



Рис. 2 – Схема ежекторів для очистки сіток вібросита:
1 – патрубок для підведення води; 2 – кріплення; 3 – кришка; 4 – патрубок для підведення повітря; 5 – корпус; 6 – патрубок-сопло

Результати впроваджень ежекторів для очистки сіток вібросита: дає можливість швидкого і якісного очищення сітки вібросита від глини і шламу при мінімальній витраті води.

Література

1. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001. – 224 с.
2. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння". – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
3. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навч. посіб. / В.С. Білецький та ін. Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 196 с.
4. Типовий проект безпечної організації вишкономонтажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки БУ-5000ЕУ. Загальні вимоги. Чернігів, 2002. – 30 с.

УДК 622.2:661.18

*Г.А. Думенко, аспірантка,
 І.Г. Зезекало, д.т.н., професор
 ННІ нафти і газу
 Національний університет
 «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ВИКОРИСТАННЯ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ПРИ ПЕРВИННОМУ І ВТОРИННОМУ РОЗКРИТТІ ПЛАСТІВ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

Результати численних лабораторних досліджень та практичного досвіду нафтогазовидобування свідчать, що продуктивність свердловини прямо залежить від технологічних умов первинного розкриття пластів-колекторів. Оскільки в останні роки ведеться розвідка родовищ із складними геолого-технічними умовами, що часто включають колектори з

пониженими фільтраційно-ємнісними властивостями та наявністю АВПТ, необхідно особливу увагу приділяти вибору технологій закінчування свердловини, в особливості первинного та вторинного розкриття продуктивних пластів.

При розробці нафтогазоконденсатних родовищ та тривалій експлуатації спостерігається поступове погіршення колекторських властивостей привибійної зони пласта. Основною причиною цього є проникнення у пласт робочих рідин на водній основі та гідрофільність порід. Починаючи з періоду первинного розкриття через проникнення у колектор фільтрату бурового розчину відбувається набухання глинистих частинок, а капілярний тиск, сприяючи проникненню у пласт фільтрату, перешкоджає його витісненню, тим самим частина пір блокується і у загальному знижується проникність пористого середовища.

Для покращення умов фільтрації важливим напрямом робіт є впровадження технології, що регулює змочуваність колектора, знижує капілярний тиск, зменшує величину поверхневого натягу на границі «фільтрат-пластовий флюїд» і сприяє видаленню капілярно утримуваної води зі свердловини [1].

При вторинному розкритті пласта виконується не лише встановлення гідродинамічного зв'язку свердловини із пластом, але й подолання негативних наслідків первинного розкриття та кріплення свердловини. Тому одним із шляхів підвищення продуктивності свердловин є використання ефективної рідини перфорації, що дозволяє як полегшити процес освоєння свердловин та відновити коефіцієнт продуктивності.

Для досягнення цих цілей застосовують різні поверхнево-активні речовини (ПАР). Поверхнево-активні речовини містять один або кілька гідрофобних радикалів та одну (чи кілька) гідрофільну групу. Вони концентруються на міжфазних поверхнях розділу і через свої властивості змінюють властивості системи [2].

Як показує практика, у нафтогазовій галузі України застосовуються комплексні речовини із суміші кількох компонентів, до складу яких будуть входити різноматні ПАР, оскільки важко знайти лише одну речовину, що задовольняла б усім вимогам окремо взятого родовища.

Аніоноактивні речовини (АПАР) – є найпоширенішими, до них відносяться головним чином алкілсульфонати ДС-РАС; суміші натрієвих солей алкілсульфоокислот з алкільними залишками, що містять 12-18 атомів вуглецю; нафтові сульфонали (карпатол, мирол, КНС, сумирол); сульфоноли НП-1, НП-2, НП-3 та ін. [3, 4].

Катіоноактивних речовини (КПАР) в порівнянні з іншими виробляється менше. У процесах видобутку вуглеводнів їх використовують головним чином як гідрофобізатори. До них відносяться Катапін Б-300, Катамін АБ, ШВВ-1, Нафтенол-ГФ та ін.

Нейногенні ПАР (НПАР) становлять десятку частину від усіх відомих ПАР. Вони отримали широке застосування у нафтопромисловій практиці при постановці процесів заводнення пластів. До них відносяться емульгатори ОП-7, ОП-10, синтанолі, синтаміди, неоніли АФ 9-4, АФ 9-6, АФ 9-12, превоцел, савенол, жиринокс та ін.

У якості гідрофобізаторів у нафтогазовій промисловості широко застосовують катіонактивні ПАР (катапін А, марвелан-К тощо) та кремнійорганічні сполуки, солі амінів, солі четвертинних амонієвих сполук тощо. Асортимент катіонактивних ПАР досить невеликий – це пов'язано з недостатньою вивченістю поверхневих явищ у гірських породах.

Література

1. Кондрат Р.М. Технології видобування залишкової нафти з обводнених родовищ із застосуванням поверхнево-активних систем / Р.М. Кондрат, Л.Б.Мороз, В.Д.Михайлюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. № 4(45). – С.30-38

2. Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» [за загал. ред. Михайлюка В.Д., Рудого М.І.]. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.

3. Рудий М.І. Водні поверхнево-активні системи з покращеною проникною здатністю / М.І. Рудий, С.М. Рудий, С.В.Касянчук // Нафтова і газова промисловість. 2011. № 4. – С. 44-46.

4. Рудий С.М. Використання карпатола для дії на продуктивні пласти нафтових і газоконденсатних свердловин / С.М. Рудий, М.І. Рудий, О.Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 2(51) – С. 156-164.

УДК 622.25

Р.О. Сліченко, аспірант, Р.В. Петраш, к.т.н., доцент,

О.В. Петраш, к.т.н.

Національний університет

«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ХІМІЧНІ РЕАГЕНТИ ЩО ДОЗВОЛЯЮТЬ ЗАБЕЗПЕЧУВАТИ СТАБІЛЬНІСТЬ БУРОВОГО РОЗЧИНУ ПІД ЧАС БУРІННЯ

У практиці буріння застосовують бурові розчини на водній (технічна вода, розчини солей і гідрогелю, полімерні, полімер-глинисті і глинисті розчини), вуглеводній (вапняно-бітумний розчин, емульсія) і аерованих засадах.

При бурінні в хомогенних відкладах застосовують соленасичений глинистий розчин, гідрогелі, в разі можливого осипання і зсувів стінок свердловини - інгібовані розчини, при впливі високих температур - термостійкі глинисті розчини та розчини на вуглеводневій основі, які ефективні також при розкритті продуктивних пластів і при розбурюванні теригенних і хомогенних нестійких порід.

За функціональним призначенням усі хімічні реагенти і матеріали поділяються на такі групи: стабілізатори (регулятори показника фільтрації), структуроутворювачі, розріджувачі, інгібітори, наповнювачі, лужні реагенти, обважнювачі, змашувальні домішки, бактеріциди, піногасники, інгібітори специфічних агресій, поверхнево-активні речовини, емульгатори.

Основним компонентом бурових розчинів є стабілізатор. Основними