою, великими глибинами залягання і не можуть істотно вплинути на рівень видобутку газу і нафти в Україні. Освоєння нетрадиційних родовищ природних газів у сланцевих породах і ущільнених пісковиках, які відкриті в західному і східному нафтогазоносних районах вимагатиме значних фінансових вкладень і тривалого часу. Тому в найближчі роки основний видобуток газу і нафти в Україні здійснюватиметься з уже відкритих родовищ, які перебувають на різних стадіях розробки, в т.ч. на завершальній стадії. Залучення в розробку сконденсованих вуглеводнів виснажених газоконденсатних родовищ дасть можливість підвищити рівень видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

Результати попередніх досліджень, проведених в ІФНТУНГ, свідчать про можливість вилучення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів нагнітанням рідких і газоподібних витісняючих агентів [4, 22-25]. Проте через значні затрати і технологічні труднощі масштаби впровадження методів вилучення конденсату, що випав з газу у пласті, є недостатніми. Тільки на окремих ділянках Вуктильського газоконденсатного родовища використовується метод

вилучення сконденсованих вуглеводнів нагнітанням в пласт нерівноважного сухого газу низького тиску, а на окремих родовищах в незначних об'ємах використовуються методи підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин шляхом очищення привибійної зони від сконденсованих вуглеводнів нагнітанням газу, збагаченого широкою фракцією легких вуглеводнів (ШФЛВ), вуглеводневих розчинників (ШФЛВ) і водних розчинів ПАР. Це і зумовлює необхідність проведення подальших досліджень з метою вдосконалення відомих і розробки нових методів підвищення конденсатовилучення з частково виснажених газоконденсатних родовищ. Недостатньо вивчено застосування неуглеводневих газів низького тиску для видобутку конденсату, що випав з газу у пласті. У зв'язку з розробкою і початком випуску нових вітчизняних ПАР доцільно провести дослідження з використання композицій різних ПАР, в т.ч. нафтових сульфонатів для витіснення конденсату з пласта. Не вивчалось витіснення конденсату вуглеводневими розчинниками з додатками ПАР [4, 22-25].

Лабораторні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з моделей пласта розчинами різних ПАР і хімічних реагентів.

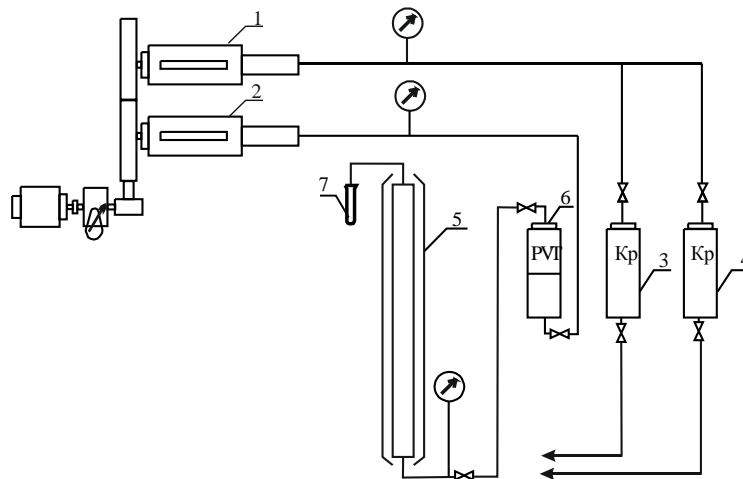
Для перевірки ефективності наведених витіснювальних агентів в ІФНТУНГ виконано дослідження на насипних моделях пласта: моделі-1 довжиною 37,4 см та моделі-2 довжиною 127,0 см. Моделі пласта являють собою металічну трубку діаметром 1,5 см, яка заповнюється дезінтегрованою породою певного гранулометричного складу для забезпечення заданої проникності пористого середовища.

Підготовка моделі до роботи включає відбір породи, її дезінтеграцію та розділення на фракції, приготування суміші фракцій заданого складу, завантаження моделі підготовленою сумішшю та її ущільнення. В дослідах використовували породу з кар'єра в селі Пасічна Надвірнянського району, де на поверхню землі виходять відклади глибинних порід-колекторів. Дезінтегрована порода ділилась на такі фракції: до 0,00005; 0,00005 – 0,00016; 0,00016 – 0,000315; 0,000315 – 0,00063; 0,00063 – 0,001; 0,001 – 0,002 м. Практика приготування проби показала, що найбільш компакту упаковку зерен дає суміш із перших п'яти фракцій у масовому співвідношенні відповідно 9:18,2:18,2:36,4:18,2 %. Щоб зерна породи не висипались з трубки і тим самим не забивали штуцери, на кінцях трубки встановлювали відповідні фільтри. До штуцерів, якими обладнані обидва кінці моделі пласта, кріпили комунікації з вентилями. Засипання та ущільнення породи у трубі здійснювали вібрацією при її вертикальному положенні. Інше положення труби призводить до виникнення так званих "пристінних ефектів". У вертикальному положенні моделі здійснювали опресовку моделі повітрям до тиску 0,05 – 0,1 МПа. Після цього визначали абсолютну проникність моделі за повітрям, яка в різних експериментах становила $63 \cdot 10^{-3} - 180 \cdot 10^{-3}$ мкм². Підготовлену модель пласта вакуумували і насичували пластовою водою зі сторони нижнього кінця моделі. При цьому ємність з водою знаходилась дещо вище верхнього кінця моделі. Вакуумування моделі здійснювали через пастку для води. За об'ємом води в ємності перед насиченням та її залишками в ємності і пастці з врахуванням "мертвих" об'ємів моделі визначали об'єм водо-

насичених пор. Після цього модель опресовували до тиску 40 МПа і виміряли її проникність по газу.

Для створення початкової водонасиченості витісняли воду трансформаторною оливою шляхом подавання її до нижнього кінця моделі. Процес триває до повного припинення винесення води із моделі. Відтак оливу витісняли гасом. Всі наведені операції здійснювали при вертикальному положенні моделі пласта. Після їх завершення модель переносили у нагрівальний елемент, яким служила труба з більшим діаметром. Труба обладнана гнучким електронагрівачем, включенням якого здійснюється нагрівання моделі до заданої температури. На цьому етапі підготовки моделі для проведення експериментальних досліджень закінчується. Для створення залишкової конденсатонасиченості використовували мінералізовану воду і конденсат із еоценового покладу Битків-Бабчинського нафтогазоконденсатного родовища.

Лабораторні досліди проводили за допомогою установки УДПК, принципову схему якої зображено на рисунку 1. В підготовлену для дослідів модель пласта 5 запомповування флюїдів здійснювали за допомогою пресів 1, 2 установки УДПК, які відповідними комунікаціями з'єднані з контейнерами 3, 4, 6. Робочі об'єми контейнерів заповнювали відповідними для кожної стадії дослідів флюїдами. Контейнери обладнані розділювачами (поршневими або еластичними), які запобігають змішуванню робочих рідин пресів з агентами, які запомповують в модель пласта. Термостатування моделі здійснювали системою електричного нагрівання з електронним блоком живлення і контролем температури за допомогою термопар та потенціометра. Тиски в досліді фіксували за допомогою манометрів з класом точності 0,4.



1, 2 – преси установки; 3, 4 – контейнери; 5 – модель пласта; 6 – бомба PVT;
7 – мірна бюретка

Рисунок 1 – Схема експериментальної установки

Як агенти для витіснення сконденсованих вуглеводнів використовували мінералізовану воду, розчини поверхнево-активних речовин та полімерів. Витрата цих агентів у ході дослідів становила близько $0,17 \cdot 10^{-9}$ м³/с. Експериментальні дослідження проводили згідно з ОСТ 39-195-86 за класичним планом, при тиску 2 МПа та температурі 70 °С.

Результати досліджень. Результати лабораторних досліджень витіснення сконденсованих вуглеводнів з насипних моделей пласта різної довжини і проникності наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 - Результати лабораторних досліджень витіснення сконденсованих вуглеводнів з насипних моделей пласта різної проникності

№ п/п	Абсолютна проникність, 10^{-3} мкм ²	V _{пор.} , см ³	V _{конд.поч} , см ³	$\alpha_{\text{конд.поч}}$	V _{конд.зал} , см ³	$\alpha_{\text{конд.зал}}$	Реагент заповнення	V _{запомп.} , пор.об'єм	Агент витіснення	Коефіцієнт конденсатотовилучення, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
модель 1: L=37,4 см, d=1,5 см										
1	75,0	23,1	10,6	0,458	4,6	0,2	вода	2	вода	4,3
2	119,0	19,5 2	6,9	0,353	5,2	0,27	вода	2	вода	4,0
3	85,2	18,9 4	7,3	0,385	6,3	0,33 3	вода	2	вода	4,0
4	73,7	16,0 8	9,5	0,59	4,1	0,25 5	вода	2	вода	4,3
5	125	18,7	7,9	0,42	5,6	0,3	вода	2	вода	4,0
6	119,0	19,8 7	8,8	0,44	5,4	0,27	0,05% стінол НГ	0,2	вода	7,4
7	71,8	18,4 8	9,6	0,519	3,7	0,2	5% стінол НГ	0,2	вода	7,6
8	95,4	20,4	9,5	0,466	5,1	0,25 9	5% стінол НГ	0,2	вода	7,8
9	109,4	20,3	6,8	0,334	5,0	0,25	1% савенол SWP	0,2	вода	44,0
10	143,5	22,1	7,2	0,33	5,4	0,24	1% савенол SWP	0,2	вода	46,0
11	151,0	21,0	9,1	0,43	6,2	0,29 5	1% карпатол УМ-2	0,2	вода	35,0
12	147,0	20,5	7,7	0,38	6,1	0,29 7	1% карпатол УМ-2	0,2	вода	20,0
13	163,5	22,2	9,1	0,41	6,7	0,3	1% стінол НГ	0,2	вода	23,0
14	135,5	19,4	8,8	0,453	5,8	0,3	1% стінол НГ	0,2	вода	24,0
15	93,0	22,2	8,5	0,38	5,1	0,23	2% стінол НГ	0,2	вода	26,0

Продовження табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	92,0	19,1	10,8	0,56	6,7	0,35	2% стінол НГ	0,2	вода	28,0
17	147,0	21,2	7,2	0,34	5,0	0,235	0,05% савенол SWP+0,05% карпатол УМ-2	0,2	вода	48,0
18	138	20,98	8,4	0,4	6,2	0,295	0,05% савенол SWP +0,05% карпатол УМ-2	0,2	вода	49,0
19	118,5	21,5	10,6	0,49	7,0	0,325	0,025% савенол SWP+ 0,025 карпатол УМ-2	0,2	вода	24,0
модель 2: L=127,0 см, d=1,5 см										
20	63,6	64,69	35	0,541	18,9	0,292	Вода	2	вода	22,0
21	101,0	59,61	28,2	0,47	11,2	0,189	Вода	2	вода	19,0
22	79,7	57,76	25,9	0,448	13,1	0,227	1% стінол НГ	0,2	вода	26,0
23	88,0	60,1	29,8	0,496	17,1	0,284	0,1% стінол НГ	0,2	вода	24,0
24	83,1	61,0	29,5	0,48	15,9	0,260	0,05% стінол НГ	0,2	вода	22,0
25	124	61,5	20,9	0,34	6,4	0,1	0,5% карпатол УМ-2	0,2	вода	28,0
26	160	63,8	36,6	0,57	20,2	0,31	0,5% карпатол УМ-2	0,2	вода	36,0
27	144	61,9	32,9	0,531	19,8	0,319	0,05% савенол SWP+ 0,05% карпатол УМ-2	0,2	вода	51,0
28	132	60,4	28,9	0,48	20,8	0,34	0,05% савенол SWP+ 0,05% карпатол УМ-2	0,2	вода	54,4
29	180	61,5	22,5	0,366	18,5	0,3	0,05% савенол SWP+ 0,05% карпатол УМ-2	0,2	вода	49,0
30	106	55,4	18,3	0,33	16,7	0,301	0,05% савенол SWP+ 0,05% карпатол УМ-2	0,2	вода	48,4
31	112,5	59,7	31,3	0,52	20,1	0,34	0,03% полімер AN-125+ 0,05% карпатол УМ-2+ 0,05% савенол SWP	0,2	вода	32,0

Продовження табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
32	122	69,5	37,9	0,54	23,2	0,33	0,03% полімер AN-125+ 0,05% карпатол УМ-2+ 0,05% савенол SWP	0,2	азот	37,0
33	110	57,7	31,6	0,54	20,3	0,35	0,05% савенол SWP+ 0,05% карма- тол УМ-2	0,2	азот	64,0

Результати дослідів на коротких моделях пласта свідчать про низькі конденсатовитіснювальні властивості води. Для різних значень проникності і початкової конденсатонасиченості моделі пористого середовища коефіцієнт витіснення конденсату водою змінюється в межах 4,0-4,3%. Найвищі значення коефіцієнта конденсатовитіснення отримано при витісненні конденсату облямівкою 0,05% розчину савенолу SWP і карпатола УМ-2. Для двох дослідів коефіцієнт конденсатовитіснення становить 48,0 і 49,0 %. Зменшення концентрації карпатола УМ-2 до 0,025% в суміші з 0,025% вмістом савенолу SWP призвело до зменшення коефіцієнта конденсатовитіснення до 24,0%. Розчини індивідуальних ПАР характеризуються нижчими конденсатовитіснювальними здатностями. Залежно від проникності і початкової конденсатонасиченості моделі пористого середовища коефіцієнт конденсатовитіснення для різної концентрації індивідуальних ПАР становить: 0,05% стінол НГ – 7,4%; 1% стінол НГ – 23,0 і 24,0%; 2% стінол НГ – 26,0 і 28,0%; 5% стінол НГ – 7,6 і 7,8%; 1% савенол SWP – 4,4 і 4,8%; 1% карпатол УМ-2 – 20,0 і 35,0%. Істотна різниця в коефіцієнті конденсатовитіснення для ПАР одного типу і концентрації пояснюється різними значеннями початкової конденсатонасиченості. Слід зазначити, що внаслідок невеликої довжини короткої моделі і відповідного невеликого порового об'єму було складно виміряти кількість витіснених з моделі сконденсованих вуглеводнів. Тому результати досліджень на короткій моделі мають якісний характер. Але вони добре корелюються з результатами досліджень експрес-методом, що підтверджує встановлену закономірність впливу окремих ПАР та їх композицій на коефіцієнт конденсатовитіснення.

В дослідях на довгій моделі пласта отримано більші значення коефіцієнта конденсатовитіснення, ніж на короткій моделі. Найбільший коефіцієнт конденсатовитіснення отримано в 4-х дослідях при витісненні сконденсованих вуглеводнів 20% облямівкою (від об'єму газоконденсатонасичених пор) 0,05% водного розчину суміші савенолу SWP і карпатола УМ-2 і подальшим нагнітанням води або неуглеводневого газу. В дослідях з переміщенням облямівки водою отримано такі значення коефіцієнта конденсатовитіснення – 51,0%, 54,4%, 49,0%, 48,4%, в середньому 50,7%, а в дослідях з переміщенням облямівки неуглеводневим газом коефіцієнт конденсатовитіснення дорівнював 64%. Для індивідуальних ПАР залежно від їх концентрації в розчині отримано такі зна-

чення коефіцієнта конденсатовитіснення: 0,05% стінол НГ – 22%; 0,1% стінол НГ – 24%; 1% стінол НГ – 26%; 0,5% карпатол УМ-2 – 28,0 і 36,0%. Несподівано високі значення коефіцієнта конденсатовитіснення отримано для води – 19,0 і 22,0%, що може бути пов'язано з високим значенням початкової конденсатонасиченості в цих дослідях.

Високі значення конденсатовитіснення, отримані в результаті використання об'ямівки 0,05% водного розчину суміші савенолу SWP і карпатола УМ-2, пояснюється поєднанням різних типів ПАР. Так, савенол SWP є неіоногенною ПАР, а карпатол УМ-2 – аніонною ПАР. Таке поєднання призводить до проявлення синергізму і як наслідок підсилення конденсатовитіснювальних властивостей досліджуваних ПАР.

Звертає на себе увагу досить низький коефіцієнт конденсатовитіснення (33,0%) при додаванні в 0,05% розчин суміші савенолу SWP і карпатола УМ-2 0,03% полімеру AN-125, що корелюється з дослідями за експрес-методикою. Негативний вплив полімеру AN-125 на конденсатовитіснювальні властивості суміші савенолу SWP і карпатола УМ-2 напевно пов'язаний можливою взаємодією полімеру AN-125 з аніонною ПАР карпатола УМ-2.

Результати експериментальних досліджень експрес-методом і на насипних моделях з витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів розчинами різних ПАР і хімічних реагентів свідчать, що найбільший коефіцієнт конденсатовитіснення досягається при застосуванні 20% (від об'єму газоконденсатонасичених пор) об'ямівки 0,05% водного розчину суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатола УМ-2). Об'ямівку розчину ПАР можна переміщувати по пласту нагнітанням води або неуглеводневих газів, наприклад, азоту. У виснажених газоконденсатних родовищах, крім сконденсованих вуглеводнів, у частині пор знаходиться вільний газ. При нагнітанням води услід за об'ямівкою розчину ПАР відбуватиметься мікро- і макрозачемлення водою частини газу в пласті, що характерно для водонапірного режиму розробки родовищ природних газів. В результаті досягатимуться низькі значення коефіцієнта газовилучення по залишковому газу. Результати досліджень свідчать про високу ефективність витіснення залишкового газу з виснажених родовищ неуглеводневими газами. При цьому суміш природного газу і неуглеводневого газу можна використовувати як паливо при вмісті в ній до 20% азоту чи 2% діоксиду вуглецю.

Висновок.

Таким чином, за результатами виконаних досліджень для підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ рекомендується використовувати в ролі витіснювального агента 20% об'ямівку 0,05% водного розчину суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатола УМ-2) і переміщувати її по пласту подальшим нагнітанням неуглеводневого газу, наприклад, азоту (чи димових газів, діоксиду вуглецю). Таке поєднання витіснювальних агентів дозволить підвищити коефіцієнт вуглеводневилучення виснажених газоконденсатних родовищ за рахунок одночасного підвищення коефіцієнтів газовилучення і конденсатовилучення.

За результатами проведених досліджень розроблена технологія підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ ґрунтується на застосуванні запропонованих композицій розчинів ПАР і хімічних реагентів для витіснення з виснажених газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів. Для витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів пропонується використовувати у вигляді облямівки об'ємом 20% від об'єму газоконденсатонасичених пор 0,05% водні розчини суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатола УМ-2), яку переміщують по пласту нагнітанням не вуглеводневих газів. За даними експериментальних досліджень, застосування облямівки запропонованої суміші ПАР сприяє досягненню високих значень коефіцієнта конденсатовитіснення, а нагнітання услід за облямівкою ПАР неуглеводневих газів дозволяє витіснити з пласта частину залишкового природного газу.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620с.
2. Дурмишьян, А.Г. Газоконденсатные месторождения / А.Г. Дурмишьян. – М.: Недра, 1979. – 335с.
3. Закиров, С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 334 с.
4. Кондрат, Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. / Р.М. Кондрат – М.:Недра, 1992. – 255с.
5. Разработка газоконденсатных месторождений / А.Х.Мирзаджанзаде, А.Г.Дурмишьян, А.Г.Ковалев, Т.А.Аллахвердиев. – М.: Недра, 1987.- 356 с.
6. Тер-Саркисов, Р.М.. Накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне и его влияние на продуктивность скважин Астраханского ГКМ / Р.М. Тер-Саркисов, А.В. Николаевский., Б.В. Макеев // Газовая промышленность.- 1993.- №7.- С.23-25.
7. Тер-Саркисов, Р.М. Накопление ретроградного конденсата при фильтрации со значительными градиентами давления / Р.М. Тер-Саркисов., М.А. Пешкин, Н.А. Гужов // Газовая промышленность.- 1996.- №5-6.-С.59-61.
8. Панфилов, М.Б. Накопление конденсата в пласте / М.Б. Панфилов / Реф. сб. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.- М.: ВНИИЭгазпром, 1980, вып. 9.- с. 17-19.
9. Гуревич, Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов / Г.Р. Гуревич // Ежегодник "Итоги науки и техники", сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений.- М.: ВИНТИ, 1985, т.16.- С.132-184.
10. Вуктыл на этапе освоения новой технологии повышения углеводородоотдачи пласта / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, В.Г. Подюк, А.А.Захаров // Газовая промышленность.- 1993.- №4.- С.32-33.
11. Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ / А.И.Гриценко, Р.М.Тер-Саркисов, В.А.Николаев [и др.] // Газовая промышленность.- 1996.- №11-12.- С.30-32.
12. Підвищення ефективності сайклінг процесу шляхом збагачення газу, який рециркулюється, азотом повітря / Ю.С.Бікман, П.М.Щербаков, С.О.Єгоров [та ін.] // Збірник наукових праць "Матеріали 5-ої міжнародної наукової конференції "Нафта-Газ України-98", Полтава, 15-17 вересня.- Полтава: УНГА, 1998, том.2.- С.21-22.
13. Исследование вытеснения выпавшего в пласте конденсата при наличии связанной воды / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, А.К.Курбанов [и др.] // Газовая промышленность.- 1990.- №7.- С.49-50.
14. Исследование смешивающегося вытеснения флюида из неоднородного пласта / Р.М. Тер-Саркисов, В.А.Николаев, С.Г. Рассохин, В.А. Кобилев // Газовая промышленность.- 1993.- №1.- С.28-29.
15. Леонтьев, И.А.. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой при разработке газокон-

денсатных месторождений / И.А. Леонтьев., В.И. Петренко, Г.В. Рассохин // Газовое дело.- 1968.- №3.- С.3-5.

16. Азимов, Э.Х., Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой на месторождении Бахар / Э.Х. Азимов, Г.С. Мамиев, Б.Х. Юсуфзаде // Азербайджанское нефтяное хозяйство.- 1984.- №12.- С.20-22.

17. Бураков, Ю.Г. Анализ эффективности и механизма водогазового воздействия на выпавший в пласте конденсат / Ю.Г. Бураков, В.Е. Уляшев, Н.А. Гужов // Газовая промышленность.- 1991.- №7.- С.29-30.

18. Уляшев, В.Е., Результаты исследования вытеснения газа и конденсата водой из карбонатных пород / В.Е. Уляшев, Г.Д. Истомина // Сб. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.- М.: ВНИИГаз, 1987.- С.22-29.

19. Проект доработки Гадячского газоконденсатного месторождения (горизонт В-16) с применением внутриконтурного (очагового) заводнения: Отчет по НИР (заключит.) / ИФДТУНГ - №ГР01840010650.- Ивано-Франковск, 1984.- 331с.

20. Талдай, И.В. Повышение конденсатоотдачи частично истощенной газоконденсатной залежи / И.В. Талдай // Газовая промышленность.- 1989.- №11.- С.42-43.

21. Технология вторичной добычи конденсата из частично истощенной газоконденсатной залежи (на примере горизонта В-196 Анастасиевского месторождения Украинской ССР) / С.Н. Закиров, Е.И. Василевская, И.В.Талдай [и др.]- М.: 1985, вып. №2.- 59с. (Препр. / ИПНГ АН СССР и Минобразования СССР).

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

23. Кондрат, Р. М. Підвищення вуглеводневилучення з частково виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин. Сер.: Геологія, розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. - Вип. 32. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. - С. 54-62.

24. Рудий, С. М. Використання карпатола для дії на продуктивні пласти нафтових і газоконденсатних свердловин / С. М. Рудий, М. І. Рудий, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. -2014. - № 2(51). - С. 156-164.

25. Кондрат, О. Р. Лабораторні дослідження підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ / О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. -2015. - № 3(56). - С. 56-64.

REFERENCES

1. Dovidnyk z naftogazovoi spravy. Za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk V.S.Boika, R.M.Kondrata, R.S.Yaremiichuka. (1996) [Reference book from petroleum-gas work], Kyiv.: Lviv, UA.

2. Durmyshian, A.H. (1979), *Gazokondensatnye mestorozhdeniya* [Gas-condensate deposits], Nedra, Moscow, SU

3. Zakirov, S.N. (1989), *Teoriya i proektyrovaniye razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Theory and planning of development of gas and Gas-condensate deposits], Nedra, Moscow, SU.

4. Kondrat, R.M. (1992), *Gazokondensatootdacha plastov* [Gas-condensate efficiency of deposits], Nedra, Moscow, SU.

5. Mirzadzhanzade, A.Kh, Durmyshian, A.H., Kovalev, A.G. and Allakhverdiyev, T.A. (1987), *Razrabotka hazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Development of Gas-condensate deposits], Nedra, Moscow, SU.

6. Ter-Sarkisov, R.M., Nykolaevskiy, A.V. and Makeev, B.V. (1993), "Accumulation of retrograde condensate in a face area and its influence on productivity of mining holes of Astrakhan GKM", *Gazovaya promyshlennost*, no.7, pp.23-25.

7. Ter-Sarkisov, R.M., Peshkyn, M.A. and Guzhov, N.A. (1996), " Accumulation of retrograde condensate during filtration with the considerable gradients of pressure", *Gazovaya promyshlennost* , no. 5-6, pp. 59-61.

8. Panfilyov, M.B. (1980), «Accumulation of condensate in a layer», *Ref. sb. ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*, VNIIEgazprom, Moscow, no. 9, pp. 17-19.

9. Hurevych, H.R. «Methods of increase of condensate-efficiency of layers», *Ezhegodnik "Itogi nauki i tekhniki" , ser. Razrabotka neftyanykh i hazovykh mestorozhdeniy*, VINITI, Moscow, vol. .16.- pp. 132-184.

10. Hrytsenko, A.Y., Ter-Sarkysov, R.M., Podiuk, V.G. and Zakharov, A.A. (1993), « Vuktyl on the stage of mastering of a new technology of increase of coal-hydrogen-efficiency of layer», *Gazovaya promyshlennost*, no.4, pp. 32-33.

11. Hrytsenko, A.Y., Ter-Sarkysov, R.M., Nykolaev, V.A. [and others] (1996), « Beginning to swing of dry not balanced gas on Vuktyl'sky NGKM», *Gazovaya promyshlennost*, no.11-12, pp.30-32.

12. Bikman, Yu.S., Shcherbakov, P.M., Yegorov, S.O. [and others] (1998), «Increase of efficiency of si-
cling process by enrichment of gas, which re-circulated, by nitrogen of air», *Zbirnyk naukovykh prats "Materialy 5-mizhnarodnoyi naukovoyi konferentsii "Nafta-Gaz Ukrainy-98", Poltava, 15-17 veresnia, UNHA, Poltava, vol 2., pp. 21-22.*

13. Ter-Sarkysov, R.M., Nykolaev, V.A., Kurbanov, A.K. [and others] (1990), «Research of ousting of condensate falling out in a layer at presence of the linked water», *Gazovaya promyshlennost*,-no. 7, pp.49-50.

14. Ter-Sarkysov, R.M., Nykolaev, V.A., Rassokhyn, S.H. and Kobylev, V.A. (1993), «Research of the mixed up ousting of ectjplav from a heterogeneous layer», *Gazovaya promyshlennost*, no. 1, pp. 28-29.

15. Leontev, Y.A., Petrenko, V.Y. and Rassokhin, G.V. (1968), «About the effect of washing of condensate by seam water at development of gas-condensate deposits», *Gazovoye delo*, no. 3, pp.3-5.

16. Azymov, E.Kh., Mamiev, G.S. and Yusufzade, B.Kh (1984), «About the effect of washing of condensate by layer water on the Bakhar deposit», *Azerbaidzhanskoe neftianoe khoziaistvo*, no.12, pp. 20-22.

17. Burakov, Yu.H., Ulyashev, V.E.and Guzhov, N.A. (1991), «Analysis of efficiency and mechanism of water-gas influence on condensate falling out in a layer», *Gazovaya promyshlennost*,-no. 7, pp.29-30.

18. Ulyashev, V.E. and Istomin, H.D. (1987), Results of research of ousting of gas and condensate by water from carbonate breeds, *Sb. Teoryia y praktyka razrabotky hazokondensatnykh mestorozhdeniy i nyzkopronytsaemymy kollektoramy*, VNIIGaz, Moscow, pp. 22-29.

19. Proekt dorazrabotky Hadiachskoho hazokondensatnoho mestorozhdeniya (horyzont V-16) s pryomenenyem vnutrykonturnoho (ochahovoho) zavodnnyia: Otchet po NYR (zakliuchyt.) / IFDTUNH - № SR01840010650.- Ivano-Frankovsk, 1984.- 331s.

20. Taldai, Y.V. (1989), «Increase of the condensate-efficiency partly exhausted gas-condensat bed», *Gazovaya promyshlennost*, no.11, pp. 42-43.

21. Zakyrov, S.N., Vasylevskaya, E.Y., Taldai, Y.V. [and others] (1985), *Tekhnologiya vtorychnoi dobychi kondensata iz chastychno istoshchennoi gazokondensatnoi zalezhi (na primere goryzonta V-19b Anastasyevskogo mestorozhdeniya Ukrainskoi SSR)* [Technology of the second booty of condensat from the partly exhausted gas-condensate bed (on the example of horizon of the B-196 Anastasyevskogo deposit of Ukrainian SSR)], Moscow, SU. (Prepr. / YPNH AN SSSR i Minobrazovaniya SSSR).

22. Kondrat, O. R. (2000), «Experimental researches of ousting of the condensed hydrocarbons from the gas-condensate deposits by solutions of PAIR», *Naftova i gazova promyslovist*, no.1, pp. 34-38.

23. Kondrat, R. M. and Kondrat O.R. (1995), «Increase of coal-extraction from the partly exhausted deposits of natural gases», *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh sverdlovyn. Ser.: Geologiya, rozrobka ta ekspluatatsiya naftovykh i gazovykh rodovyshch*, Vol. 32, Ivano-Frankivsk: IFDTUNH, pp. 54-62.

24. Rudiy, S. M., Rudiy, M.I. and Kondrat, O.M. (2014), «Use of carpatol for action on the productive layers of oil and gas-condtesate mining holes», *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh rodovyshch*, no. 2(51), pp. 156-164.

25. Kondrat O. R. (2015), «Laboratory researches of increase of coal-hydrogen-extraction from the exhausted gas-condensate deposits», *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, no. 3(56), pp. 56-64.

Про автора

Кондрат Олександр Романович, доктор технічних наук, доцент, завідувач кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ), м. Івано-Франківськ, Україна, alexkondrat@gmail.com

About the author

Kondrat Oleksandr Romanovich, Doctor of Technical Sciences (D.Sc), Associate Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine, alexkondrat@gmail.com

Аннотация. Охарактеризованы особенности разработки газоконденсатных месторождений при конденсации из газа углеводородного конденсата и основные направления повышения углеводородоотдачи из истощенных газоконденсатных месторождений. Обоснована необходимость разработки технологии повышения углеводородоотдачи из истощенных газоконденсатных месторождений, основанная на применении новых композиционных растворов ПАВ и химических реагентов для вытеснения из истощенных газоконденсатных месторождений сконденсированных углеводородов. По результатам проведенных лабораторных исследований на насыпных моделях пласта разработана технология повышения углеводородоотдачи из истощенных газоконденсатных месторождений, основанная на применении предложенных композиций растворов ПАВ и химических реагентов для вытеснения из истощенных газоконденсатных месторождений сконденсированных углеводородов.

Ключевые слова: углеводородный конденсат, коэффициент углеводородоотдачи, остаточный газ.

Abstract. The peculiarities of the development of gas condensate fields under the condensation from gas of hydrocarbon condensate and the main directions of improving hydrocarbon extraction from depleted gas condensate fields were characterised. Grounded is the necessity of development the technology for enhanced hydrocarbon recovery from depleted gas condensate fields which is based on the application of the new compositions of surfactant solutions and chemical reagents for condensed hydrocarbon displacement from depleted gas condensate fields. By the results of the conducted laboratory tests on the sand packed tube reservoir models the technology of hydrocarbon recovery enhancement from depleted gas condensate fields was developed which is based on the application of the proposed composition of surfactant solutions and chemical reagents for condensate displacement from depleted gas condensate fields.

Key words: hydrocarbon condensate, hydrocarbon recovery factor, residual gas.

Статья поступила в редакцию 15.05.2015

Рекомендовано к печати д-ром техн. наук В.Г. Шевченко