

Ілля Михайлович Фик,

д. техн. н., професор, завідувач кафедри мінералогії, петрографії та корисних копалин
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна,
м. Свободи, 4, м. Харків, 61022, Україна,
e-mail: ifyk@karazin.ua, <https://orcid.org/0000-0002-7453-5636>

Олена Павлівна Варавіна,

доцент кафедри видобування нафти, газу та конденсату,
Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»,
вул. Кирпичова, 2, м. Харків, 61002, Україна,
e-mail: evaravina73@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-6715-5651>;

Олена Іванівна Хріпко,

ст. викладач кафедри мінералогії, петрографії та корисних копалин,
Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна,
e-mail: elena.hripko@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-8303-7105>

ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ТА МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Робота спрямована на дослідження перспектив підвищення конденсатовилучення із газоконденсатних родовищ України з високим вмістом конденсату, які знаходяться на пізній стадії експлуатації. Розглядаються критерії та технології збільшення видобутку конденсату як на початкових стадіях розробки, так і на пізніх стадіях. Розглянуто методи підтримання пластового тиску на початкових стадіях розробки газоконденсатних родовищ, особливо – ряд нових модифікацій сайклінг-процесу, які дозволяють суттєво підвищити вилучення конденсату, показано графічне зображення наведених технологій розробки газоконденсатних покладів для різних геолого-промислових умов. Головну увагу приділено аналізу вторинних методів видобутку конденсату, що випав у пласті, на пізніх стадіях розробки газоконденсатних родовищ. В якості об'єктів досліджень вибрані газоконденсатні родовища України з високим вмістом конденсату (понад 200 г/м³). Наведені приклади ефективності розробки газоконденсатних покладів на окремих родовищах України. Аналіз показників розробки Тимофіївського нафтогазоконденсатного родовища та Розпашнівського газоконденсатного родовища показав, що з розглянутих п'яти теоретично можливих варіантів підвищення енергоефективності розробки газоконденсатних родовищ для практичного використання можуть бути рекомендовані два: перепуск газу (за наявності відповідних геологічних та технологічних умов) та продовження виснаження покладів в умовах низьких пластових тисків менше тиску максимальної конденсації. Організація перепуску газу з метою підвищення вилучення конденсату з виснажених пластів можлива за умови низького вмісту конденсату та більш високого пластового тиску у покладі, з якого планується здійснювати перепуск. Наведено принципову схему даного способу розробки газоконденсатних покладів. На пізній стадії експлуатації поклади з високим вмістом конденсату при пластових тисках менших за тиск максимальної конденсації доцільно розробляти на виснаження. Наведено математичний апарат, який може бути використаний для прогнозу розробки двох покладів в режимі перепуску газу з визначенням часу вирівнювання пластових тисків при їх виснаженні.

Ключові слова: газоконденсатні родовища, родовища на пізній стадії експлуатації, газоконденсатні системи, залишкові запаси, конденсатовилучення, геолого-промислові умови.

И. М. Фик, Е. П. Варавина, Е. И. Хрипко. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ И МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ НА ПОЗДНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. Работа направлена на исследование перспектив повышения конденсатоотдачи на газоконденсатных месторождениях Украины с высоким содержанием конденсата, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Рассматриваются критерии и технологии увеличения добычи конденсата как на начальных стадиях разработки, так и на поздних стадиях. Рассмотрены методы поддержания пластового давления на начальных стадиях разработки газоконденсатных месторождений, в особенности – ряд новых модификаций сайклінг-процесса, которые позволяют существенно повысить извлечение конденсата, дано графическое изображение приведенных технологий разработки газоконденсатных залежей для различных геолого-промышленных условий. Главное внимание уделено анализу вторичных методов добычи выпавшего в пласт конденсата на поздних стадиях разработки газоконденсатных месторождений. В качестве объектов исследований выбраны газоконденсатные месторождения Украины с высоким содержанием конденсата (более 200 г/м³). Приведены примеры эффективности разработки газоконденсатных залежей на отдельных месторождениях Украины. Анализ разработки Тимофеевского нефтегазоконденсатного месторождения и Розпашновского газоконденсатного месторождения показал, что из рассмотренных пяти теоретически возможных вариантов повышения энергоэффективности разработки газоконденсатных месторождений для практического использования могут быть рекомендованы два: перепуск газа (при наличии соответствующих геологических и технологических условий) и продолжение истощения залежей в условиях низких пластовых давлений меньше давления максимальной конденсації. Организация перепуска газа с целью повышения извлечения конденсата из истощенных пластов возможна при условии низкого содержания конденсата и более высокого пластового давления в залежи, из которой планируется осуществлять перепуск. Приведена принципиальная схема данного способа разработки газоконденсатных залежей. На поздней стадии эксплуатации залежи с высоким содержанием конденсата при пластовых давлениях меньших, чем давление максимальной конденсації, целесообразно разрабатывать на истощение. Приведен математический аппарат, который может быть использован для прогноза разработки двух месторождений в режиме перепуска газа с определением времени выравнивания пластовых давлений при их истощении.

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения, месторождения на поздней стадии эксплуатации, газоконденсатные системы, остаточные запасы, конденсатоотдача, геолого-промышленные условия.

Вступ. Україна – одна з найстаріших нафтогазовидобувних держав у світі. Газова промисловість України почала бурхливо розвиватись у 60-70 роки минулого століття після відкриття і введення в експлуатацію таких великих газових родовищ як Шебелинське, Хрестищенське, Меліхевське, Єфремівське, Кегичівське та інших. У 1975-1978 роках видобування газу в державі сягнуло свого апогею - 68 млрд. м³ на рік, після чого почався спад об'ємів видобування. Відкривались невеликі родовища, як правило з невеликими запасами, видобування газу з яких не встигало компенсувати природне падіння видобування з таких великих родовищ як Шебелинське, Хрестищенське, Меліхівське та інших. Так, видобуток газу в ДК «Укргазвидобування» (головної газовидобувної компанії держави, яка видобувала 80 % газу в Україні) в 1998-2001 роках стабілізувався на рівні 13,5-13,6 млрд. м³. В цілому в Україні на той час видобувалось до 17 млрд. м³ газу на рік. За 2019 рік видобуто біля 18 млрд. м³.

Постало питання вивчення можливості і пошуку шляхів збільшення річних об'ємів видобутку газу та конденсату із старих родовищ, сумарні залишкові запаси яких оцінені у понад 200 млрд. м³ і віднесені до важко видобувних.

Аналіз попередніх досліджень. Активізація вилучення залишкових запасів на пізній стадії розробки газоконденсатних покладів потребувала впровадження нових технологій розробки, переоснащення газових промислів, перегляду газовидобувних можливостей родовищ [1, 2, 3].

Було визначено найважливіші науково-технічні, виробничі, організаційні та інвестиційні заходи, спрямовані на збільшення видобування газу і конденсату зі старих та виснажених родовищ, з яких і нині видобувається майже половина обсягів газу в Україні. Ці заходи було згруповано за наступними напрямками:

- буріння додаткових експлуатаційних свердловин в незадренованих зонах родовищ;
- переведення свердловин з виснажених покладів на пропущені за результатами дорозвідки;
- зниження робочих тисків експлуатаційних свердловин на ряді родовищ, що досягається шляхом реконструкцій компресорних станцій або подачі газу місцевим споживачам;
- будівництво насипних дамб у заплавах річок з метою вилучення раніше недоступних важко видобувних запасів газу і конденсату, з одночасним вирішенням екологічних проблем, похило спрямоване експлуатаційне буріння;
- зменшення недіючого фонду свердловин, активізація їх капітального ремонту;

- впровадження комплексу заходів з інтенсифікації видобування газу і конденсату на базі нових технологій, гідророзриви пластів;
- використання нових технологій розробки газоконденсатних родовищ (в тому числі з нафтовими облямітками) з підтриманням пластового тиску;
- термінова передача високодебітних розвідувальних свердловин в експлуатацію;
- впровадження на пізній стадії розробки газліфтною експлуатації свердловин на родовищах з високим вмістом конденсату.

Одним із найбільш важливих питань постає питання збільшення видобутку рідких вуглеводнів із газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату, які знаходяться на пізній стадії експлуатації. Основними з таких родовищ в Україні є: Котелевське, Тимофіївське, Куличіхінське, Новотроїцьке, Березівське, Сахалінське, Комишнянське, Андріяшівське, Гоголівське, Рудівсько-Червонозаводське та інші.

Відомі технології і способи підвищення вуглеводневилучення [1,2,3,4,21] можна згрупувати за такими напрямками:

- підвищення вуглеводневилучення при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження, залежно від типу покладу, геологопромислових і термобаричних умов, активності пластових вод, фізико-хімічних властивостей флюїдів (пасивні технології підвищення вуглеводневилучення);
- підвищення конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ з підтриманням пластового тиску (сайклінг-процес, заводнення, перепуск газу, закачування інших робочих агентів);
- видобуток конденсату, що випав у пласті, в результаті попередньої розробки на виснаження;
- підвищення коефіцієнта нафтовилучення з нафтових облямівок газоконденсатних родовищ.

Бікманом Є.С. в [8] показано динаміку питомого вмісту конденсату в пластовому газі в залежності від пластового тиску на родовищах України з високим його початковим значенням (рис. 1). Автор роботи відзначає, що газоконденсатні системи покладів гор. В-20 Рудівсько-Червонозаводського ГР та гор. В-22 Сахалінського НГР характеризуються «обвальною» конденсацією рідких вуглеводнів в районі тиску початку конденсації на рівні 31 та 48 МПа при початковому потенційному вмісті конденсату на рівні 900 г/м³. Інші висококонденсатні родовища Котелевське, Тимофіївське, Куличіхінське, Гоголівське (рис. 1) характеризуються меншими зна-

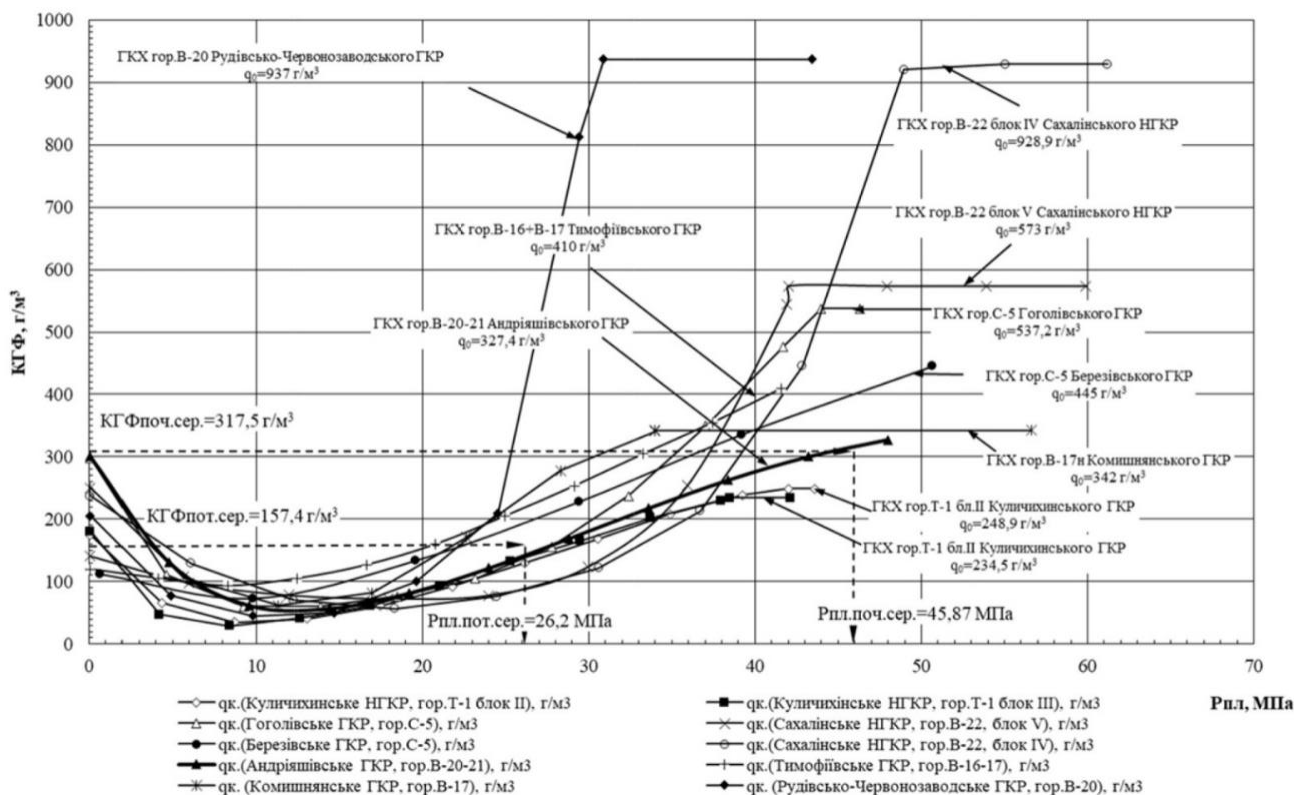


Рис. 1. Динаміка питомого вмісту конденсату в пластовому газі в залежності від тиску на родовищах України з високим початковим питомим вмістом конденсату

ченням питомого вмісту конденсату - на рівні 300-500 г/м³ [8].

Зазначається також, що в пластових умовах конденсується сирий конденсат. Його об'єм при початкових пластових умовах значно більший за об'єм стабільного конденсату. Із зниженням тиску він дегазується в поровому середовищі покладу, в результаті чого залишається практично стабільний конденсат у вигляді залишкової конденсатонасиченості. Так, в умовах початкової залишкової водонасиченості для більшості колекторів ДДЗ на рівні 9-20 % насиченість порового простору за рахунок випадіння конденсату може збільшуватись в середньому на 10-12 %, що створить загальну насиченість рідкої фази на рівні 19-30 %, тобто на межі теоретичної рухомості рідини. Це й зумовлює втрати важких вуглеводнів в процесі виснаження такого типу родовищ. Для покладів, газоконденсатні системи яких характеризуються обвальною конденсацією, насиченість порового простору може сягати 30-40 %, і більше що перевищує критичну насиченість, забезпечує його рухомість та збільшує видобуток. Для газоконденсатних родовищ з початковим питомим вмістом конденсату менше 500 г/м³ такі умови мають місце в обмеженій привибійній зоні пласта (ПЗП).

У роботах [1, 2, 3, 4, 5] відмічається, що газоконденсатні родовища з високим початковим

вмістом конденсату в пластовому газі слід розробляти з підтриманням пластового тиску на рівні вищому за тиск початку конденсації. Лише у такому випадку може бути досягнуто максимального конденсатовилучення за умови оптимального впливу інших факторів на процес розробки.

До інших факторів, від яких залежить величина збільшення коефіцієнта конденсатовилучення при сайклінг-процесі і які можна регулювати, слід віднести [6]:

- модифікація сайклінг-процесу сама по собі;
- кількість і система розміщення нагнітальних і видобувних свердловин;
- система розкриття пластів перфорацією;
- об'єми закачуваного сухого газу;
- об'єми відбору газу та дебїти видобувних свердловин;
- репресії і депресії на пласт;
- робочі тиски і тиски нагнітання сухого газу на гирлах свердловин;
- фізико-хімічні властивості і склад газу, що закачується.

Найбільше на ефективність сайклінг-процесу впливає коефіцієнт охоплення витісненням сирого газу сухим, який має три складові:

- за площею покладу;
- за розрізом пластів;
- за структурою порового простору [7].

З метою підвищення коефіцієнта охоплен-

ня витісненням сирого газу сухим в роботах [1, 4, 6] запропоновано змінювати напрямки фільтраційних потоків у пласті шляхом зміни режимів закачування та відбору газу, вибіркового відключення та включення свердловин, переведення окремих видобувних свердловин у нагнітальні (в тому числі на пізній стадії розробки).

Для підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ можна йти двома шляхами: перший – це використання методів підтримання пластового тиску на початкових стадіях їх розробки, і другий – використання вторинних методів видобутку конденсату, що випав у пласті, на більш пізніх стадіях.

Підтримання пластового тиску в газоконденсатних покладах може здійснюватися шляхом:

- зворотного закачування відсепарованого (сухого) природного газу (сайклінг-процес);
- закачування води (штучне заводнення);
- закачування в пласт штучного вуглеводневого газу;
- закачування неуглеводневих газів (вуглекислий газ, азот, димові і вихлопні гази, повітря);
- поєднання перелічених методів.

У теорії та практиці розробки газоконденсатних покладів шляхом закачування сухого газу виділяють кілька різновидів сайклінг-процесу [4]:

- повний сайклінг-процес, коли в пласт закачується весь відсепарований газ і в процесі розробки підтримується постійний пластовий тиск;
- частковий сайклінг-процес, коли в пласт закачується лише частина відсепарованого газу і розробка покладу здійснюється з пониженням пластового тиску, при цьому частина газу подається споживачеві;
- повний та частковий сайклінг-процес з попереднім зниженням пластового тиску в покладі.

Відомі різновиди сайклінг-процесу забезпечують збільшення коефіцієнта конденсатовилучення у порівнянні з виснаженням, але вони мають обмеження, обумовлені рядом чинників, головними з яких є [6]:

- попередній відбір газу з покладу перед сайклінг-процесом в умовах, коли початковий пластовий тиск рівний тискові початку конденсації;
- низький коефіцієнт охоплення витісненням пластового газу сухим як по площі, так і по розрізу, особливо в покладах з неоднорідними колекторами;
- випадання конденсату в депресійних лійках і привибійних зонах свердловин;
- недостатня підготовка газоконденсатних родовищ геологорозвідувальними роботами;

- відсутність підпорядкування і адаптації технології розробки до стану і реальних геолого-промислових умов газоконденсатного покладу на момент впровадження системи розробки з підтриманням пластового тиску.

Заслугує на увагу запропонований у [8] новий варіант сайклінг-процесу з двома модифікаціями. Відповідно до першої – здійснюється закачування у пласт сухого газу до утворення облямівки з нього у розмірі 0,4-0,6 газонасиченого об'єму покладу. Після цього здійснюється підтримання пластового тиску за рахунок заводнення пласта. Така технологія розробки газоконденсатного покладу вирізняється меншими енергетичними витратами в порівнянні з традиційним сайклінг-процесом. Вона забезпечує на пізній стадії розробки випаровування випавшого конденсату в газ та його витіснення із частини покладу, що заводнюється.

Інший різновид технології відрізняється тим, що до початку закачування у пласт сухого газу через нагнітальні свердловини закачується вода у кількості 0,05-0,1 від початкового порового об'єму покладу. Вода перш за все потрапляє у високо проникні тріщини. Така додаткова стадія дає можливість по перше - погіршити провідність системи тріщин, по друге - збільшити у пласті коефіцієнт охоплення витісненням пластового газу сухим [9].

Кожний різновид сайклінг-процесу має свої переваги і для конкретного газоконденсатного родовища вибирається залежно від його геолого-промислових, фізико-хімічних і термобаричних особливостей. Однак не завжди ці особливості визначають технологію сайклінг-процесу. Так наприклад, сайклінг-процес на Новотроїцькому родовищі почали після пониження пластового тиску з 35,6 до 28,6 МПа. При цьому питомий вміст конденсату знизився з 417 г/м³ до 317 г/м³. Причина – відсутність компресорів на тиск 40 МПа. Оптимальні варіанти розробки газоконденсатних родовищ вибирають під час проектування, причому головними показниками є як величина збільшення конденсатовилучення і вуглеводневилучення взагалі, так і економічні результати. При цьому геолого-промислові умови, як правило, не визначають різновид і модифікацію сайклінг-процесу.

Для підвищення конденсатовилучення суттєвим є збільшення коефіцієнта охоплення витісненням пластового газу сухим по площі і розрізу покладу, по структурі порового простору при розробці з підтриманням пластового тиску.

Авторами робіт [1, 2, 6, 7] було запропоновано ряд нових модифікацій сайклінг-процесу:

- сайклінг-процес з попереднім частковим виснаженням низькопроникних пластів;

- сайклінг-процес з послідовним підключенням пластів у процес витіснення, починаючи з низькопроникних;
- ступінчастий сайклінг-процес, який включає комбінації повного і часткового сайклінг-процесів з виснаженням;
- сайклінг-процес з попереднім підняттям пластового тиску у покладі;
- сайклінг-процес з попереднім підняттям пластового тиску, відбором нафти з нафтових об'ємів і переходом на ступінчастий сайклінг-

процес;

- сайклінг-процес у нафтових об'ємівках із зміщенням останніх у газову частину;
- підтримування пластового тиску шляхом перепуску газу із пластів з високим тиском і низьким вмістом конденсату в пласти з низьким тиском і високим вмістом конденсату.

На рис. 2, 3, 4 показано графічне зображення наведених технологій розробки газоконденсатних покладів для різних геолого-промислових умов.

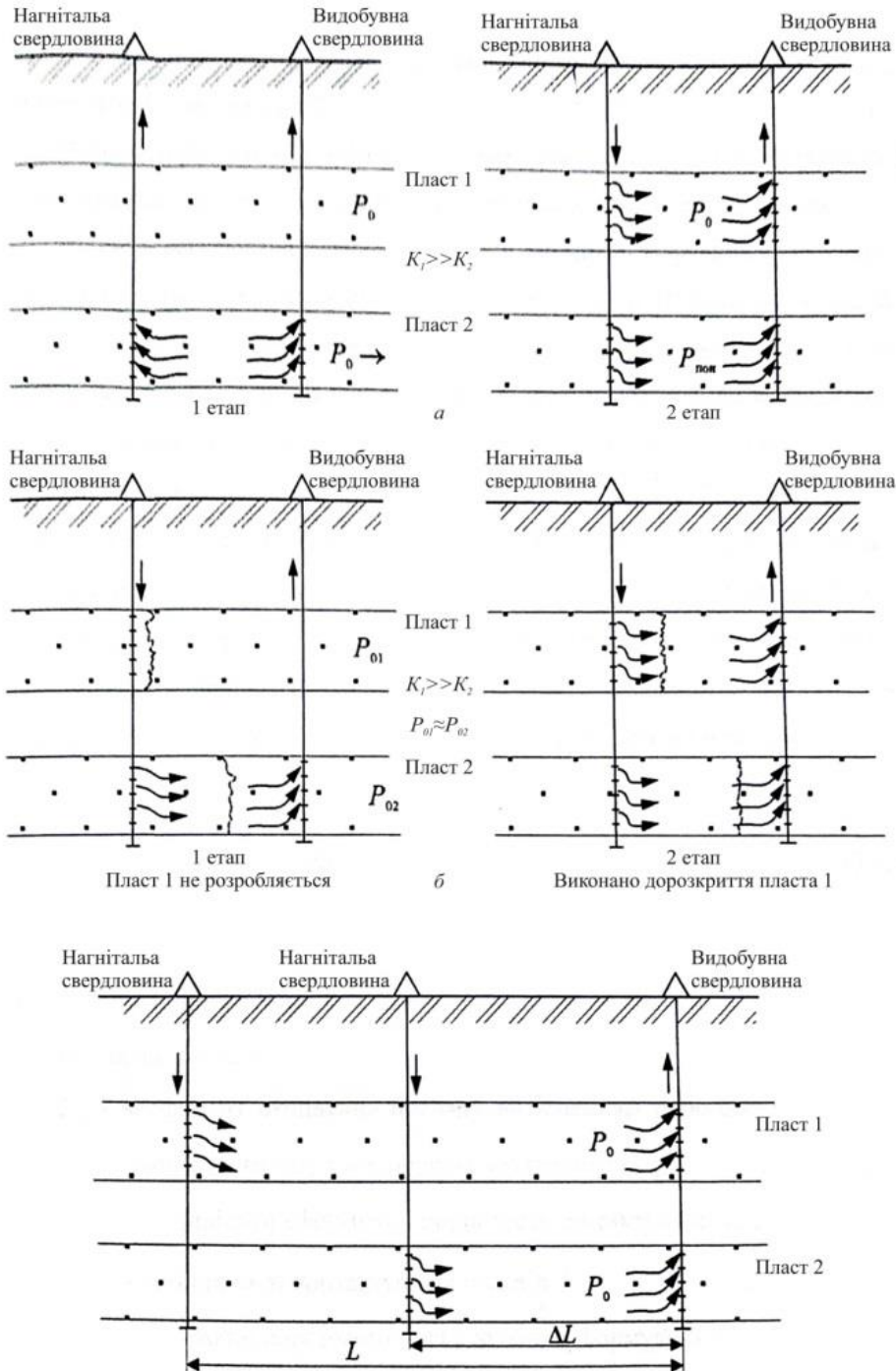


Рис. 2. Схеми здійснення нових модифікацій сайклінг-процесу: а – з пониженням пластового тиску в низькопроникному пласті; б – з послідовним включенням пластів у процес витіснення; в – із спеціальною сіткою свердловин

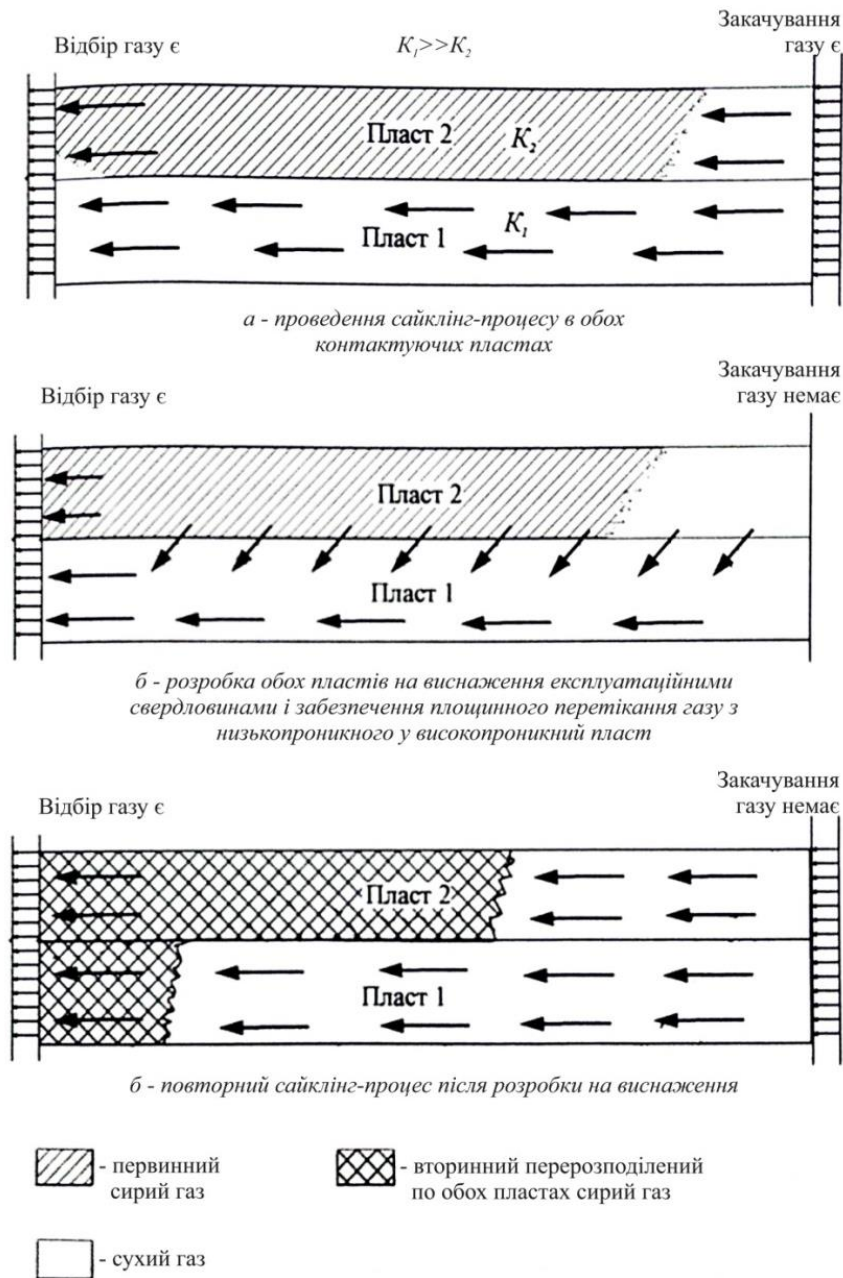


Рис. 3. Схема розробки двох різнопроникних газодинамічно контактуючих пластів шляхом перетікання газу, насиченого конденсатом, з низькопроникного пласта (2) у високопроникний пласт (1), де пройшло заміщення сирого газу сухим, з наступним повторним використанням сайклінг-процесу

Із рисунків видно, що запропоновані технології високоефективні і можуть використовуватись, в основному, на нових газоконденсатних родовищах з багатопластовими покладами з різними значеннями як пластових тисків, так і потенційного вмісту конденсату в пластовому газі.

Однак найбільший теоретичний і практичний інтерес мають газоконденсатні родовища на пізній стадії експлуатації як резерв підвищення енергоефективності за рахунок видобування випавшого в пласті конденсату. Видобування такого важко видобувного конденсату з надр може бути можливим при використанні спеціальних технологій розробки покладів.

Мета роботи: дослідити перспективи підвищення конденсатовилучення із газоконденсатних родовищ України з високим вмістом конденсату, які знаходяться на пізній стадії експлуатації.

Виклад основного матеріалу дослідження. В роботах [4, 6, 8, 9, 10, 11] показано, що чим більший вміст різних вуглеводнів у пластовому газі, тим крутішою є крива потенційного вмісту конденсату, і тим більше його випадає в пласті. Так, наприклад, для Тимофіївського НГКР, де початковий вміст конденсату склав 456 г/м³, розробка на виснаження забезпечувала видобуток лише 20 % його початкових запасів.

З метою підвищення вилучення конденсату

ком та високим вмістом конденсату, як систему розробки і видобування частини випавшого конденсату.

Четвертий - знизити пластовий тиск нижче тиску максимальної конденсації, забезпечивши зворотне випаровування рідкого конденсату, збільшення його питомого вмісту в залишковому пластовому газі із наступним видобуванням.

П'ятий – розробка газоконденсатних покладів з використанням сайклінг-процесу при пластових тисках нижчих тиску максимальної конденсації.

Розглянемо третій, четвертий і п'ятий способи розробки для газоконденсатних родовищ України з точки зору можливого видобування випавшого в пласті конденсату.

Одним з напрямків розв'язання проблеми є використання перепуску газу за наявності відповідних геологічних та технологічних умов. При цьому фізичною основою вторинного видобування конденсату є переведення частини конденсату, що випав у пласті, в газоподібний стан за рахунок підняття пластового тиску у виснаженому покладі [6, 19, 20].

Під наявністю геологічних умов розуміємо відкриття нового газового покладу з низьким вмістом конденсату на більших глибинах при збігу структурного плану з виснаженим газоконденсатним покладом або відкриття газового покладу неподалік від виснаженого газоконденсатного покладу який розробляється.

Технологічні умови можуть бути створені штучно, наприклад, якщо з декількох газоконденсатних покладів один розробляється на висна-

ження, а інші – в режимі сайклінг-процесу. Приклад таких умов вже маємо на Тимофіївському родовищі, адже поклади В-16, В-17 розробляються на виснаження, а поклад Т-1 розробляється у режимі сайклінг-процесу [20]. Саме явище підняття пластового тиску у виснажених газоконденсатних покладах відоме, однак невідомі були шляхи його здійснення, що й запропоновано в роботах авторів [1, 2, 3, 6].

Групою авторів із інституту УкрНДІГаз було досліджено питання повторного використання енергії сухого газу покладу, що пройшов стадію сайклінг-процесу, шляхом перепуску його у виснажені газоконденсатні поклади [6, 3, 19, 20].

Перепуск сухого газу і підняття тиску у виснажених пластах призводить до випаровування конденсату, що раніше випав у пласті, і підвищення конденсатонасиченості пластової системи [12].

Повторне виснаження газоконденсатного покладу після підняття тиску або виснаження обох покладів через верхній істотно підвищить кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення і збільшить загальну економічну ефективність розробки газоконденсатного родовища [6, 19].

На рис. 5 наведено принципову схему розробки газоконденсатного покладу з перепуском високонапірного газу за способами: а – у свердловині; б – через поверхню; в – через поверхню з іншого родовища.

Період перепуску газу з покладу, що пройшов стадію сайклінг-процесу, в інший, виснажений поклад, і приблизне вирівнювання в них пластових тисків залежать від ряду парамет-

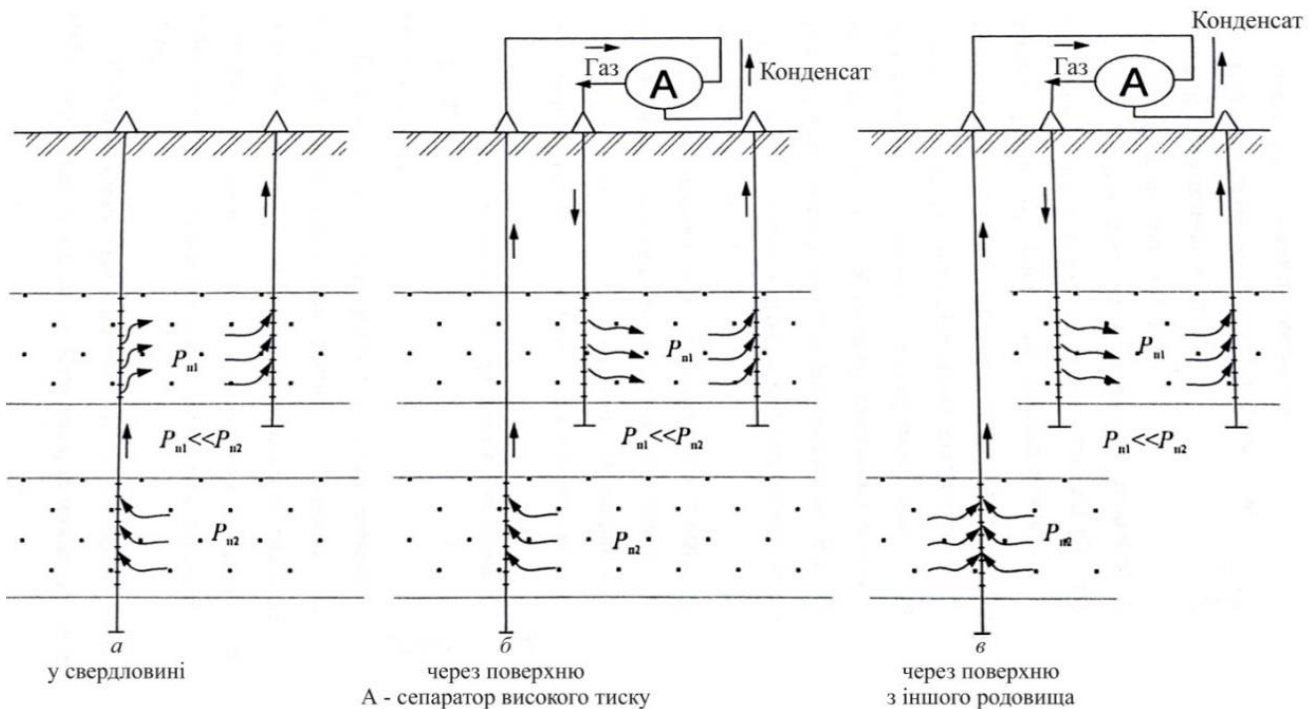


Рис. 5. Принципові схеми розробки газоконденсатних покладів з перепуском високонапірного газу

рів покладів і визначаються системою рівнянь (1) [6, 19]:

$$\begin{cases} \frac{P_{п1}}{Z_{п1}} - \frac{P_1}{Z_1} = \frac{P_{AT} t_1}{a_1 \Omega_1} Q_{пер}, \\ \frac{P_{п2}}{Z_{п2}} - \frac{P_2}{Z_2} = \frac{P_{AT} t_2}{a_2 \Omega_2} (-Q_{пер}), \\ Q_{пер} = \int_0^1 q dt, \quad q = \frac{dQ_{пер}}{dt}, \\ P_1^2 - P_2^2 = Aq, \end{cases} \quad (1)$$

де $P_{п1}, P_1, P_{п2}, P_2$ - початковий і поточний пластові тиски у верхньому (1) і нижньому (2) покладах;

$Z_{п1}, Z_1, Z_{п2}, Z_2$ - коефіцієнти стисливості газу початкові та поточні у верхньому (1) і нижньому (2) покладах;

P_{AT} - атмосферний тиск;

t_1, t_2 - температурні поправки;

a_1, a_2 - коефіцієнти газонасиченості;

Ω_1, Ω_2 - порові об'єми покладів;

$Q_{пер}$ - об'єм газу, що перепускається;

q - добовий об'єм газу, що перепускається;

A - сумарний коефіцієнт фільтраційного опору при перепуску газу з урахуванням обох покладів ($A_1 + A_2$).

Із графіка видно, що додатковий видобуток конденсату при такій системі розробки може збільшитись на 25 %.

Коефіцієнт фільтраційного опору B визнача-

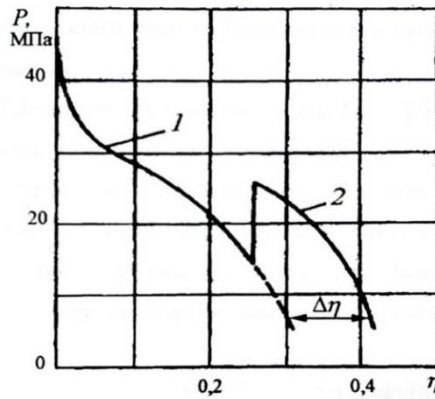


Рис. 6. Графік залежності коефіцієнта конденсатовилучення η від пластового тиску при розробці із виснаження (1) гор. В-16 і В-17 Тимофіївського родовища та із застосуванням перепуску (2); $\Delta\eta$ - збільшення коефіцієнта конденсатовилучення за рахунок перепуску

ється такою системою рівнянь (2):

$$\begin{cases} \frac{d(P_1 / Z_1)}{dt} = -B_1 q_1 \\ \frac{d(P_2 / Z_2)}{dt} = -B_2 q_2 \end{cases} \quad B_1 = \frac{P_{AT} t}{a_1 \Omega_1}, \quad B_2 = \frac{P_{AT} t}{a_2 \Omega_2} \quad (2)$$

Враховуючи незначну зміну Z , з рівняння (2) одержимо:

$$\begin{cases} \frac{dP_1}{dt} = -B_1 Z_{1сер} q \\ -\frac{dP_2}{dt} = -B_2 Z_{2сер} q \end{cases} \quad (3)$$

Склавши обидва рівняння системи (2) і виходячи з умов (3), дістанемо:

$$\frac{d(P_1 - P_2)}{dt} = -\frac{(B_1 Z_{1сер} + B_2 Z_{2сер})}{A} q = \frac{(B_1 Z_{1сер} + B_2 Z_{2сер})}{A} (P_1 + P_2)(P_1 - P_2) \quad (4)$$

Якщо допустити, що середній тиск у покладах близький ($P_1 + P_2 = 2P_{сер} = const$), то можна записати:

$$\Delta P \approx \Delta P_{п} e^{-\frac{(B_1 Z_{1сер} + B_2 Z_{2сер})}{A} (P_1 + P_2)t} = \Delta P_{п} e^{-\frac{t}{t^*}} \quad (5)$$

де $t^* = \frac{A}{(P_1 + P_2)(B_1 Z_1 + B_2 Z_2)}$ - характе-

рний час;

$\Delta P = P_1 - P_2$ та $\Delta P_{п} = P_{п1} - P_{п2}$ - поточний і початковий тиски в покладах 1 і 2 і відповідні перепади тисків.

Якщо початкове співвідношення тисків у покладах не більше 3-8 разів, дістанемо, що час основного періоду вирівнювання тисків у покладах (t_h) становитиме:

$$t_h = (1 - 2)t^* \quad (6)$$

це значить, що $\frac{\Delta P}{\Delta P_{п}}$ складе $e - e^2$, де e - основа натурального логарифма.

За цей період (t_h) шляхом перепуску газу (в основному) буде забезпечено вирівнювання пластових тисків у покладах.

Наведений математичний апарат може бути використаний для прогнозу розробки двох покладів в режимі перепуску з визначенням часу вирівнювання пластових тисків при їх виснаженні.

Спосіб підвищення конденсатовилучення шляхом перепуску газу у виснажений поклад розглянуто на прикладі Тимофіївського нафтогазо-конденсатного родовища, в розрізі якого виділено два основні об'єкти розробки В-16 + В-17 і Т-1, газ яких характеризується високим вмістом конденсату (понад 400 г/м³).

Авторами вивчена можливість використання перепуску газу із горизонту Т-1 в гор. В-16 + В-17 в сучасних геолого-промислових умовах що склалися.

Поклад Т-1 розроблявся в режимі часткового сайклінг-процесу, поклади В-16 + В-17- на виснаження. Значна частина об'єму конденсату (69 % запасів) у покладах В-16 + В-17 випало у пласті у вигляді рідини.

Станом на 01.01.2019 року пластовий тиск в покладі горизонту Т-1 склав 20 МПа, в покладах В-16, В-17 – 8 МПа. Тобто за рахунок розробки покладів Т-1 в режимі сайклінг-процесу, а покладів В-16, В-17 на виснаження склалась геолого-промислова ситуація, за якої перепуск газу і підтримування пластового тиску у виснаженому покладі стає можливим. Однак, слід зауважити, що згідно графіків потенційного вмісту конденсату в пластовому газі (рис. 1), тиск у покладах горизонтів В-16, В-17 став меншим тиску максимальної конденсації. При цьому конденсатний фактор стабілізувався на рівні 36 г/м³ і, згідно прогнозу, має утримуватись на цьому рівні до кінця розробки покладів горизонтів В-16, В-17. Однак, в покладі горизонту Т-1 середній конденсатний фактор в 2019 році склав 100 г/м³ і до кінця розробки при виснаженні буде підтримуватись на рівні не менше 50 г/м³, що значно більше, ніж в горизонті В-16, В-17. Тобто перепуск газу із покладу горизонту Т-1 в поклади горизонту В-16, В-17 в геолого-промисловій ситуації, що склалася, стає неефективним.

Слід зауважити, що високий поточний конденсатний фактор в покладах горизонту Т-1 обумовлений зворотнім випаровуванням випавшого конденсату в газ закачки при сайклінг-процесі (незважаючи, що 70% видобутого з горизонту Т-1 газу – це «сухий» газ із вмістом конденсату до 30 г/м³).

Виходячи із викладеного, є очевидним, що поклади горизонту Т-1 слід продовжити розробляти в режимі сайклінг-процесу, краще - із закач-

кою азоту в нагнітальні свердловини [13]. Збільшення енергоефективності при цьому буде забезпечуватись переведенням випавшого конденсату в сухий газ закачки.

Щодо покладу горизонту В-16, В-17, то продовження його виснаження призведе до збільшення потенційного вмісту конденсату в пластовому газі, тому слід очікувати його збільшення, як і збільшення видобутку конденсату на одиницю видобутку газу.

Підвищення видобутку конденсату із газоконденсатних родовищ, що розробляються, реально може бути впроваджений за рахунок перепуску газу на Котелевському та Березівському ГКР.

Котелевське родовище пройшло стадію сайклінг-процесу і продовжує розробляти на виснаження. На момент закінчення сайклінг-процесу коефіцієнт охоплення витісненням «сирого» газу «сухим» склав 0.5, середній конденсатний фактор – 100 г/м³, пластовий тиск у серпуховських покладах (Н-5) склав 25 МПа.

Враховуючи, що у візейських покладах Котелевського ГКР продовжують відкриватись газоконденсатні поклади з низьким потенційним вмістом конденсату (q_k) та високими пластовими тисками (до 70.0 МПа), то на цьому родовищі можлива організація системи розробки з перепуском газу, підйомом випавшого конденсату і в цілому збільшення енергоефективності розробки родовища.

На Березівському родовищі дещо інша ситуація: поклади серпуховських горизонтів розроблялись в режимі виснаження. Пластові тиски знизились до 15,0 МПа, а питомий вміст конденсату в пластовому газі - до 100 г/м³. У 2000 році у покладах серпуховських горизонтів Березівського ГКР було здійснено експеримент (за ініціативи Бікмана С.С.) по перепуску газу із візейських покладів (пластовий тиск 60,0 МПа, q_k – 40 г/м³) у серпуховські із пластовими тисками на рівні 35,0 МПа та q_k – 350 г/м³. За період експерименту додатковий видобуток конденсату склав понад 12 тис. т.

Враховуючи продовження відкриття нових газових покладів у глибоко залягаючих горизонтах Березівського родовища і значну кількість випавшого конденсату в серпуховських горизонтах, відновлення перепуску газу може значно підвищити енергоефективність розробки Березівського ГКР.

Щодо п'ятого способу розробки газоконденсатних покладів з високим вмістом конденсату, а саме: розробка на виснаження та з використанням сайклінг-процесу при пластових тисках нижче тиску максимальної конденсації, то він розглянутий в реальному часі розробки на

прикладі горизонтів П-1 та К-1-2 Розпашнівського ГКР.

Розпашнівське ГКР розташоване на території Карлівського району Полтавської області, родовище відкрито в 1973 р., введено в розробку в 1976 р., воно приурочено до монокліналі північно-західного простягання, з півночі обмеженої ніжкою соляного діяпіру. Промислова газонасність встановлена у відкладах нижньої пермі верхнього карбону і у крутопадаючих породах середнього та нижнього карбону. Станом на 01.01.2019 р. початкові запаси газу по категорії С₁ склали 55 195 млн. м³ конденсату – 2 636 тис. т, у тому числі гор. П-1 + К-1,2 – 51 214 млн. м³. Початковий вміст конденсату в пластовому газі коливався в межах 40-60 г/м³.

На рис. 7 показано криві потенціального вмісту конденсату по горизонту П-1 + К-1-2 Розпашнівського ГКР в залежності від пластового

тиску. Середній початковий пластовий тиск по вказаним горизонтам склав 3,9 МПа. З рис. 7 слідує, що пластова газоконденсатна система після досягнення значення тиску максимальної конденсації (10 МПа) буде знаходитись в зоні зворотного випаровування рідкого випавшого конденсату в пластовий газ.

Станом на 2019 рік пластовий тиск в горизонтах П-1 + К-1-2 склав 3,7 МПа, тобто розробка покладів продовжується в зоні тисків нижче тиску максимальної конденсації.

Згідно наведених даних вміст С₅₊ в пластовому газі горизонтів П-1 + К-1-2 Розпашнівського родовища може збільшуватись до 30 г/м³ на пізній стадії експлуатації.

Розрахунки прогнозних показників розробки горизонту П-1 + К-1-2 Розпашнівського ГКР на період 2018-2030 роки, виконані УкрНДІгаз, наведені в таблиці 1.

Динаміка вмісту вуглеводнів С₅₊

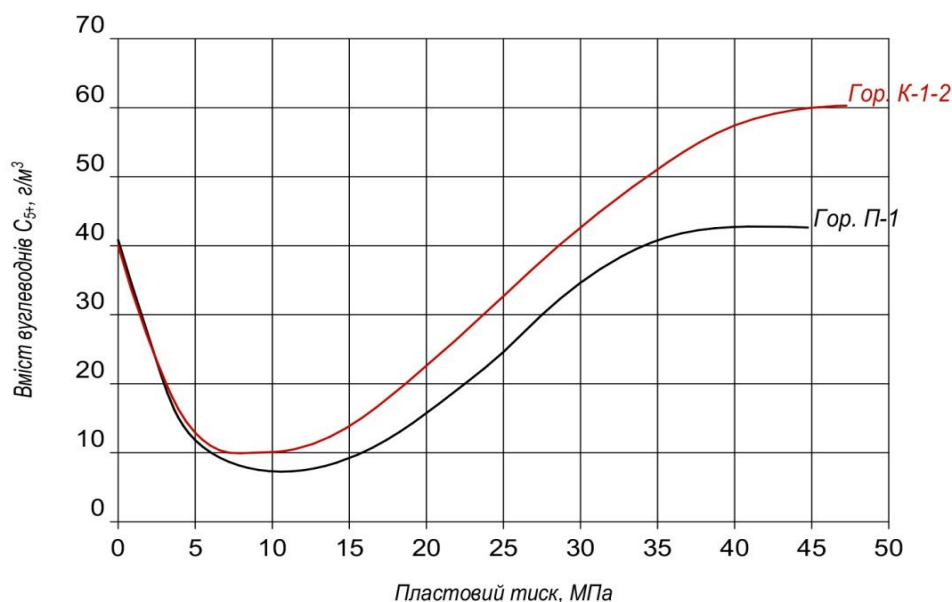


Рис. 7. Динаміка вмісту вуглеводнів С₅₊ в пластовому газі горизонтів П-1 та К-1-2 Розпашнівського ГКР (за матеріалами УкрНДІгаз)

Із табл. 1 видно, що за період з 2018 по 2030 роки на загальному фоні зменшення видобутку газу по рокам з 238.128 млн. м³ до 102.363 млн. м³, вміст конденсату у видобувному газі зростає з 15,16 г/м³ до 18,9 г/м³ при пониженні пластового тиску 3,88 МПа до 2,42 МПа. При цьому прогнозується збільшення річного видобутку конденсату на установках комплексної підготовки газу (УКПГ) як у валовому вираженні з 390 т у 2019 році до 527 т у 2030 році, так і відносному (на 1 м³ видобутого газу) - з 1,51 г/м³ до 5,15 г/м³. Сумарне вилучення конденсату на УКПГ може бути суттєво збільшене шляхом використання автоматизованих установок комплексної

підготовки газу, що використовують турбодетандерні агрегати для охолодження газу (ТДА) - з 9,66 г/м³ у 2018 році до 13,3 г/м³ у 2030 році. Таким чином ефективність розробки газоконденсатних родовищ на пізній стадії експлуатації при $P_{пл} < P_{макс\ конд}$ підвищується за рахунок випаровування випавшої рідкої фази конденсату в газ. Із виконаного аналізу показників розробки випливає, що родовища на пізній стадії експлуатації з крутими характеристиками потенційного вмісту конденсату в пластовому газі можуть давати як суттєве збільшення видобутку конденсату на одиницю видобутку газу, так і збільшення в цілому видобутку конденсату, особливо з викорис-

Детальний розрахунок видобутку конденсату I-го об'єкта Розпашнівського ГКР

Роки	Пластовий тиск (на кінець року)	Видобуток газу (річний)	Промислові ресурси конденсату (вміст вуглеводнів C ₅₊ у видобувному газі) (річні)	Видобуток конденсату на УКПГ (фактичний видобуток) (річний)		Сумарне вилучення конденсату на УКПГ і ХЦУПГ з ТДА (річний)
	МПа			млн. м ³	кг/тис.м ³	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Початок	3.98					
2018	3,88	238.128	15.16	1.51	0.360	9.66
2019	3.70	222.453	15.41	1.75	0.390	9.90
2020	3.54	209.376	15.74	2.08	0.435	10.22
2021	3.39	195.223	16.07	2.40	0.468	10.54
2022	3.25	181.558	16.40	2.72	0.494	10.87
2023	3.12	168.669	16.74	3.04	0.513	11.19
2024	3.00	156.892	17.06	3.36	0.527	11.51
2025	2.88	145.307	17.39	3.68	0.535	11.83
2026	2.78	135.132	17.71	3.99	0.539	12.14
2027	2.68	125.836	18.02	4.29	0.539	12.43
2028	2.59	117.645	18.32	4.58	0.539	12.73
2029	2.50	109.518	18.62	4.87	0.533	13.02
2030	2.42	102.363	18.91	5.15	0.527	13.30

танням підготовки газу на УПГ з ТДА.

Щодо розробки ГКР в режимі сайклінг-процесу, проведено ретроспективний аналіз прогнозних показників розробки Розпашнівського родовища. Якщо стабілізувати пластовий тиск в горизонтах П-1, К-1-2 у 2021 році на рівні 3.39 МПа, тоді видобуток конденсату складе лише на УКПГ 468 т, у наступному, наприклад 2025 році видобуток газу та конденсату залишиться на тому ж рівні, за умови допроривної експлуатації. Однак, якщо повернутись до розробки на виснаження, то за той же період видобуток газу впаде з величини 195,223 млн. м³ до величини 145,307 млн. м³, але видобуток конденсату збільшився до 535 т, тобто при виснаженні лише на УКПГ буде отримано конденсату більше, ніж при використанні сайклінг-процесу.

Висновки. Із розглянутих п'яти теоретично можливих варіантів підвищення енергоефективності розробки газоконденсатних родовищ для практичного використання можуть бути рекомендовані лише два:

- перепуск газу;
- продовження виснаження покладів в умовах низьких пластових тисків менше тиску максимальної конденсації.

Організація перепуску газу з метою підвище-

ння вилучення конденсату з виснажених пластів можлива за умови низького вмісту конденсату та більш високого пластового тиску у покладі, з якого планується здійснювати перепуск газу. Підвищення енергоефективності розробки родовища можлива на Котилевському та Березівському газоконденсатних родовищах, де висока ймовірність відкриття нових газових покладів у глибоких візейських горизонтах. Перепуск газу із покладу з більшими значеннями середнього конденсаційного фактору у поклад з меншими його значеннями є неефективним (як, наприклад, на Тимофіївському НГКР).

Із прогнозного аналізу розробки Розпашнівського ГКР випливає, що використання сайклінг-процесу на пізній стадії експлуатації газоконденсатних родовищ при пластових тисках менших за тиск максимальної конденсації ($P_{пл} < P_{max}$) навіть у покладах з високим вмістом конденсату є недоцільним. Таким чином, такі родовища треба продовжувати розробляти на виснаження.

Наведений математичний апарат може бути використаний для прогнозу розробки двох покладів з відповідними геолого-промисловими умовами в режимі перепуску з визначенням часу вирівнювання пластових тисків при їх виснаженні.

Література

1. Фик І. М. Передові технології в газовій промисловості – запорука стабілізації і збільшення власного видобутку вуглеводнів в Україні / І. М. Фик // Колега. – 2005. - № 7-8. - С. 30-32.

2. Фык И. М. О повышении конденсатоотдачи истощенных залежей / И. М. Фык, Е. С. Бикман // Нефтяная и газовая промышленность. – 1984. – № 3. – С. 31-32.
3. Фик І. М. Шляхи підвищення вуглеводнеїдачі газоконденсатних родовищ України / І. М. Фик, В. С. Григор'єв, Є. С. Бікман / Нафта і газ України 96 : матер. наук.-практ. конф. – Т.2. – Харків, 1996. – С. 48-49.
4. Резуненко В. И. Применение сайклинг-процесса на Новотроицком месторождении / В. И. Резуненко, В. Ф. Будимич, И. И. Борисовец // Нефтяная и газовая промышленность. – 1984. – № 4. – С. 35-39.
5. Оценка степени охвата пластов вытеснением на Новотроицком газоконденсатном месторождении / А. И. Гутников, Л. Ф. Садовская, Е. И. Степанюк и др. / Сб. науч. тр. – Москва : ВНИИГаз, 1988. – С. 99-102.
6. Бикман Е. С. Исследование процесса поддержания пластового давления путем межпластового перепуска газа / Е. С. Бикман, А. И. Гутников, И. М. Фык / Сб. науч. тр. – Москва : ВНИИГаз, 1988. – С. 113-118.
7. Пат. 16203 Україна, МПКЕ21В43/18. Спосіб розробки газоконденсатного покладу з підстилаючою водоплаваючою нафтовою оторочкою / Фик І. М., Матвеев І. М., Ткач Й. Н. та ін. - Опубл. 29.08.97, Бюл. №4. – 5 с.
8. Бікман Є. Проблемні питання розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі / Є. Бікман / Шоста міжнародна науково-практична конференція «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування» (Україна, м. Трускавець, 07-11.10.2019). – С. 458-460.
9. Фик І. М. Проектні рішення з новими технологіями на Куліничинському нафтогазоконденсатному родовищі / І. М. Фик // Нафтова і газова промисловість. – 1997. - № 5. – С. 25-27.
10. Тер-Саркисов Р. М. Повышение углеводородоотдачи пласта нефтегазоконденсатных месторождений / Р. М. Тер-Саркисов. – Москва : Недра, 1995. – 167 с.
11. Фик І. М. Спосіб запобігання випадінню конденсату в пласті / І. М. Фик // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 3. – С. 21-23.
12. Тер-Саркисов Р. М. Конденсатоотдача пласта при вытеснении пластового газа неравновесным в различных областях фазовых превращений / Тер-Саркисов Р. М., Николаевский А. В. // Газовая промышленность. – 1993. – № 6. – С. 32-33.
13. Тер-Саркисов Р. М. Перспективы использования азотных и азотсодержащих газов для повышения углеводородоотдачи газоконденсатного пласта / Тер-Саркисов Р. М., Пекшин М. А. – Москва : ВНИИГаз, 1995. – С. 12-17.
14. Гуревич Г. Р. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления / Г. Р. Гуревич, В. А. Соколов, П. Г. Шмыгля. – Москва : Недра, 1976. – 184 с.
15. Вдовиченко А. І. Новий науковий світогляд, заснований на вченні про поновлюваність глибинних вуглеводневих ресурсів / Вдовиченко А. І., Єрмаков П. П., Єрмаков Н. П. / Шоста міжнародна науково-практична конференція «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування України» (Трускавець, 07-11.10.2019 р.). – С. 37-42.
16. Фик І. М. Геолого-фізичні передумови і технології регулювання сайклінг-процесу / І. М. Фик // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №2. – С. 23-24.
17. Фык И. М. К вопросу охвата вытеснением при сайклинг-процессе / И. М. Фык // Нефтяная и газовая промышленность. – 1991. – №3. – С. 33-34.
18. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Конрата, А. С. Яремійчука. – Львів : ІФДТУНГ, 1996. – 620 с.
19. Геологические предпосылки конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений Котелевско-Березовской зоны УССР / Дудко Н. А., Токой Й. Н., Григорьев В. С., Фык И. М. и др. // ВНИИГазпром. Сер. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. – Вып. 12. – 1983. – С. 1-4.
20. Бікман Є. С. Підвищення вуглеводнеїдачі виснажених газоконденсатних покладів на прикладі горизонтів В-16 + В-17 Тимофіївського нафто-газоконденсатного родовища / Нафта і газу України : Матеріали науково-практичної конференції (Харків, 1996 р., 14-16 травня). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 50-52.
21. Kerunwa A. Optimization of condensate recovery using gas recycling technique / A. Kerunwa, C. Uchebuako // Petroleum & Coal. Vol. 57(5). – 2015. – P. 565-572. – Access mode : https://www.researchgate.net/publication/303045107_Optimization_of_condensate_recovery_using_gas_recycling_technique

Надійшла до редакції 22 березня 2021 р.
Прийнята 27 травня 2021 р.

Внесок авторів: всі автори зробили рівний внесок у цю роботу.

UDC 622.279.4+553.98

Ilya Fyk,

DSc (Engineering), Professor, Head of Department of Mineralogy, Petrography and Minerals,
V. N. Karazin Kharkiv National University, 4 Svobody Sq., Kharkiv, 61022, Ukraine,
e-mail: ifyk@karazin.ua, <https://orcid.org/0000-0002-7453-5636>;

Olena Varavina,

Associate Professor, Department of Oil, Gas and Condensate extraction,
National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»,
2 Kyrpychova St., Kharkiv, 61002, Ukraine,
e-mail: evaravina73@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-6715-5651>;

Olena Khripko,

Senior Lecturer, Department of Mineralogy, Petrography and Minerals,
V. N. Karazin Kharkiv National University,
e-mail: elena.hripko@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-8303-7105>

GEOLOGICAL CRITERIA AND METHODS TO INCREASE CONDENSATE EXTRACTION AT THE LATE STAGE OF GAS CONDENSATE DEPOSITS' DEVELOPMENT

Formulation of the problem. Ukraine is one of the oldest oil and gas producing countries in the world. Maximum volumes of gas (68 billion m³ per year) were extracted in 1975-1978. After this period, production began to decline. About 18 billion m³ of gas was extracted in 2019 in Ukraine. The question arose of studying ways to increase the annual production of gas and condensate from old fields. The total residual reserves of deposits in late operation are estimated at more than 200 billion m³ and are classified as difficult to extract.

Review of previous publications and studies. Scientific publications consider technologies and ways to increase hydrocarbon extraction. Bikman E. S showed the dynamics of the specific condensate content in gas formation depending on the formation pressure at the fields of Ukraine. Reducing pressure during the development of gas condensate deposits with a high initial content of condensate in the formation gas to the condensation start pressure leads to "avalanche" condensation of liquid hydrocarbons. This causes the loss of heavy hydrocarbons in the depletion process of this type of field.

There are two ways to increase hydrocarbon recovery of gas condensate fields: to use methods to maintain reservoir pressure in the initial stages of their development, and to use secondary methods of condensate extraction that fell in the reservoir at the later stages.

Object of research: gas-condensate fields with significant volumes of condensate that have fallen into them, and the possibility of its extraction at a later stage of development.

Results. In this study, the authors identified systems of gas-condensate fields development to ensure the extraction of condensate in the formation. The article considers five theoretically possible options to improve the energy efficiency of gas condensate fields. For practical use, two methods are recommended: gas bypass from deposits with high pressure and low condensate content in deposits with lower formation pressure and high condensate content; continued depletion of deposits at low formation pressures less than the maximum condensation pressure.

The organization of gas bypass in order to increase the extraction of condensate from depleted formations is possible under the condition of low condensate content and higher formation pressure in the deposit from which it is planned to carry out gas bypass. The transfer of gas from a deposit with higher values of the average condensation factor to a deposit with lower values is inefficient. The authors apply a mathematical device which can be used to forecast development of two deposits in the mode of gas bypass with definition of alignment time of formation pressures in their depletion.

It is established that the use of the cycling process at the late stage of gas-condensate fields operation at formation pressures less than the maximum condensation pressure ($P_{\text{reservoir}} < P_{\text{max}}$) is impractical even in deposits with high condensate content. Thus, such deposits should continue to be developed for depletion.

We analyzed the efficiency of gas condensate deposits development on the example of separate deposits of Ukraine.

Keywords: gas-condensate fields, fields at a late stage of operation, gas condensate systems, residual reserves, condensate extraction, geological conditions.

References

1. Fik I.M. (2005). *Advanced technologies in the gas industry – a guarantee of stabilization and increase of own production of hydrocarbons in Ukraine*. *Colleague*, 7-8, 30-32. [in Ukrainian]
2. Fyk I.M., Bikman E.S. (1984). *On increasing the condensate recovery of depleted deposits*. *Oil and gas industry*, 3, 31-32. [in Russian]
3. Fik I.M., Grigoriev V.S., Bikman E.S. (1996). *Ways to increase hydrocarbon recovery of gas condensate fields of Ukraine*. *Oil and gas of Ukraine 96: mater. scientific-practical conf.*, 2. Kharkiv, 48-49. [in Ukrainian]
4. Rezenenko V.I., Budimich V.F., Borisovets I.I. (1984). *Application of the cycling process at the Novotroitskoye field*. *Oil and gas industry*, 4, 35-39. [in Russian]
5. Gutnikov A.I., Sadovskaya L.F., Stepanyuk E.I. et al. (1988). *Assessment of the degree of coverage of reservoirs by displacement in the Novotroitsk gas condensate field*. *Sat. scientific. tr. Moscow, VNIgaz*, 99-102. [in Russian]
6. Bikman E.S., Gutnikov A.I., Fyk I.M. (1988). *Investigation of the process of maintaining reservoir pressure by interstratal gas bypass*. *Sat. scientific. tr. Moscow: VNIgaz*, 113-118. [in Russian]
7. Fik I.M., Matveev I.M., Tkach Y.N. et al. (1997). *Pat. 16203 Ukraine, MPKE21V43/18. Publ. 29.08.97, Bull. 4, 5*. [in Ukrainian]
8. Bikman E. (2019). *Problematic issues of development of gas condensate fields with high condensate content in reservoir gas* Sixth International Scientific and Practical Conference "Subsoil Use in Ukraine. Investment prospects" (Ukraine, Truskavets, October 7-11, 2019), 458-460. [in Ukrainian]
9. Fik I.M. (1997). *Design solutions with new technologies at the Kulinichikha oil and gas condensate field*. *Oil and gas industry*, 5, 25-27. [in Ukrainian]
10. Ter-Sarkisov R.M. (1995). *Increase of hydrocarbon recovery from oil and gas condensate fields*. Moscow: Nedra, 167. [in Russian]
11. Fick I.M. (1997). *Method of preventing condensate in the reservoir*. *Oil and gas industry*, 3, 21-23. [in Ukrainian]
12. Ter-Sarkisov R.M., Nikolaevsky A.V. (1993). *Condensate recovery of the reservoir during the displacement of reservoir gas by nonequilibrium in various areas of phase transformations*. *Gas industry*, 6, 32-33. [in Russian]
13. Ter-Sarkisov R.M., Pekshin M.A. (1995). *Prospects for the use of nitrogen and nitrogen-containing gases to increase hydrocarbon recovery of a gas condensate reservoir*. Moscow: VNIgaz, 12-17. [in Russian]
14. Gurevich G.R., Sokolov V.A., Shmyglya P.G. (1976). *Development of gas condensate fields with the maintenance of reservoir pressure*. Moscow: Nedra, 184. [in Russian]
15. Vdovychenko A.I., Yermakov P.P., Yermakov N.P. (2019). *New scientific worldview, based on the doctrine of renewable deep hydrocarbon resources*. Sixth International Scientific and Practical Conference "Subsoil Use in Ukraine. Prospects for investment in Ukraine" (Truskavets, 07-11.10.2019), 37-42. [in Ukrainian]
16. Fick I.M. (1997). *Geological and physical prerequisites and technologies for regulating the cycling process*. *Oil and gas industry*, 2, 23-24. [in Ukrainian]
17. Fyk I.M. (1991). *On the issue of coverage by displacement in the cycling process*. *Oil and gas industry*, 3, 33-34. [in Russian]
18. *Handbook of oil and gas* (1996). For general. ed. Dr. Tech. Sciences V.S. Boyko, R.M. Konrat, A.S. Yaremychuk. Lviv: IFDTUNG, 620. [in Ukrainian]
19. Dudko N.A., Tokoy Y.N., Grigoriev V.S., Fyk I.M. et al. (1983). *Geological prerequisites for condensate recovery of gas condensate fields of the Kotelevsko-Berezovskaya zone of the Ukrainian SSR*. VNIgazprom. Ser. Geology, drilling and development of gas and offshore oil fields, 12, 1-4. [in Russian]
20. Bikman E.S. (1996). *Increasing the hydrocarbon recovery of depleted gas-condensate deposits on the example of horizons B-16 + B-17 of the Tymofiy oil and gas condensate field*. *Oil and gas of Ukraine: Proceedings of the scientific-practical conference* (Kharkiv, 1996, 14-16 May). Kharkiv: UNGA, 1, 50-52. [in Ukrainian]
21. Kerunwa A., Uchebuako C. (2015). *Optimization of condensate recovery using gas recycling technique*. *Petroleum & Coal*. 57(5), 565-572. Available at: https://www.researchgate.net/publication/303045107_Optimization_of_condensate_recovery_using_gas_recycling_technique