

Міністерство освіти і науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

МАТЕРІАЛИ
КРУГЛОГО СТОЛУ «ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ
НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ – 2024»



Полтава, НУПІ, 16 грудня 2024 року

УДК 622.24

*В.П. Рубель, к.т.н., доцент**А.І. Липівець, магістр**Р.Ю. Склинський, магістр**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ БУФЕРНИХ РІДИН

Основними моментами для забезпечення продуктивності та якості будівництва свердловин є їх кріплення обсадними колонами, рівномірне заповнення тампонажної сумішшю за колонного простору, формування у ньому непроникного кріплення, відсутність міжколонних тисків і перетоків газу, збереженням колекторських властивостей продуктивного пласта, збільшенням терміну експлуатації та надійності свердловини.

Буферна рідина – рідина, яка розділяє дві інші рідини з метою попередження їх змішування й утворення небажаних сумішей, збільшення повноти заміщення, руйнування глинистих кірок тощо; застосовується під час буріння і ремонту свердловин, головним чином, для попередження змішування бурового і тампонажного розчинів і очищення стінок свердловин [1].

Загальновизнаним напрямом підвищення якості цементування свердловин є застосування буферних рідин з необхідними експлуатаційними властивостями [2].

Використання буферних рідин є складовою частиною комплексу заходів, спрямованих на забезпечення високої якості витіснення промивальної рідини із затрубного простору і видалення фільтраційної кірки зі стінок свердловини. Як свідчать дослідження, за відсутності буферних рідин, утворюються важкопрокачувані суміші у зоні контакту промивальної рідини та тампонажного розчину, у результаті чого збільшується тиск прокачування в (1,4 – 1,8) рази, а коефіцієнт витіснення промивальної рідини знаходиться у межах (0,4 – 0,6). Унаслідок цього кріплення свердловин не відповідає вимогам, які до них висуваються [3].

На сьогодні у світовій практиці використовується більше 100 рецептур буферних рідин, що пояснюється різноманітністю завдань, які вирішуються у процесі тампонування, а також поглядами і можливостями щодо розроблення нових рецептур. Слід зазначити, що незважаючи на широкий

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

асортимент буферних рідин, вони не завжди відповідають гірничо-геологічним умовам цементування, оскільки результати лабораторних тестувань технологічних властивостей суттєво відрізняються від задекларованих показників, а придбання буферних матеріалів потребує значних матеріальних витрат. Крім того, ряд буферних рідин на основі порошкоподібних сумішей під час замішування потребують додаткових обробок хімреагентами, а також застосування інших матеріалів, що спричиняє додаткові затрати часу і коштів на їх приготування [4].

На родовищах України найбільшого поширення набули буферні рідини на основі технічної води, рідини замішування тампонажного розчину, водних розчинів солей, водних розчинів ПАР і різноманітних водорозчинних полімерів тощо. Ці рідини, що характеризуються хорошими відмиваючими властивостями, мають ряд недоліків, серед яких насамперед недостатня густина, незадовільні структурно-реологічні властивості та негативний вплив на якість розкриття продуктивних пластів.

Залежно від структурних властивостей буферні рідини можуть витіснити промивальну рідину (високов'язкі рідини при малій швидкості руху) або вимивати (низьков'язкі рідини при великій швидкості руху). Руйнування фільтраційної кірки може відбуватися механічним (ерозійна рідина) або хімічним (розчини кислот та лугів) способами. Використовують також буферні рідини комбінованої дії.

Види основних буферних рідин та їх призначення подані у таблиці 1.

Буферні рідини повинні відповідати наступним вимогам:

- ефективно витіснити промивальну рідину з кільцевого простору свердловини;
- змивати плівку промивальної рідини зі стінок свердловини і обсадної колони;
- при змішуванні з рідинами у свердловині запобігати можливості утворення важкопрокачувальних сумішей;
- не змінювати терміни тужавіння тампонажних розчинів;
- не зменшувати адгезію тампонажного каменю зі стінками свердловини і обсадної колоною;
- не чинити негативного впливу на гірські породи, які складають стінки свердловини, особливо в ускладнених інтервалах;
- не погіршувати фільтраційні властивості порід колекторів;

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

Таблиця 1 – Класифікація буферних рідин

№	Вид буферної рідини	Призначення та сфера застосування	Хімічна активність
1	Розділяючі буферні рідини		
1.1	<i>Не обважені</i>		
1.1.1	Вода	Розділення тампонажного розчину та промивальної рідини. Запобігання змішування різних розчинів	Інертна
1.1.2	В'язко-пружний розділювач на основі ПАА	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини	Інертна
1.2	<i>Обважені</i>		
1.2.1	Водні розчини солей	Розділення тампонажного розчину та промивальної рідини в ускладнених розрізах свердловин	Інертна
1.2.2	Обважена буферна рідина на основі полімерів	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини за наявності ускладнень у свердловині та АВПТ	Інертна
1.2.3	Водний розчин КМЦ (7%-й)	Те ж саме	Інертна
1.2.4	Емульсії	Те ж саме	Інертна
2	Відмиваючі буферні рідини		
2.1	<i>На водній основі</i>		
2.1.1	Аерована буферна рідина	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини за наявності зон поглинання та АНПТ	Інертна
2.1.2	Ерозійна буферна рідина	Видалення залишків промивальної рідини та фільтраційної кірки	Інертна
2.1.3	Буферна рідина з пониженою водовіддачею	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини за наявності зон поглинання та АНПТ	Інертна
2.1.4	Водний розчин соляної кислоти (9-15 %-й)	Видалення залишків промивальної рідини та фільтраційної кірки	Активна
2.1.5	Водний розчин сульфамінової кислоти (20 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.6	Водний розчин каустичної соди (5 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.7	Водний розчин кальцинованої соди (5 %-й)	Теж саме	Активна

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ»

Закінчення таблиці 1

№	Вид буферної рідини	Призначення та сфера застосування	Хімічна активність
2.1.8	Водний розчин солей соляної кислоти	Теж саме	Активна
2.1.9	Водний розчин сірчаноокислого алюмінію (6-10 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.10	Водний розчин сірчаноокислого заліза (6-10 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.11	Водний розчин дигідропірофосфату натрію (0,05-0,28 %-й)	Видалення залишків промивальної рідини великої лужності з каверн і застійних зон та фільтраційної кірки з стінок свердловини.	Активна
2.2	<i>На вуглеводневій основі</i>		
2.2.1	Дегазована нафта	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини на вуглеводневій основі	Інертна
2.2.2	Дизельне паливо	Теж саме	Інертна
2.2.3	Нафтопродукти з ПАР	Теж саме	Інертна
3	Комбіновані		
3	Комбіновані		
3.1	Трипорційна буферна рідина	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини. Видалення залишків промивальної рідини та фільтраційної кірки	Інертно-активна
3.2	Буферна рідина з тампонуєчими властивостями (РТВ)	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини. Покращення контакту тампонажного каменю зі стінками свердловини.	Активна
4.	Спеціальні		
4.1	Водний розчин ортофосфорної кислоти (35-70 %-й)	Створення умов для твердіння глинистої кірки	Активна
4.2	Буферні рідини, які здатні твердіти	Використовуються у випадку, якщо вони не витісняються з свердловини	Активна

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

- не викликати корозію обсадної колони чи обладнання у свердловині;
- по можливості забезпечувати турбулентний режим руху при низьких швидкостях закачування;
- забезпечувати можливість обважнення до необхідної густини;
- мати мінімальні показники седиментації і фільтрації;
- бути технологічними з точки зору можливості приготування у промислових умовах.

Література

1. Мала гірнича енциклопедія / [за ред. В. С. Білецького]. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2013. – Т. 3. – 644 с.
2. Спеціальні тампонажні системи : навчальний посібник / М. В. Синюшкович, Б. А. Тершак, І. І. Витвицький, О. Б. Марценків. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2022. 407 с.
3. Rubel, V., & Pshyk, V. (2024). DESIGN OF THE INTENSIFICATION METHOD WITH THE HELP OF FRACCADE SOFTWARE. *Technology Audit & Production Reserves*, 2.
4. Коцкулич Я.С. Стан та перспектива забезпечення надійності за колонного простору кріплення свердловин на пізній стадії розробки родовищ / Я.С. Коцкулич, Б.А. Тершак, М.В. Сенюшкович // ВНТЖ «Розвідка та розробка нафтогазових родовищ». – 2007. – №2(23). – С.123–126.

УДК 622.276

Є.О. Голінка, магістрант

Д.М. Скляр, магістрант

І.І. Ларцева, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**БОРОТЬБА З АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФІНІСТИМИ
ВІДКЛАДАМИ ХІМІЧНИМИ МЕТОДАМИ**

Під час видобування нафти у свердловині проходять зміни термо- та гідродинамічних умов, а саме: зміни температури, швидкості потоку, тиску розгазування нафти, обводненості нафти, стінок трубопроводів тощо. В результаті цього відбувається утворення асфальтосмолопарафінових відкладів (АСПВ). На парафінізацію найбільший вплив чинить переохолодження нафти у свердловині під час руху від вибію до гирла.