

УДК 622.244

А. М. Андрусак, Б. А. Тершак, Є. Я. Коцкулич

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

Застосування подвійноінгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів

Приведено аналіз літературних джерел і результатів лабораторних досліджень з проблем отримання управління властивостями інгібованих бурових промивальних рідин. Описана методика приготування подвійноінгібованих промивальних рідин і результати її використання при розкритті продуктивних пластів у свердловині Микуличинська-23.

Ключові слова: промивальна рідина, інгібітори, свердловина, продуктивний пласт.

Закінчування свердловин – важливий заключний етап їх спорудження, який включає в себе розкриття продуктивних пластів, обґрунтування конструкції привибійної зони, перфорацію і виклик припливу пластових флюїдів. Технологія у первинного розкриття в значній мірі впливає на якість і тривалість освоєння свердловин. З практики спорудження свердловин відомо, що неконтрольовані зміни фільтраційно-смісних властивостей порід в приствольній зоні, що відбуваються під час первинного розкриття пластів, впливають не тільки на початкові дебіти свердловини, але і на кінцевий коефіцієнт нафтогазовіддачі.

Вплив промивальних рідин на продуктивні пласти зумовлений проникненням у поровий простір порід фільтрату і дисперсної фази, набуханням глинистого цементу, утворенням твердих осадів та емульсій під час взаємодії з пластовими водами, зменшенням ефективного об'єму пор внаслідок капілярних та електростатичних ефектів тощо. Ці процеси залежно від тривалості дії різною мірою погіршують природні фільтраційні властивості порід-колекторів. Результати дослідження їх впливу на зміну властивостей присвердловинної зони пласта у межах Більче-Волицької зони, виконані В. О. Федішиним [1], наведені в табл. 1.

Табл. 1. Зміна проникності порід-колекторів сарматського віку під дією фільтрату промивальних рідин

№ п/п	Промивальна рідина	Проникність, 10^{-15} , м ²		Коефіцієнт відновлення проникності, %
		до впливу	після впливу	
1.	Технічна вода	0,40 – 2,00	0,17 – 1,06	42 - 53
2.	Хлоркальцієва пластова вода	0,30 – 2,00	0,25 – 1,76	83 - 88
3.	Глинистий розчин	0,59	0,42	71
4.	Глинистий розчин + 1% КМЦ	0,43 – 3,40	0,26 – 2,11	60 – 62
5.	Глинистий розчин + 2% гіпану	0,48 – 0,52	0,31 – 0,35	60 – 67
6.	Глинистий розчин +5÷7% КСІ	0,65 – 5,10	0,56 – 4,64	86 - 91

Для розкриття продуктивних пластів сарматських відкладів Вишнянського, Вижомлянського та інших газових родовищ Передкарпаття переважно застосовувалися прісноводні бурові промивальні рідини, одержані з порошкової глини або самозамісом у процесі розбурювання піщано-глинистої товщі. Внаслідок дії технічної води відновлення проникності низькопроникних кернів становили 42-53%. Після прокачування через породу пластової хлоркальцієвої води проникність знижується на 12-17%, впливаючи менше в разі підвищення мінералізації. Коефіцієнт відновлення проникності становить (88÷88)%.

В разі обробки глинистого розчину структуроутворювачами коефіцієнт відновлення проникності становить (60÷67)%, а хлористим калієм - (86÷91)%, що обумовлюється утворенням на поверхні керна слабопроникної плівки.

Більшість продуктивних горизонтів нафтових родовищ Бориславського нафтопромислового району характеризуються низькими пластовими тисками і наявністю низькопроникних порід-колекторів з великим вмістом материнських глин. Забезпечення якісного первинного розкриття таких продуктивних горизонтів є дуже важливим і одночасно складним завданням, тому однозначного рішення цієї проблеми на сьогодні не існує.

Головними напрямками подолання негативного впливу промивальної рідини на якість первинного розкриття продуктивного пласта слід вважати: буріння на рівновазі або депресії, використання інгібіторів, спеціальних кольматантів і понижувачів фільтрації, надійна ізоляція продуктивних пластів від дії промивальної рідини.

Оцінка стану первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України показав, що їх розбурювання здійснюється на репресії [2], величина якої перевищує значення, регламентовані нормативними документами (10÷20 МПа) і вище.

Найширше розповсюдження для розкриття продуктивних горизонтів одержали інгібуючі або мінералізовані бурові промивальні рідини. Найчастіше з інгібуючих розчинів застосовують калієві розчини, а з мінералізованих – стабілізований солена-сичений, які не забезпечують якісного розкриття через кольматацию продуктивних горизонтів глинистою фазою, яка виконує роль структуроутворювача у цих промивальних рідинах. Окрім того, ці промивальні рідини мають велике значення рН, що спричиняє набухання материнських глин, знижуючи вже до цього низьку проникність колекторів.

Для вирішення цієї проблеми в останні роки рекомендують застосовувати безглинисті біополімерні розчини, в яких як структуроутворювач використовують дорогі біополімерні реагенти дуовіз, фловіз та інші, а для регулювання фільтраційних властивостей – реагенти на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози. Відсутність глинистої фази у цих розчинах покращує якість розкриття продуктивних горизонтів, але наявність полімерів і велике рН призводять до набухання материнських глин і зниження природної проникності колекторів.

Одним з чинників, що визначають ефективність біополімерів або компоненту мало глинистих та без глинистих промивальних рідин, є їх здатність зменшувати диспергування глин. При концентрації полімеру в промивальній рідині від 0,2% до 0,6% виявлено, що біополімерний реагент запобігає диспергації глин. Для отримання відчутного ефекту концентрація біополімерного реагенту в промивальній рідині повинна становити не менше 0,6%.

На основі багаторічних досліджень розроблені рецептури подвійноінгібованих промивальних рідин, які включають неорганічні та органічні інгібуючі домішки. З метою збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів під час їх первинного розкриття бурінням при розробці рецептури таких систем враховуються такі фактори: характеристика порід, пластових флюїдів, фізико-хімічні властивості промивальних рідин, тривалість контакту рідини з породами-колекторами, величина репресії на пласт тощо.

Колекторські властивості піщано-алевролітових різновидностей порід ямненського та еоценового відкладів Бориславського нафтопромислового району вивчались за керновим та промислово-геофізичним матеріалом. Проникність більшості взірців знаходиться в межах від $1,0 \cdot 10^{-3}$ до $2,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² і тільки в деяких випадках досягає $13,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Промислова нафтоносність Верхньо-Масловецького родовища пов'язана з північним об'єктом центральної ділянки Бориславського блоку з відкладами менілітової та стрийської світ. Менілітові продуктивні пласти представлені пісковиками і алевролітами, а стрийські відклади пов'язані з піщано-алевролітовими горизонтами. Проникність керну, відібраного у свердловині 20-Вм, змінюється в межах від <0,001 до $17,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² у стрийських відкладах і від <0,001 до $25,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² у менілітових.

Виходячи з того, що проникність порід-колекторів на більшості родовищ Бориславського нафтопромислового району знаходиться в межах від $5 \cdot 10^{-3}$ до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² і відсутня ознака тріщинності порід-колекторів, то спричинюваче кольматации вважається фільтрат промивальної рідини. В цьому разі найбільшу увагу звертають на його фізико-хімічні характеристики.

У разі наявності тріщинних колекторів і вищої їх проникності додатково коректують склад дисперсної фази, модифікуючи її кислоторуїнівними компонентами (крейда, доломіт, сидерит) і обмежуючи в рідині вміст твердої фази з колоїдною дисперсністю.

Таким чином, в обох випадках інгібуючі властивості рідини є особливо актуальними оскільки вони визначають здатність рідини до обмеження диспергування вибуреної породи і її переходу до складу твердої фази, а також здатність фільтрату промивальної рідини попереджувати набрякання схильних до гідратації компонентів порід, що складають поровий простір.

Механізм дії неорганічних інгібіторів, якими є солі-електроліти, полягає в ущільненні гідратних шарів навколо твердих частинок у дисперсній системі рідини, попереджуючи їх диспергування. В дослідженнях процесів набухання розглядають переважно зміну об'єму

глинистих мінералів за рахунок просочування рідини у між пакетний простір і за рахунок зміни поверхневих зарядів.

Узагальнюючи багаточисельні експериментальні дані Дерягін Б. В. і Чураєв Н. В. [3] вказують на існування на твердій поверхні граничних шарів рідини, які за товщиною і протяжністю значно перевищують товщину моношару, на структурні відмінності води граничного шару від об'ємної води, на залежність протяжності і товщини граничних шарів від величини гідрофільності.

Органічні сполуки здатні попереджувати гідратацію завдяки адсорбції на поверхні твердої фази. Крім цього окремі органічні сполуки з молекулярною дисперсністю можуть потрапляти з фільтратом рідини у поровий простір. Хімічна природа таких сполук визначає ступінь коагуляційної дії фільтрату, яка пов'язана з явищами адсорбції, адгезії та капілярної проникності. Тому вибір дослідження і застосування таких органічних сполук, які за колоїдно-хімічними та фізико-хімічними властивостями розглядаються як органічні інгібітори і в системі промивальної рідини доповнюють дію неорганічних інгібіторів.

Оцінку інгібуючих властивостей компонентів бурових промивальних рідин здійснюють, зокрема, за величиною діелектричної проникності (ϵ), що доповнює оцінку інгібуючих властивостей за традиційним визначенням кінетики набухання бентонітової глини (методика Жигача-Ярова). Показано, що величина діелектричної проникності добре корелюється з величиною осмотичного тиску [4]. Встановлено, що у багатокомпонентній системі бурових промивальних рідин неорганічні електроліти (KCl, NaCl, CaCl₂) можуть призводити до загального підвищення діелектричної проникності, в той час як колоїдні компоненти, створюючи адсорбційний шар на глинистих частинках, можуть спричинювати зниження діелектричної проникності.

Адсорбційноактивні органічні сполуки, зокрема, органічні солі, іонномолекулярні сполуки в т. ч. поверхнево-активні речовини (ПАР), здатні до часткової або повної гідрофобізації поверхні гірських порід.

Поліосновні органічні кислоти, які теж слід відносити до органічних інгібіторів здатні впливати на кристалохімічну перебудову глинистих мінералів. Проходить витіснення міжплощинної води, зміна структури і характеристик мікроелементного комплексу порід-колекторів [4]. Результатом таких процесів є закріплення стінок свердловини, а також перегрупування в каркасі породи-колектора, що призводить до розкладання і виносу глинистих агрегатів, а отже, і до покращення нафтопроникності.

Авторами [5] проведені експериментальні дослідження впливу неорганічних і органічних інгібіторів на технологічні параметри різних типів промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів. Як неорганічні інгібітори використовували KCl, як органічні – поліетиленгліколи різних марок і їх похідні – поверхнево-активні речовини. В результаті експериментальних досліджень розроблено технологію приготування промивальних рідин з одержанням подвійноінгібованих систем. Згідно цієї технології додавання неорганічного електроліту (KCl) проводиться одночасно з додаванням лігносульфонатного реагенту (КССБ), а після наступного додавання органічного інгібітора (ПЕГ-400) додається реагент захисної дії.

Табл. 2. Рецептури обробки промивальної рідини на буровій 23-Микуличинська

№ п/п	Рецептура розчину	ρ , кг/м ³	η , МПа·с	τ_0 , дПа	СНЗ 1/10, дПа	В, см ³ /30хв	К, Мм	Т, с	КЗК
1.	Вихідний №1	1150	29,0	238,5	21/23,5	7,0	2,5	212	0,098
2.	Вих.№1+3%KCl+3% КССБ+2% ПЕГ-400+5% КМЦ (5%-ної концентрації)	1170	38,0	76,5	4,8/10,4	6,0	1,0	64	0,107
3.	Вихідний №2	1170	42,3	327	23,4/27,4	6,5	2,0	152	0,12
4.	Вих.№2+3%KCl+3% КССБ+2% ПЕГ-400+5% КМЦ (5%-ної концентрації)	1180	44,8	148,5	18/20	4,5	0,8	112	-
5.	Вихідний №3	1200	26,3	96,8	49/93	7,5	1,5	88	0,05
6.	Вих.№3+2,5%KCl (20%-ї)+0,5%КМЦ (10%-ної)+1%ПЕГ-400+3% нафти +2% сульфат мила	1220	19,5	27,8	16,4/32,7	4,0	плівка	52	-

В таблиці 2 подані результати обробок промивальної рідини на буровій Микуличинська-23, рекомендовані для первинного розкриття продуктивного пласта.

З таблиці 2 видно, що подвійне інгібування з використанням багатоатомного спирту (ПЕГ-400) і неорганічного електроліту (КСІ) сприяє зниженню фільтратовіддачі промивальної рідини, досягненню оптимальних структурно-реологічних і змащувальних характеристик. Відновлення проникності керну у цьому разі досягає 85-90%.

Слід зазначити також, що для подвійного інгібування застосовуються реагенти і матеріали вітчизняного виробництва, які не чинять негативного впливу на екосферу і обслуговуючого персоналу, підлягають біодеградації.

Висновки

1. На основі аналізу літературних джерел з проблем отримання і управління властивостями інгібованих бурових промивальних рідин виявлена доцільність створення систем із застосування багатоатомних спиртів.
2. За результатами лабораторних досліджень розроблена технологія подвійно інгібованих систем промивальних рідин, що складаються з неорганічних інгібіторів гідратації глинистих порід і домішок органічних сполук із класу багатоатомних спиртів, завдяки чому досягається ефект інгібуючої і закріплюючої дії цих рідин.
3. Подвійноінгібовані бурові промивальні рідини пройшли випробування під час первинного розкриття продуктивних пластів при бурінні свердловини 23-Микуличинська результати яких підтвердили їх ефективність.

Бібліографічний список

1. Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. – К.: УкрДГРІ, 2005. 148 с.
2. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України /М.А.Мислюк, І.М.Ковбасюк, В.М.Стасенко, М.В.Гунда //Нафтова і газова промисловість. – 2005.- № 6, - С.17-19.
3. Смачивающие пленки (Б.Дерягин, Н.Чураев. – М.: Наука, 1984, - 28 с.
4. Васильченко А. Захист стінок свердловини. Перегляд ролі реагентів /А.Васильченко, С.Локтев, М.Боровик, Я.Яремійчук, В.Філь, А.Андрусак //Нафтова і газова промисловість. – 1998. - №3, - 18-20 с.
5. Андрусак А.М., Тершак Б.А., Мрозек Є.Р. Системи подвійноінгібованих промивальних рідин //Нафтова і газова промисловість. – 2008. - №5, - 16-19 с.

Надійшла до редколегії 06.09.2011.

А. Н. Андрусак, Б. А. Тершак, Е. Я. Коцкулич

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина

Применение дважды ингибированных буровых промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов

Приведен анализ литературных источников и результатов лабораторных исследований с проблем получения и управления свойствами ингибированных буровых промывочных жидкостей. Описана методика приготовления промывочной жидкости двойного ингибирования и результаты ее использования при вскрытии продуктивных пластов в скважине Микуличинская-23.

Ключевые слова: промывочная жидкость, ингибиторы, скважина, продуктивный пласт.

A. N. Andrusyak, B. A. Tershak, E. Y. Kockulich

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Application of twice inhibited drill fluids for exposing of productive formation

In the article authors has been analyzed the literary resources and results of laboratory research work of generating problems and properties control of inhibited drilling mud. It has been describe the methods of preparation of double-inhibited drilling mud and results during exposing of productive formation on Mykuluchynska well number 23.

Keywords: drilling mud, inhibitors, well, productive formation.