

НОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТЕРМОХІМІЧНОЇ ДІЇ НА ПРОДУКТИВНИЙ ПЛАСТ ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

М.І. Рудий¹, В.Д. Патра²

¹ НДПІ ВАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2,
тел. (0342) 776141, e-mail: nafta@cndl.ukrnafta.com

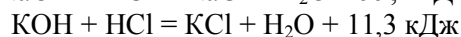
² НВП «Нафтовик», м. Івано-Франківськ, вул. Тичини, 8а, тел. (03422) 49361

Для термохимического воздействия на призабойную зону пласта предлагается использовать новые технологии с использованием как щелочно-кислотных растворов, так и нитрата карбамида. В зависимости от геолого-промысловых условий конкретных скважин рекомендуется проводить селективное термохимическое воздействие с использованием саморазрушающихся полимерных систем или полимера «Поликар», комбинированную обработку нагретым щелочным и кислотным раствором, технологию термохимического воздействия с использованием гидроксида аммония и соляной кислоты, технологию термохимического воздействия с использованием смеси нитрата карбамида и нитрита натрия с последующим нагнетанием мицелярного раствора, технологию термोकислотного воздействия с использованием смеси нитрата карбамида и метанола или диэтиленгликоля. Детально рассмотрены условия использования каждого из методов и результаты их внедрения на месторождениях Украины для интенсификации добычи нефти и газа на добывающих скважинах.

Термохімічна обробка – це процес дії на привибійну зону пласта гарячою соляною кислотою, нагрітою безпосередньо на вибої свердловини за рахунок теплового ефекту екзотермічної (тобто тій, що відбувається з виділенням теплоти) реакції між розчином кислоти та іншою речовиною. Використання термохімічної обробки дає змогу досягнути таких переваг: видаляти з поверхні вибою і порового простору пласта асфальтосмолопарафіністі речовини, що відкладаються в процесі фільтрації нафти; збільшувати хімічну активність кислоти стосовно до забруднень, що зменшують фільтрацію пластової рідини (глиниста та цементна кірка, продукти корозії та інші) та стосовно до компонентів породи пласта, що сприяє їх інтенсивному розчиненню в зоні дії активної теплової зони. Термохімічні обробки використовуються на родовищах, які характеризуються високим вмістом асфальтосмолопарафіністих речовин у нафті, зазвичай тоді, коли звичайні солянокислотні обробки ефекту вже не дають. Промисловий досвід свідчить, що показники у термохімічних методах є кращими. Наприклад, витрата кислоти в 2–3 рази менша, тривалість технологічного ефекту — 1,5–2 роки, успішність робіт – 77% проти 70% у методів солянокислотної дії [1, 2].

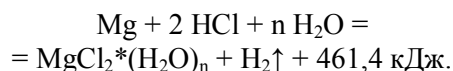
Реакції твердих гідрооксидів натрію та калію також протікають з виділенням теплоти:

To achieve a thermo-chemical impact on the bottom hole formation zone suggested here are some new technologies using both alkaline and acid solution and carbamide nitrate. Depending on geological production conditions of certain wells recommended is a selective thermo-chemical treatment using: self-destroyable polymer systems or "Polycar" polymer; combined treatment with the heated alkaline and acid solution; technique of thermo-chemical impact using ammonium hydroxide and hydrochloric acid; thermo-chemical impact technology using ammonium hydroxide and hydrochloric acid; thermo-chemical impact technology using the mixture of carbamide nitrate and sodium nitrate followed by micellar solution injection; thermo-acid impact technology using the mixture of carbamide nitrate and methanol or diethylene glycol. Considered in detail are the conditions of each of the above techniques and the results of their implementation on the fields of Ukraine with the view of enhancing oil and gas extraction from producing wells.



І продукти реакції, і вихідні реагенти є водорозчинними речовинами, що не утворюють осадів під час взаємодії з нафтою. Теплоту в процесі термохімічної реакції з використанням твердих лугів отримують за рахунок розчинення останніх у воді (41,4 кДж) та за рахунок реакції нейтралізації (57,8 кДж). Концентрація соляної кислоти під час термохімічної обробки зменшується приблизно на третину від початкової концентрації [1].

У разі застосування магнію кількість теплоти, що виділяється, є дещо меншою, ніж у випадку алюмінію, але продукти реакції є водорозчинними речовинами:



Технологія застосування магнію можлива як в реакційному наконечнику, що опускається на НКТ, так і шляхом нагнітання суспензії магнію у привибійну зону з наступним нагнітанням кислотного розчину. Наприклад, під час обробки свердловини 15% розчином HCl, що нагнітається зі швидкістю 1,86 дм³/с через реакційний наконечник ємністю 30 кг магнію, температура розчину збільшується з 37 до 50°C [3]. Збільшення ємності наконечника до 70 кг за такого ж режиму нагнітання дає змогу збільши-

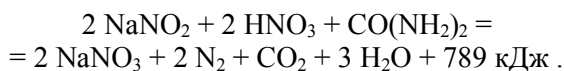
ти температуру з 42°C до 98°C. За такої витрати в пласт нагнітається 4–5 м³ нагрітої кислоти. Подальше нагнітання кислоти (1 м³) призводить до зниження температури розчину до 50°C. Тому швидкість насосного агрегату на цій стадії нагнітання кислоти повинна бути збільшена до 6,4 дм³/с [4].

Для термохімічної обробки продуктивних пластів крім раніше згаданих методів можуть бути використані також інші методи. Наприклад, з цією метою може використовуватись водяна пара та хлористий водень, які нагнітаються у свердловину по чергово [5]. У результаті взаємодії хлорсульфоновою кислоти з водою виділяється велика кількість теплоти, реакція відбувається з силою вибуху:



Ще 82,1 кДж виділяється за рахунок розчинення сірчаної кислоти у воді.

Як джерело теплоти може використовуватись реакція руйнування комплексу азотної кислоти з карбамідом нітритом натрію. Проте, реакція на цьому не припиняється, а продовжується далі з виділенням газоподібних речовин та теплоти:



За рахунок цієї теплоти температура в зоні реакції зростає на 250 - 280°C (для розплавлення та видалення парафінів і смол достатньо приросту і на 80 - 100°C). Застосування цієї реакції дає змогу зменшити корозійний вплив на підземне обладнання за рахунок використання азотної кислоти в неактивній формі [6].

На родовищах України для термохімічної дії на продуктивний пласт протягом 1960–1995 років використовувались переважно гідрооксид натрію та магній в реакції з соляною кислотою. Окрім того, проводились дослідно-промислові випробування алюмінієвої пудри та нітрату карбаміду як можливих реагентів термохімічної дії. Проте, з припиненням виробництва магнію на Україні впровадження цього методу різко знизилось. Повторення термохімічних обробок із використанням гідрооксиду натрію та соляної кислоти призвело до зниження ефективності його застосування. Для підвищення технологічної та економічної ефективності термохімічного впливу на продуктивний пласт нафтових родовищ України, що вступили на пізню стадію розробки, були здійснені дослідження з вивчення нових напрямків здійснення екзотермічної реакції, розроблено нові та вдосконалено існуючі технології термохімічного впливу.

Вдосконалення термохімічної дії з використанням гідрооксиду натрію та соляної кислоти здійснювалось у двох напрямках. За першою схемою завдяки додатковому використанню саморуйнівної полімерної системи здійснювалась селективна термохімічна дія у свердловинах з неоднорідним за проникністю продуктивним горизонтом. Для цього нагнітання полімерної системи здійснюють між циклами проведення термохімічної обробки; при цьому кількість циклів нагнітання тимчасово блокуючої

суміші та здійснення термохімічної обробки складає від 1 до 3 [7]. Для продуктивних пластів проникністю менше 0,08 мкм² використовують саморуйнівну полімерну суміш, що містить 0,1–3% водорозчинного полімеру на основі ефірів целюлози, 0,1–5% соляної кислоти та воду. Для пластів з більшою проникністю використовують або висококонцентровані за полімером саморуйнівні полімерні системи, або 0,1–3% розчин полімеру «Полікар». Під час першого циклу термохімічної дії завдяки високій прийнятності нагрітій розчин буде поглинатись найбільш проникними пропластками. Для того, щоб діяти на менш проникні пропластки, високопроникні пропластки тимчасово блокуються запропонованими полімерними розчинами. Другий цикл термохімічної обробки після цього буде діяти, відповідно, на середньопроникні пропластки. Повторне нагнітання тимчасово блокуючої рідини дасть змогу у третьому циклі термохімічної обробки впливати відповідно на низькопроникні пропластки і т.д. Покращити ефективність термохімічної дії на пласт уможливило додаткове введення до складу лужного та кислотного розчинів поверхнево-активної речовини. У разі нейтралізації лужного та кислотного розчинів розчин ПАР буде прогріватись. І тому під час дії на відклади спостерігається не тільки вплив температурного чинника, а й здатність ПАР відмивати асфальтени та парафіни з поверхні порових каналів. Завдяки комплексній дії гарячий розчин ПАР буде збільшувати ефективність термохімічної дії. За технологією послідовного нагнітання термохімічного розчину, саморуйнівного полімерного розчину та знову термохімічного розчину здійснено 21 свердловино-операцію на родовищах Полтавського нафтопромислового району (таблиця 1). Успішність проведених робіт складає 81%. Завдяки проведеним роботам додатково видобуто 5773,94 тон нафти, що на одну обробку складає 275 т.

Другим шляхом вдосконалення традиційної термохімічної дії є її поєднання з перевагами лужно-кислотної дії, особливо на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки покладів, коли у свердловинах здійснено значну кількість кислотних обробок. Експериментальними дослідженнями встановлено, що нагнітання лужного розчину через теригенний kern, в якому досягнуто максимальне розчинення компонентів породи заданим кислотним розчином хоча і не призводить до зміни проникності керна, але дає можливість наступній порції кислотного розчину додатково збільшувати його проникність (таблиця 2). Без застосування лужного розчину додатковий ефект є неможливим, оскільки на першій стадії СКД у kern нагнітається така кількість кислоти, після якої зростання проникності не спостерігається. Цей факт свідчить про те, що лужний розчин у породі взаємодіє з тими компонентами пласта, які не розчиняються солянокислотним розчином, завдяки чому відбувається розблокування кислоторозчинних компонентів породи для подальшої взаємодії з кислотним розчином.

Таблиця 1 – Результати селективної термохімічної дії з використанням саморуйнівних полімерних систем

| № з/п | Номер свердловини | Дата проведення | Склад 1 порції | Об'єм СПС | Склад 2 порції | Дебіт нафти, т/доб | | Додатковий видобуток, т |
|-------|-------------------|-----------------|----------------|-------------|----------------|--------------------|-------|-------------------------|
| | | | | | | до | після | |
| 1 | 61-Новогригор | 20.02.01 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 2,41 | 5,78 | 1489,77 |
| 2 | 40-Новогригор | 19.03.01 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 4,27 | 5,16 | 16,48 |
| 3 | 66-Радченки | 16.05.01 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,45 | 1,84 | 268,97 |
| 4 | 66-Новогригор | 29.05.01 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,39 | 2,77 | 606,6 |
| 5 | 58-Радченки | 24.06.01 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,13 | 0,13 | -0,8 |
| 6 | 40-Новогригор | 21.02.02 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 1,18 | 1,63 | 213,1 |
| 7 | 79-Новогригор | 26.04.02 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 1,29 | 2,61 | 800,0 |
| 8 | 66-Радченки | 19.06.02 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 1,18 | 1,53 | 37,7 |
| 9 | 61-Новогригор | 30.09.02 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 4,94 | 6,0 | 270,04 |
| 10 | 67-Новогригор | 22.03.03 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 1,11 | 2,25 | 163,17 |
| 11 | 60-Новогригор | 22.05.03 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,86 | 1,48 | 4,5 |
| 12 | 12-Решетняки | 29.05.03 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,45 | 0,91 | -10,6 |
| 13 | 69-Новогригор | 02.12.03 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 2,09 | 2,93 | 317,95 |
| 14 | 130-Радченки | 28.03.04 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,31 | 0,48 | 58,84 |
| 15 | 78-Новогригор | 22.04.04 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 1,77 | 2,11 | 2,35 |
| 16 | 66-Решетняки | 30.12.04 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 1,34 | 1,07 | -0,4 |
| 17 | 65-Новогригор | 20.08.04 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 1,12 | 1,29 | -2,36 |
| 18 | 53-Голубівка | 31.07.04 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,38 | 1,53 | 300,03 |
| 19 | 52-Голубівка | 13.11.04 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,76 | 1,0 | 8,07 |
| 20 | 78-Новогригор | 31.03.05 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,51 | 2,44 | 262,55 |
| 21 | 82-Решетняки | 18.05.05 | NaOH+HCl | 1%КМЦ+1%НС1 | NaOH+HCl | 0,68 | 6,52 | 967,98 |

Таблиця 2 – Зміна проникності карбонізованих пісковиків після нагнітання лужних і кислотних розчинів за температури 60°C

| № | Параметри ядра | | Проникність після 10% HCl | | Проникність після 20% NaOH (2 V _п) | Проникність після 10% HCl (2 V _п) |
|---|-------------------------------|------------------|---------------------------|------------------------|--|---|
| | проникність, мкм ² | карбонатність, % | в мкм ² | об'єм в V _п | | |
| 1 | 0,0112 | 3,2 | 0,0386 | 12 | 0,0395 | 0,0449 |
| 2 | 0,0074 | 5,8 | 0,0437 | 17 | 0,0437 | 0,0618 |
| 3 | 0,0087 | 4,0 | 0,0504 | 10 | 0,0518 | 0,0583 |

За присутності забруднень, таких як важкі компоненти нафти або глинисті компоненти, вдосконалену технологію здійснюють шляхом послідовної обробки продуктивного пласта спочатку нагрітим до температури вище пластової лужним розчином концентрацією не нижче 10%, що забезпечується взаємодією лужного і кислотного розчинів на вибої свердловини за надлишку першого, а потім – кислотним розчином [8]. Концентрацію і темп протискування лужного розчину вибирають такими, щоб після взаємодії його на вибої свердловини з кислотним розчином концентрація луку залишалась не нижчою 10%. За технологією послідовного нагнітання нагрітого лужного і звичайного кислотного розчинів було здійснено 22 свердловинооперації (19 – у видобувних свердловинах та 3 – у нагнітальних свердловинах Бориславського, Надвірнянського та Долинського нафтопромислових районів). Успішність проведених робіт складає 86,3%. Внаслідок проведених робіт додатково видобуто 7236,47 тон нафти, що на одну обробку складає 329 т (таблиця 3).

Ще одним перспективним напрямком вдосконалення термохімічної дії є заміна гідрооксиду натрію на аміачну воду:

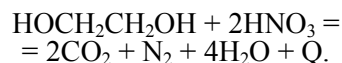


В розрахунку на 1 м³ товарної 31% і 27,5% соляної кислоти тепловий ефект складає відповідно 1402 МДж і 1225 МДж, а в розрахунку на 1 м³ товарного 25% розчину аміаку – 927,9 МДж. Порівняно з гідрооксидом натрію використання аміачної води за всіх інших рівних умов забезпечує отримання кращого теплового ефекту. Технологія застосування аміачної води під час термохімічної дії є типовою [9]. За технологією термохімічної дії з використанням аміачної води було здійснено 35 операцій у свердловинах Бориславського, Надвірнянського та Долинського нафтопромислових районів. Успішність проведених робіт складає 94%. Внаслідок проведених робіт додатково видобуто 7394 тон нафти, що на одну обробку складає 211 т (таблиця 4).

Під час дії на продуктивні пласти азотнокислий карбамід, окрім утворення активної кислоти, також може бути використаний для термохімічної або термокислотної дії. В процесі термохімічної дії азотна кислота, що утворюється в пластових умовах, витрачається переважно на виділення тепла, а при термокислотній дії – одночасно і на виділення тепла, і на кислотну дію. Дослідно-промислові випробу-

вання технології термохімічної дії з використанням комплексу азотної кислоти з карбамідом та нітриту натрію в Долинському нафтопромисловому районі свідчать, що загалом вона є ефективною, але поступається іншим методам інтенсифікації (обробка розчинами ПАР та інші). Для покращення ефективності такої дії було запропоновано комбіновану технологію, яка полягала в послідовному здійсненні термохімічної дії з використанням комплексу азотної кислоти з карбамідом та нітриту натрію на першому етапі та нагнітанні міцелярного розчину на основі нафтових сульфонатів [10]. Попереднє прогрівання забрудненої привибійної зони посилює нафтовідмиваючу та нафтовитягальну здатність міцелярного розчину. З використанням нітрату карбаміду, нітриту натрію та міцелярних розчинів за цей час проведено 10 свердловинооперацій в Долинському нафтопромисловому районі (таблиця 5). Успішність проведених робіт складає 100%. Внаслідок проведених робіт додатково видобуто 3898,41 тон нафти, що на одну обробку складає 390 т.

Також проводився пошук нових реагентів для термохімічної дії на продуктивний пласт. Одним з таких перспективних напрямків є реакція азотної кислоти зі спиртами. Нова технологія стандартної термохімічної дії з використанням азотнокислого карбаміду полягає в послідовному нагнітанні у свердловину водорозчинного спирту, інертного буфера, суспензії азотнокислого карбаміду у нафті, інертного буфера та водорозчинного спирту. Термохімічна дія здійснюється завдяки використанню реакції водорозчинного спирту з азотною кислотою, наприклад:



Під час взаємодії етиленгліколю з азотною кислотою на першому етапі утворюється так званий нітроетиленгліколь, що використовується у виробництві вибухівки. Під час розкладання нітроетиленгліколю виділяється азот та вуглекислий газ і велика кількість теплоти. Утворення газової фази в пластових умовах сприяє покращенню освоєння свердловин (особливо з низькопроникним колектором), а виділення великої кількості теплоти в пластових умовах покращує її прогрівання, що дає змогу зменшити кількість асфальтосмолопарафіністих відкладів у привибійній зоні пласта. З метою передчасного змішування етиленгліколю та розчину, що містить азотну кислоту, в НКТ їх розділяють

Таблиця 3 – Результати термімічної дії з використанням нагрітих лужних розчинів

| № з/п | Номер свердловини | Дата проведення | Склад лужного розчину | Склад кислотного розчину | Дебіт нафти, т/доб | | Додатковий видобуток, т |
|-------|--------------------|----------------------------------|---------------------------------------|--|--------------------|-------|-------------------------|
| | | | | | до | після | |
| 1 | 1615-Борислав | 24.09.99 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 1,0 | 2,81 | 421,7 |
| 2 | 26-Коханівка | 25.11.99 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 8,93 | 10,55 | 147,6 |
| 3 | 71-Луква | 28.05.99 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 0,92 | 0,9 | -1 |
| 4 | 42-Луква | 26.08.99 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 2,6 | 3,39 | 72,76 |
| 5 | 36-Луква | 29.10.99 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 2,8 | 3,19 | 0,6 |
| 6 | 59-Північна Долина | 17.11.99 | нагрітий 10% NaOH (13м ³) | 2,5м ³ ГРР (15%НС1+ 5,5%БФФА+0,3% ПАР) | 0** | 268** | |
| 7 | 1004-Борислав | 23.03.00 | нагрітий 10% NaOH (13м ³) | 7,5м ³ ГРР (15%НС1+ 5%БФФА+0,3% ПАР) | 0,54 | 2,45 | 385,8 |
| 8 | 31-Коханівка | 25.04.00 | нагрітий 10% NaOH (13м ³) | 5,5м ³ СКР (15%НС1) | 0,65 | 2,82 | 268,68 |
| 9 | 1700-Борислав | 17.07.00 | нагрітий 10% NaOH (13м ³) | 7,5м ³ ГРР (15%НС1+ 5%БФФА+0,3% ПАР) | 1,33 | 1,97 | 204,7 |
| 10 | 587-Битків | 21.03.00 | нагрітий 10% NaOH (15м ³) | 3,5м ³ ГРР (15%НС1+ 4%БФФА+0,3% ПАР) | 3,8 | 5,0 | 172,48 |
| 11 | 33-Луква | 21.04.00 | нагрітий 15% NaOH (13м ³) | 5,5м ³ ГРР (15%НС1+ 4%БФФА+0,3% ПАР) | 0,81 | 1,4 | 143,41 |
| 12 | 88-Стругиць | 27.12.00 | нагрітий 15% NaOH (26м ³) | 5,5м ³ ГРР (10%НС1+ 3%НН+0,3% ПАР) | 20** | 288** | |
| 13 | 13-Орив-Улично | 19.06.01 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 30** | 200** | |
| 14 | 26-Коханівка | 14.07.01 13.04.02 21.03.03 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 5,27 | 11,7 | 2645,35 |
| 15 | 228-Гвізд | 30.03.01 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 0,79 | 1,94 | 578,53 |
| 16 | 360-Битків | 19.04.01 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 1,5 | 1,94 | 81,13 |
| 17 | 587-Битків | 19.07.01 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 2,33 | 4,87 | 1327,38 |
| 18 | 555-Битків | 14.03.02 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 1,14 | 2,0 | 200,21 |
| 19 | 54-Луква | 26.04.02 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 0,54 | 1,36 | 368,8 |
| 20 | 556-Битків | 31.03.03 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 0,3 | 1,37 | 50,17 |
| 21 | 461-Битків | 24.07.03 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 1,23 | 1,4 | 11,2 |
| 22 | 26-Коханівка | 03.06.04 | нагрітий 10% NaOH (2м ³) | 6 м ³ 15%СКР | 5,88 | 9,52 | 88,38 |

Таблиця 4 – Результати термхімічної дії з використанням гідрооксиду амонію

| № з/п | Номер свердловини | Дата проведення | Склад лужного розчину | | Склад кислотного розчину | Дебіт нафти, т/доб | | Додатковий видобуток, т |
|-------|-------------------|-----------------|--|-------------------------|--------------------------|--------------------|-------|-------------------------|
| | | | лужного розчину | кислотного розчину | | до | після | |
| 1 | 36-В.Луква | 04.09.94 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 4,6 | 7,0 | 221,0 |
| 2 | 801-Довбушанка | 17.04.95 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 2,2 | 4,1 | 141,3 |
| 3 | 735-Пн.Битків | 20.08.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,5 | 0,87 | 47,5 |
| 4 | 64-Бистриця | 12.10.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,3 | 2,3 | 116,7 |
| 5 | 1570-Борислав | 24.09.95 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,5 | 0,5 | 0 |
| 6 | 1-Коханівка | 07.12.95 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,5 | 0,63 | 47,4 |
| 7 | 28-Попелі | 13.05.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 3,0 | 4,5 | 105,8 |
| 8 | 23-Коханівка | 27.11.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0 | 1,0 | 134,4 |
| 9 | 47-Коханівка | 09.02.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 1,0 | 1,0 | 0 |
| 10 | 1604-Борислав | 21.10.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,7 | 1,3 | 81,5 |
| 11 | 24-Попелі | 28.06.98 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 2,3 | 4,2 | 310,2 |
| 12 | 60-Струтинь | 10.05.94 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 5,5 | 8,2 | 548,3 |
| 13 | 37-Спас | 06.08.94 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,7 | 0,9 | 108,0 |
| 14 | 31-Струтинь | 19.03.95 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 4,5 | 4,7 | 80,1 |
| 15 | 63-Струтинь | 23.06.95 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 3,7 | 4,9 | 204,5 |
| 16 | 105-Струтинь | 03.09.95 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 1,8 | 3,4 | 283,7 |
| 17 | 90-Струтинь | 15.04.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,2 | 0,3 | 34,6 |
| 18 | 68-Струтинь | 20.05.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,12 | 0,24 | 41,3 |
| 19 | 56-Струтинь | 09.10.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,3 | 1,9 | 189,7 |
| 20 | 54-Струтинь | 03.03.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 2,4 | 4,0 | 325,6 |
| 21 | 68-Струтинь | 14.11.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 0,2 | 1,3 | 118,3 |
| 22 | 83-Струтинь | 02.12.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 1,3 | 2,95 | 286,1 |
| 23 | 85-Струтинь | 24.02.98 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 1,8 | 2,2 | 169,3 |
| 24 | 62-Струтинь | 08.07.98 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 3,1 | 4,9 | 471,8 |
| 25 | 92-Струтинь | 17.09.98 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 2,8 | 6,5 | 616,1 |
| 26 | 41-Струтинь | 29.04.99 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 3,8 | 5,6 | 302,6 |
| 27 | 85-Струтинь | 07.08.99 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 6м ³ 27% СКР | 1,5 | 2,99 | 356,0 |
| 28 | 95-Бугри | 22.06.96 | 5м ³ 25% NH ₄ OH | 5м ³ 27% СКР | 5м ³ 27% СКР | 3,4 | 4,8 | 248,4 |
| 29 | 94-Бугри | 16.10.97 | 5м ³ 25% NH ₄ OH | 5м ³ 27% СКР | 5м ³ 27% СКР | 1,2 | 3,1 | 381,9 |
| 30 | 68-Бугри | 05.03.98 | 5м ³ 25% NH ₄ OH | 5м ³ 27% СКР | 5м ³ 27% СКР | 11,0 | 18,0 | 864,5 |

Продовження таблиці 4

| № з/п | Номер свердловини | Дата проведення | Склад лужного розчину | Склад кислотного розчину | Дебіт нафти, т/доб | | Додатковий видобуток, т |
|-------|-------------------|-----------------|--|--------------------------|--------------------|-------|-------------------------|
| | | | | | до | після | |
| 31 | 65-Новогригорівка | 22.06.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 0,95 | 1,5 | 124,9 |
| 32 | 55-Решетняки | 04.10.96 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 4,4 | 4,81 | 108,3 |
| 33 | 58-Решетняки | 16.07.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 0,8 | 1,4 | 202,6 |
| 34 | 7-Решетняки | 14.11.97 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 0,18 | 0,23 | 57,4 |
| 35 | 65-Новогригорівка | 28.04.98 | 6м ³ 25% NH ₄ OH | 6м ³ 27% СКР | 1,05 | 1,3 | 64,2 |

Таблиця 5 – Результати термхімічної дії з використанням нітриду натрію та азотнокислого карбаміду

| № з/п | Номер свердловини | Дата проведення | Склад першої порції | Склад другої порції | Дебіт нафти, т/доб | | Додатковий видобуток, т |
|-------|-------------------|-----------------|-------------------------|---------------------|--------------------|-------|-------------------------|
| | | | | | до | після | |
| 1 | 4-Спас | 27.06.03 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 2,43 | 5,86 | 810,71 |
| 2 | 83-Спас | 17.07.03 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 1,33 | 2,37 | 80,22 |
| 3 | 9-Спас | 22.08.03 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 1,92 | 3,32 | 224,59 |
| 4 | 52-Спас | 20.08.04 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 1,59 | 7,52 | 1622,88 |
| 5 | 49-Спас | 08.09.04 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 0,45 | 1,91 | 339,85 |
| 6 | 67-Спас | 30.09.04 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 0,72 | 2,19 | 163,71 |
| 7 | 98-Бугри | 19.06.05 | NaNO ₂ + АКК | - | 4,91 | 9,53 | 288,85 |
| 8 | 31-Спас | 11.06.05 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 1,23 | 3,1 | 126,64 |
| 9 | 202-Спас | 08.07.05 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 1,79 | 3,67 | 149,72 |
| 10 | 66-Спас | 19.07.05 | NaNO ₂ + АКК | 5% КНС | 0,27 | 1,61 | 91,24 |

Таблиця 6 – Результати термхімічної дії з використанням диетилгліколю та азотної кислоти

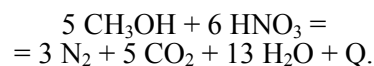
| № з/п | Номер свердловини | Дата проведення | Спирт | Кислотний розчин | Дебіт нафти, т/доб | | Додатковий видобуток, т |
|-------|-------------------|-----------------|-------|------------------|--------------------|-------|-------------------------|
| | | | | | до | після | |
| 1 | 63-СтСамбір | 24.11.99 | ДЕГ | АКК + нафта | 2,6 | 3,4 | 62,4 |
| 2 | 1606-Борислав | 28.12.00 | ДЕГ | АКК + нафта | 0,72 | 2,45 | 339,1 |
| 3 | 1688-Борислав | 29.05.01 | ДЕГ | АКК + нафта | 0,082 | 1,03 | 262,75 |
| 4 | 1687-Борислав | 13.04.02 | ДЕГ | АКК + нафта | 0,478 | 1,71 | 234,0 |

інертним буфером (наприклад, легка нафта). Оскільки процес змішування в поровому просторі проходить досить повільно, то етиленгліколь нагнітають перед розчином азотної кислоти (тобто суспензією азотнокислого карбаміду у нафті) і після нього. Термохімічна дія з використанням диетиленгліколю за цей час проведена на 4 свердловинах Бориславського нафтопромислового району (таблиця 6). Успішність проведених робіт складає 100%. Внаслідок проведених робіт додатково видобуто 898,25 тон нафти, що на одну обробку складає 225 т.

Для покращення процесу термохімічної дії на пласт вказану технологію посилюють шляхом додаткового введення кислотного розчину на пізній стадії термохімічної обробки. Тоді вдосконалена технологія термокислотної дії полягає в послідовному нагнітанні у свердловину водорозчинного спирту, інертного буфера, суспензії азотнокислого карбаміду у нафті, інертного буфера, суміші водорозчинного спирту та соляної кислоти, СКР або ГКР [11]. Використання даної технології дає змогу здійснювати і термохімічну, і термокислотну обробку свердловин з обводненими та низькопроникними пластами. Прогрівання кислотного розчину дає можливість збільшити швидкість розчинення важкорозчинних компонентів гірської породи. На контакт суспензії азотнокислого карбаміду з пластовою водою у привибійній зоні буде утворюватись азотна кислота, яка переважно буде витрачатись на проведення термохімічної обробки. Частина суспензії буде утворювати плівку з частинок азотнокислого карбаміду у пристовбурній частині. З цієї частини суспензії азотна кислота буде утворюватись під час нагнітання розчину соляної кислоти. Додаткове використання соляної кислоти після суспензії призводить до утворення азотної кислоти безпосередньо у пластових умовах та дає можливість розчиняти кислоторозчинні компоненти гірської породи.

Інша технологія термокислотної дії з використанням азотнокислого карбаміду полягає в послідовному нагнітанні у свердловину вуглеводневої рідини, метанолу, суспензії азотнокислого карбаміду у вуглеводневій рідині та кислотного розчину [12]. Використання даної технології дає змогу більш селективно обробляти привибійну зону пласта, зменшувати набрякання глинистих компонентів породи, виконувати термохімічну та кислотну обробку пласта, прискорити процес освоєння свердловин завдяки утворенню газової фази. Селективність дії у видобувних свердловинах досягається за рахунок попереднього нагнітання у свердловину нафти. Під час фільтрації нафти у водонасичені пропластки спостерігається зниження їх проникності завдяки потраплянню іншої (вуглеводневої) фази та утворення водонафтової емульсії (якщо властивості нафти такі, що утворюють стабільну емульсію). Під час фільтрації нафти у нафтонасичені пропластки зміни проникності не спостерігається. Нагнітання метанолу у свердловину після нафти дає змогу збільшувати проникність та нафтонасиченість пластів. За-

вдяки селективності дії метанол в більшій кількості буде проникати у нафтонасичені пропластки. В результаті десорбції з поверхні порових каналів води, метанол створює умови для адсорбції нафти - під час зниження водонасиченості збільшується нафтонасиченість пластів. Під час змішування метанолу з азотною кислотою, що утворюється з суспензії азотнокислого карбаміду, відбувається їх взаємодія з виділенням газової фази та великої кількості теплоти:



Прогрівання продуктивного пласта дає змогу зменшити кількість асфальтосмолопарафінових відкладів у привибійній зоні пласта та збільшити швидкість розчинення важкорозчинних у кислоті компонентів гірської породи. Утворення газової фази прискорює процес освоєння свердловини та винесення продуктів реакції після проведення обробки. Під час зворотного руху метанолу, він буде нейтралізувати залишкову кислотність розчину азотної кислоти та додатково утворювати газоподібну фазу, що дає змогу прискорити процес освоєння свердловин, особливо в умовах низькопроникних пластів. Запропоновані технології термокислотної дії з використанням нітрату карбаміду та спиртів готуються до дослідно-промислових випробувань.

Таким чином, проведений комплекс експериментальних та дослідно-промислових випробувань вдосконалених та нових технологій термохімічної дії на родовищах України підтвердив технологічну та економічну ефективність нових напрямків інтенсифікації видобування нафти і газу. Особливо перспективним виглядає поєднання різних механізмів дії на важкі компоненти нафти в один комбінований метод. Наприклад, термохімічна дія з використанням комплексу азотної кислоти з карбамідом та нітриту натрію на першому етапі та нагнітання міцелярного розчину на другому етапі забезпечує додатковий видобуток нафти на рівні 390 т на одну обробку. В той же час ефективність інших методів термохімічної дії знаходиться в інтервалі від 211 до 330 т нафти на одну свердловино-операцію.

Література

- 1 Мальцев Н.А., Путилов М.Ф., Чазов Г.А. О методах воздействия на призабойную зону скважин // Тр. ПермНИПИнефть. – 1972. – Вып. 7. – С. 4-13.
- 2 Попов И.П., Червак Б.А. Об интенсификации притока в трещинных коллекторах // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – № 7. – С. 20-21.
- 3 Гейдаров М.И., Агдамский М.А., Амирханова Э.Г. Усовершенствование методики термокислотных обработок и результаты применения их на нефтепромыслах НПУ «Лениннефть» // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 11. – С. 61-63.

4 Тагиев Р.Г., Павлов А.Г., Юнусов Т.И. Об эффективности термокислотных обработок в НПУ им. 26 бакинских комиссаров // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1967. – № 12. – С. 50-52.

5 А.с. 73628 СССР, МКИ E21B 43/27. Способ обработки нефтяных скважин /Часовников А.С. Оpubл. 17.07.64, Бюл. №18.

6 Светлицкий В.М., Демченко П.Н., Зарицкий Б.В. Проблемы увеличения производительности скважин. – К.: Вид. Паливода А.В., 2002. – 228 с.

7 Патент № 34745А Україна, МКВ E21B 43/24. Спосіб термохімічної обробки неоднорідних за проникністю пластів / Манюк С.В., Рудий М.І., Кукуєв А.Г. та ін. – Оpubл. 15.09.2002, Бюл. № 9.

8 Патент № 23800 Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб кислотної обробки привибійної зони пласта / Бойчук І.Я., Яцура Я.В., Рудий М.І. та ін. – Оpubл. 31.08.98, Бюл. № 4.

9 А.с. 1475213 СССР. Способ термохимической обработки призабойной зоны. / Ю.О.Зарубин, А.И.Акульшин, Патра В.Д. и др. – № 4175421. - Заявл. 06.01.1987; Зарегистр. 22.12.1988.

10 Патент № 55097А Україна, МКВ E21B 43/22. Спосіб термохімічної обробки свердловини / Гнип М.П., Рудий М.І., Зарубін Ю.О. та ін. – Оpubл. 17.03.2003, Бюл. № 3.

11 Патент № 25155А Україна, МКВ E21B 43/22. Спосіб термохімічної обробки привибійної зони пласта / Рудий М.І., Копач І.В., Іванов В.Ю. – Оpubл. 25.12.98, Бюл. № 6.

12 Патент № 20551А Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб спиртокислотної обробки продуктивних шарів / Рудий М.І., Гаркот В.С., Назарук С.К., Гушул В.В. – Оpubл. 15.07.97.

УДК 622.243.23

РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

І.В. Воєвідко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42464
e-mail: math@nung.edu.ua

Предлагается кратный анализ основных типов профилей искривлённых скважин. Приведены уравнения для расчёта интенсивности искривления скважин в сложных геологических условиях с учётом специфики роторного и турбинного способов бурения. Освещены основные аспекты методики расчёта и прогнозирования искривления скважин. Методика предусматривает проведение расчёта траектории ствола скважины на первом этапе - под воздействием только факторов геологического характера, а на втором этапе - под комплексным влиянием факторов геологического и технико-технологического характера. Результаты промысловой апробации подтвердили достоверность предложенной методики.

Точність реалізації проектного профілю значною мірою залежить від його форми. Найбільш раціональним є профіль, близький до профілю природного викривлення в конкретних геологічних умовах [1, 2, 3, 4]. Тому тип профілю свердловини обирають, перш за все, на основі аналізу геологічних умов буріння, виходячи з умови забезпечення високої якості свердловини як об'єкта подальшої експлуатації, а також із врахуванням технічних можливостей, економічної ефективності та безаварійних умов її буріння і кріплення.

В процесі проведення свердловин у складних гірничогеологічних умовах, коли геологічні фактори мають значний вплив на траєкторію

A short analysis of main profile types of well inclination is done. The equalities for calculation well inclination intensity in difficult geological conditions with specific of rotary and turbodrilling have been suggested. The main aspects of calculation and well inclination forecast methodise have been shown. This methodize foresees calculation of hole trajectory on influence only factors of geological character on the first stage and on complex influence factors of geological and technological character on the second stage. The results of industrial using proved the authentic of suggested methodize.

свердловини, використовуються профілі просторового типу, які передбачають ділянки з природною зміною зенітного кута і азимута [1, 5].

Такий підхід має місце під час проектування профілів похило-спрямованих свердловин, що закладаються на нафтових і газових родовищах Прикарпаття, однак далеко не завжди їх вдається реалізувати на практиці.

Аналіз фактичного матеріалу щодо пробурених свердловин засвідчив, що родовища Прикарпаття представлені відкладами, які характеризуються крутими кутами падіння порід (до 90°), їх тріщинуватістю і структурною анізотропією [6, 7].