

ДОСЛІДЖЕННЯ ГУМАТНО-БІОПОЛІМЕРНОГО ТА ГУМАТНОАКРИЛОКАЛІЄВОГО БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ОБРОБЛЕНІ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИМИ РЕЧОВИНАМИ

Богославець В.В.

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, e-mail:
volodja-bogoslavets@ukr.net*

Якість первинного розкриття продуктивних горизонтів під час буріння нафтових і газових свердловин визначає успішність подальшої розробки родовищ. Результати багатьох досліджень вказують на доцільність підвищення поверхневої активності фільтратів промивальних рідин. Висока поверхнева активність - основна властивість іонно-молекулярних поверхнево-активних речовин (ПАР). У разі проникнення фільтрату промивальної рідини в нафтоносний пласт зменшуються показники природної проникності привибійної зони. Капілярні тиски сприяють проникненню фільтрату вглиб пласта. Запобігти цьому можна шляхом зменшення міжфазного натягу.

Проникаючи у привибійну зону, фільтрат бурової промивальної рідини на водній основі відтискує нафту від вибою свердловини. Під час зворотнього витиснення водного фільтрату нафтою значна його частина може затримуватися в поровому просторі і чинити опір рухові нафти до свердловини. Додаючи відповідні ПАР, різко знижують міжфазний натяг на межі води з нафтою, а також зменшують сили міжмолекулярної взаємодії водного фільтрату з твердою поверхнею у поровому просторі, що полегшує приплив нафти до привибійної зони.

Додавання ПАР до бурового розчину впливає на параметри зони проникнення: змінює електричну і фізико-хімічну характеристику флюїдів зони проникнення, змінює характер розподілу нафти і води у поровому просторі колектора.

Вибираючи ПАР для обробки бурових розчинів при первинному розкритті продуктивних пластів досліджують їх вплив на фізико-хімічні властивості, характер витіснення нафти з керну гірської породи, а також на технологічні параметри бурового розчину (реологічні параметри, фільтрацію, умовну в'язкість, статичне напруження зсуву та ін.).

Для обґрунтування вибору ПАР для розкриття конкретного об'єкту враховують, що ПАР: не має вступати в реакцію з пластовими рідинами, наслідком якої є утворення осаду; в системі "нафта"–"залишкова вода"–"порода"–"фільтрат" має знижувати міжфазний натяг фільтрату на межі розділу з нафтою при порівняно малих концентраціях; має характеризуватися мінімальною адсорбуючою активністю щодо поверхні твердих тіл; за термостійкістю має відповідати температурним умовам залягання об'єкту; не повинна спінувати промивальну рідину; має бути малотоксичною.

Розглянемо особливості вибору розробленої в УкрНДІгаз рецептури гуматно-біополімерного бурового розчину [1] для розкриття продуктивних нафтових пластів. Особливість рецептури полягає в меншому вмісті біополімеру Duo-vis і відповідно меншою вартості бурового розчину.

Спочатку підбиралася базова рецептура бурового розчину. Концентрації реагентів (% мас.): ВЛР 3-9, Polypac UL 0,1-0,3, Duo-vis 0,14-0,3, КСІ 1-5, Pentax 0,3, MI-SIDE 0,1, вода – решта. Система обмежень на технологічні властивості бурового розчину побудована на підставі результатів експериментальних досліджень за допомогою латинських планів зі зміною концентрацій реагентів на 5 рівнях.

Вибір оптимальної рецептури гуматно-біополімерного бурового розчину виконаний за допомогою експертної системи MudExpert [2]. Наведені концентрації оптимальної рецептури та основні технологічні властивості базового бурового розчину. Вимірювання реологічних властивостей виконані на ротаційному віскозиметрі Fann 35SA, а обробка даних - за допомогою пакета програм Rheometry [2].

З метою мінімізації міжфазного натягу на границі розділу нафта – фільтрат обробка базової рецептури виконувалась з допомогою сольпену. Сольпен-20т та сольпен-10т (ТУ У 24.6-23913269-004:2009 та ТУ У 24.6-23913269-001-2001) використовуються в процесах нафтогазовидобування для видалення зі свердловин сумішей високомінералізованої води і вуглеводневого конденсату при високих температурах. Вони стійкі до впливу високих температур і мінералізації, володіють хорошими піноутворюючими властивостями у присутності рідини, не утворюють високостійких емульсій вуглеводневого конденсату у воді.

Вимірювання коефіцієнту міжфазного натягу на межі розділу фаз "фільтрат бурового розчину – нафта" здійснювали сталагмометричним методом [3 – 4] використовуючи нафту Бугруватівського нафтового родовища (густиною 935 кг/м^3). Концентрації (мас.%) сольпену (ПАР) змінювали від 0 до 5.

На рисунках 1–2 показано вплив концентрації сольпену на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз "нафта – фільтрат гуматно-біополімерного та гуматноакрилокалієвого бурових розчинів", що дозволяє діагностувати критичну концентрацію міцелоутворення (ККМ), перевищення якої не понижує величину міжфазного натягу, а сприяє міцелоутворенню.

Наведено середні значення коефіцієнту міжфазного натягу на границі розділу фаз "нафта" – "фільтрат бурового розчину" для фільтратів біополімерного бурового розчину без добавок ПАР, а також із добавками сольпену різних концентрацій та параметри бурових розчинів.

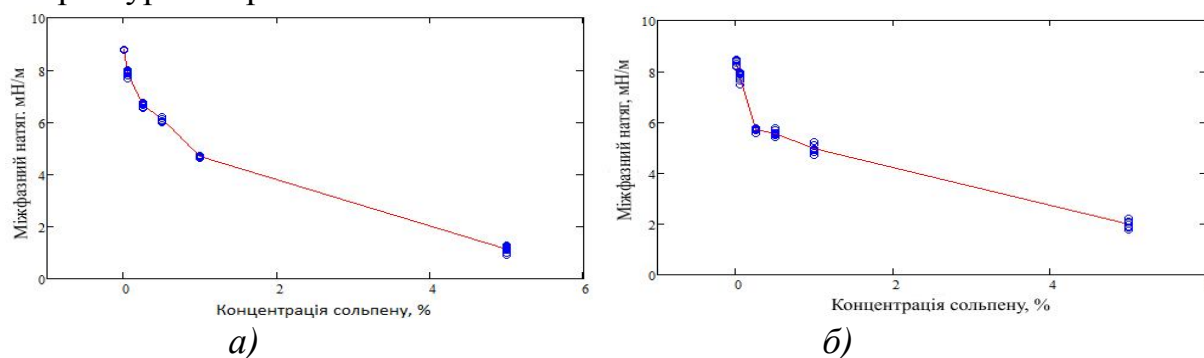


Рисунок 1 – Вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз «нафта – фільтрат гуматно-біополімерного а) та гуматноакрилокалієвого б) бурового розчину бурового розчину»

З рисунків 1–2 слідує, що коефіцієнт міжфазного натягу фільтратів гуматно-біополімерного бурового розчину та гуматноакрилокалієвого бурового розчину має максимальне значення, тому у разі проникнення його фільтрату в нафтоносний пласт погіршуються фільтраційні властивості привибійної зони. Потрібно звернути увагу, що при додаванні до гуматно – біополімерного та гуматноакрилокалієвого бурового розчину сольпену концентрацією більше 1% суттєво збільшується показник фільтрації.

Мінімізація міжфазного натягу на границі розділу "нафта" – "фільтрат бурового розчину" виконувалась з допомогою сольпену, проте слід зазначити, що ПАР потрібно вибирати відповідно до певних геолого-технологічних умов буріння на конкретному родовищі, складу і властивостей нафти та порід колекторів.

Перелік використаних джерел:

1. Васильченко А.О. До вибору системи бурового розчину / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова, М.А. Мислюк // *Нафт. і газова пром-сть.* – 2008. – № 6. – С. 10 – 12.
2. Мислюк М.А. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижін // *Нафтова і газова промисловість.* – 2007. – № 5. – С. 25 – 28.
3. Боднар Р.Т. Контроль поверхневого натягу відбором з рухомих розчинів поверхнево-активних речовин / Боднар Р.Т., Кісіль І.С. // *Тези доповідей науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» 16 – 18 листопада 2010 р., – Івано-Франківськ – 2010.* – С. 44 – 48.
4. Кісіль І.С. Вимірювання динамічного міжфазного натягу розчинів поверхнево-активних речовин методикою фіксованої обертової краплі / Кісіль І.С., Михайлюк В.Д., Біліщук В.Б., Хемій І.Ю // *Нафтова і газова промисловість.* – 2010. – № 6. – С. 33-36.

МЕТОДИЧНЕ І АЛГОРИТМІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЗМІНИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБ'ЄКТІВ

Боднарук В.М., Заміховський Л.М.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Одним із етапів розробки методів діагностування технічних об'єктів різного призначення є проведення експериментальних досліджень, які вимагають розробки методичного і алгоритмічного їх забезпечення, що дозволяє значно інтенсифікувати роботу дослідника, скоротити терміни і витрати на експеримент, підвищити достовірність висновків за результатами досліджень.

Планування за латинськими квадратами – один із найпоширеніших методів планування експериментів. Дана методика широко використовується в експериментальних роботах в різних галузях промисловості та науки.

В роботі розглядається методичне і алгоритмічне забезпечення методики оптимального планування експерименту.