

Визначено, що на пізній стадії розробки більш ефективним є довготривала зупинка нагнітальних свердловин, в які запомповані великі об'єми води, оскільки вона дає можливість використати і термобаричний ефект, зумовлений відновленням температури охолодженої частини розрізу.

Понад 80% початкових видобувних запасів нафти Дніпровсько-Донецької западини зосереджено в 12 найбільших родовищах, які формують поточний нафтовидобуток у регіоні [3]. Більшість з них також знаходяться на завершальних стадіях розробки і характеризуються постійним зменшенням видобутку нафти та високим обводненням продукції. Проведенням циклічного заводнення в поєднанні з хімічним впливом можна підвищити нафтовилучення цих родовищ.

Література

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. – К.: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – С. 279 – 282.
2. Маєвський Б.Й. Вплив тріщинуватості порід-колекторів на особливості нафтовилучення і заводнення нафтових покладів Долинського родовища // Б.Й. Маєвський, О.С. Паславський // Нафтогазова галузь України. – 2015. №5. – С. 21 – 25.
3. Витвицька У.Я. Ресурси нафтовидобутку України і ефективність їх використання / У.Я. Витвицька // Економіка та організація виробництва. – №2(3). – 2002. – С. 117 – 122.

УДК 622.279

*І.І. Ларцева, к.т.н., доцент
О.С. Андреев, студент гр. 401-НГ
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА ДОПОМОГОЮ НАГНІТАННЯ В ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

Газові та газоконденсатні родовища України характеризуються значним ступенем виснаження. Зокрема ПАТ «Укргазвидобування» у 80% видобутку працює з родовищами із виснаженням 75%. Особливістю таких родовищ є зниження продуктивності свердловин через зменшення рухливості флюїду в пласті при конденсації вуглеводнів.

Однією з найважливіших характеристик пластів є ступінь газовіддачі, оскільки від нього залежить продуктивність розробки родовища. Коефіцієнт вуглеводневіддачі зумовлюється багатьма факторами і, зокрема, обводненістю пластової зони. Для водонапірного режиму для газових родовищ коефіцієнт газовилучення становить 0,7 – 0,85 [1].

Розробка газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму

характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту залежно від фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних пластів, що призводить до защемлення водою залишкових запасів газу. За результати різних лабораторних досліджень з витіснення залишкових запасів природного газу азотом, діоксидом вуглецю та димовими газами з моделей однорідного пласта та неоднорідних двошарових моделей встановлено, що найбільший коефіцієнт газовилучення досягається у разі використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання [2].

Через високу розчинність CO_2 в пластових флюїдах (нафті, конденсаті, воді) відбувається збільшення рухомості вуглеводнів і зменшення рухомості води в пласті. Нагнітання діоксиду вуглецю використовується переважно для витіснення нафти з виснажених нафтових пластів. CO_2 в умовах навколишнього середовища є безбарвним газом без запаху і приблизно в 1,5 рази важчий за повітря; у 2 – 10 разів більш розчинний в нафті, ніж у воді. CO_2 збільшує в'язкість води і утворює карбонатну кислоту, яка сприятливо впливає на сланці та карбонатні породи.

Залежно від геології пласта, властивостей рідини та гірських порід, нагнітання CO_2 може здійснюватися за технологіями: безперервного закачування; постійного введення CO_2 з подальшим заводненням; поперемінне нагнітання води і газу (Water-Alternating-Gas WAG); кінчна WAG, коли введення діоксиду вуглецю поступово зменшується; газ слідом за WAG, коли після введення повного об'єму діоксиду вуглецю нагнітається більш дешевий азот або повітря. Найефективнішою є технологія безперервного потоку водно-змішаного газу (WAG) [3].

Промислові проекти із використання діоксиду вуглецю для підвищення нафтовилучення розпочато з 1951 році у США; коефіцієнт вилучення становить від 0,15 до 36,37 %. Дослідження впливу діоксиду вуглецю на видобуток газу та конденсату має більше теоретичний характер. Здійснення успішного нагнітання CO_2 вимагає точного дослідження критеріїв пласта, включаючи пористість і проникність пласта, густину та в'язкість нафти чи газоконденсату, температуру пласта, глибину, насиченість вуглеводнями та товщину пласта.

CO_2 відповідає за 64% забруднення навколишнього середовища, тому існує гостра потреба зменшити його концентрацію викидів, щоб уникнути глобального потепління. Згідно з Кіотським протоколом 1992 р. і підписанням Паризької угоди у 2015 р. під егідою Об'єднаних націй країни зобов'язанні зменшити викиди діоксиду вуглецю або захоронити їх [4].

Діоксид вуглецю спочатку необхідно уловити і відокремити від точкового джерела за допомогою використання різних хімічних або механічних процесів. Бездомішковий потік CO_2 потім стискається до стану рідини високого тиску, для зручності транспортування, як правило, в трубопроводах. CO_2 транспортували за допомогою трубопроводів у США з 1970 року. Широка газопровідна мережа в Україні пропонує багато переваг для розгортання технологій уловлювання та зберігання вуглецю.

Відомі основні способи захоронення діоксиду вуглецю включають: виснажені нафтогазові родовища, підвищення вилучення вуглеводнів у традиційних і нетрадиційних колекторах, глибокі водоносні горизонти, глибокі вугільні пласти, з яких не проводиться видобуток, підвищення видобутку вугільного метану тощо [5].

Таким чином, перспективним напрямом видобування газу із обводнених родовищ і одночасним вирішенням проблеми утилізації діоксиду вуглецю сьогодні є нагнітання CO₂ в газоконденсатні родовища.

Література

1. SPE-16355-MS. *Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir*. A. Firoozabadi, G. Olsen, T. van Golf-Racht. SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 1987. P. 319-322.

2. SPE-11848-MS. *Nitrogen Injection Applications Emerge in the Rockies*. J.P. Clancy, R.E. Gilchrist. SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Salt Lake City, Utah, May, 1983.

3. Jones L.G., Cullick A.S., Cohen M.F. *WAG Process Promises Improved Recovery in Cycling Gas Condensate Reservoirs: Part 1 – Prototype Reservoir Simulation Studies*. SPE 19113. SPE Gas Technology Symposium, Dallas, Texas, 7-9 June 1989.

4. Paris Agreement. Електронний ресурс. https://en.wikipedia.org/wiki/Paris_Agreement

What is CCUS. Електронний ресурс. <https://co2crc.com.au/about-ccus/what-is-ccus/>

УДК 622.242.001.63

А.В. Ляшенко, старший викладач

М.В. Петруняк, к.т.н., доцент,

Національний університет

«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»,

ТЕХНОЛОГІЯ ОЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ВІД ГІДРАТОСМОЛОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ

Як показують багаторічні спостереження, в процесі видобутку нафти регулярно відбувається відкладення гідратопарафінів, смол, асфальтенів і мінеральних солей на внутрішніх стінках НКТ, що призводить до зменшення поперечного перерізу труби. Відклади гідратосмолопарафінових утворень призводять до погіршення роботи або відмови підземного нафтогазового обладнання [1-2].

Ці фактори викликають збої в роботі глибинних насосів і насосних штанг, що негативно позначається на експлуатаційних характеристиках свердловинного обладнання і, зрештою, призводить до зниження видобутку нафти [3].

Метою роботи є удосконалити та підвищити якість очистки внутрішніх стінок НКТ від гідратопарафінів, смол, асфальтенів та мінеральних солей.

Оскільки на багатьох родовищах України більшість з методів боротьби технічно важко здійснити і вони є економічно недоцільними, в даний час найчастіше зазвичай обмежуються лише проведенням заходів з