

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ, ПРИСУТНІХ У ФІЛЬТРАТАХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ, НА ЕЛЕКТРИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Д.Д. Федоришин, О.А. Гаранін, С.Д. Федоришин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123,

e-mail: geophys@nupg.edu.ua

Розглядаються результати аналізу та узагальнення даних експериментальних і свердловинних досліджень впливу бурових розчинів, що містять хімічні реагенти, на покази електричного каротажу. Встановлено, що добавки до бурового розчину хімічних реагентів КССБ, ВЛР, КМЦ, гіпану збільшують його мінералізацію еквівалентно дії хлористого натрію. Хімічна обробка бурового розчину, у багатьох випадках через зміну питомого електричного опору його фільтрату, компонентного складу глинистої кірки і зони проникнення, призводить у кінцевому випадку до мінливості електричних параметрів, що реєструють у свердловині.

За результатами експериментальних досліджень впливу хімічних реагентів на присвердловинну ділянку пласта доказано, що зона проникнення, параметри котрої обумовлені типом проникнення, в більшості випадків має чотирьохшарову будову. При цьому утворюється облямовуюча зона, яка представлена сумішшю фільтрату бурового розчину, пластової води та нафти. За величиною мінералізації флюїду у цій зоні її відносять до області підвищеної солоності.

Доведено, що фільтрація високо-мінералізованих бурових розчинів значно більша, ніж у прісних. Пов'язано це з пропорційною залежністю проникності глинистої кірки від вмісту солей у фільтраті бурового розчину.

Ключові слова: фільтрат бурового розчину, електричний каротаж, хімреагент, присвердловинна зона.

Рассматриваются результаты анализа и обобщения данных экспериментальных и скважинных исследований влияния буровых растворов, содержащих химические реагенты, на показания электрического каротажа. Установлено, что добавки к буровому раствору химических реагентов КССБ, ВЛР, КМЦ, гипана увеличивают его минерализацию эквивалентно действию хлористого натрия. Химическая обработка бурового раствора, во многих случаях путём изменения удельного электрического сопротивления его фильтрата, компонентного состава глинистой корки и зоны проникновения, приводит в конечном счете к изменчивости электрических параметров, регистрируемых в скважине.

По результатам экспериментальных исследований влияния химических реагентов на прискважинный участок пласта доказано, что зона проникновения, параметры которой обусловлены типом проникновения, в большинстве случаев имеет четырехслойную структуру. При этом образуется обрамляющая зона, представленная смесью фильтрата бурового раствора, пластовой воды и нефти. По величине минерализации флюида в этой зоне ее относят к области повышенной солености.

Доказано, что фильтрация высокоминерализованных буровых растворов – значительно выше, чем фильтрация пресных растворов. Это связано с пропорциональной зависимостью проницаемости глинистой корки от содержания солей в фильтрате бурового раствора.

Ключевые слова: фильтрат бурового раствора, электрический каротаж, химреагент, прискважинная зона

The article describes the results of analysis and synthesis of the data, obtained from the experimental and borehole studies of influence of the drilling fluids, containing chemical reagents, onto the electrical logging readings. It was established that additives of such chemicals as condensed spent sulfite-alcohol liquor, coal-alkali reagent, carbosimetilcellulose, hydrolyzed polyacrylonitrile to the drilling mud increase its mineralization by analogy with sodium chloride. Chemical treatment of the drilling mud, in many cases due to change in its filtrate resistivity, chemical composition of clay cake and penetration zone, ultimately leads to some variability of electrical parameters, registered in the borehole.

Based on the results of experimental studies of chemical reagents influence onto the wellbore zone it was proven that the penetration area, the parameters of which depend on the type of penetration, in most cases has a four-layer structure. Thus, a rim zone is formed, which is a mixture of drilling fluid filtrate, formation water and oil. It is classified as an area of high salinity in accordance with the level of fluid mineralization in this zone.

It was proven that filtration of highly mineralized drilling muds is much higher than the one of fresh drilling muds. It is connected with the proportional dependency between the clay cake permeability and the salt content in the drilling mud filtrate.

Key words: drilling mud filtrate, electrical logging, chemical reagent, wellbore zone.

Проблеми, які виникають у процесі обробки та інтерпретації результатів свердловинних електричних досліджень складнопобудованих геологічних розрізів значною мірою залежать від свердловинних умов, що склалися під час буріння. Дослідження степеня впливу цих умов

на фізичні властивості присвердловинної зони продуктивних нафтогазових пластів (ПЗП) та на покази електричних методів є актуальним завданням, які вирішують науковці та спеціалісти нафтогазової галузі.

Структура зони проникнення (ЗП) фільтрату бурового розчину у нафтонасичених пластах за даними багатьох дослідників [1-3 та ін.] має багатшарову будову, охарактеризовану різними фізичними параметрами, які викривляють інформацію про незайману частину пласта. У роботі [1] обґрунтовано новий підхід щодо будови ЗП, який базується на результатах дослідження інтенсивності вторинного нейтронного випромінювання в залежності від часу формування та розформування ЗП, а також зміни її електричних параметрів за даними високочастотного індукційного каротажного ізопараметричного зондування (ВІКІЗ). Кількість проникаючого фільтрату в основному визначається водовіддачею розчину, проникністю породи та величиною тиску на пласт. Час формування ЗП та її розміри залежать від проникності породи-колектора, типу насичуючого флюїду, мінералогічного складу породи, реологічних властивостей бурового розчину, технології буріння, термінів проведення каротажу і інших факторів. Фільтрат бурового розчину, що надійшов в порово-тріщинний простір породи-колектора, утримується там капілярними силами і тим самим істотно змінює її петрофізичні (в тому числі і електричні) властивості. Встановлено [2, 3], що слабопроникні та низькопористі колектори характеризуються часом розформування ЗП в межах від 6 місяців до 1,5 року.

В опублікованих працях [4-7 та ін.] автори відзначають, що електричний питомий опір гірських порід залежить від ряду чинників (літолого-петрографічних особливостей будови матриці породи, ступеню водонасичення, концентрації солей і їх мінерального складу у насичуючих породи пластових водах і фільтраті бурового розчину, температури, тиску і багатьох інших). Однак, у науковій літературі спостерігається незначна кількість досліджень впливу на електричні властивості гірських порід хімічних реагентів, присутніх у фільтратах бурових розчинів. Практично відсутні петрофізичні моделі, які б враховували вплив хімічних реагентів, присутніх у фільтраті бурового розчину, на електропровідність порід-колекторів.

Проведена нами комплексна обробка і інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та аналіз отриманих експериментальних даних, дозволили виявити у ряді свердловин нафтогазових родовищ Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) (Солохівське, Кобзівське, Шевченківське, Селюхівське) та Більче-Волинської зони Карпатської нафтогазової провінції (Східницьке, Рожнятівське, Луквинське, Летнянське, Вишнянське, Вижомлянське) продуктивні об'єкти, що характеризуються аномально низькими уявними питомими електричними опорами (рис. 1). Визначити дійсний питомий електричний опір таких об'єктів за стандартними електричними методами дослідження свердловин досить проблематично.

Все різноманіття явищ, які відбуваються в присвердловинній зоні пласта (ПЗП) в процесі розкриття нафтогазоносних пластів під час буріння свердловин, тісно пов'язане з наявністю в

породах-колекторах глинистих мінералів. Хаотично розташовані частинки цих мінералів в тому або іншому ступені покривають поверхню порових каналів порід-колекторів. В присутності води за рахунок своєї підвищеної сорбційної здатності глинисті частинки можуть значно збільшувати свій об'єм (набухати). Набряклі частинки глини адсорбуються під впливом сил молекулярного тяжіння на поверхні більш крупних частинок породи. Таким чином, поверхня крупних частинок, а отже і поверхня порових каналів вологої породи покривається «щіткою» колоїдних частинок, що зменшують ефективний поровий простір та змінюють електричні властивості порід-колекторів за рахунок утворення подвійного електричного шару. Ступінь збільшення об'єму глинистих частинок в породі і, як наслідок цього, зміна петрофізичних властивостей продуктивного пласта залежать від типу глинистого мінералу, ступеня його дисперсності, природи обмінних катіонів, властивостей фільтрату бурового розчину і ін. Зростанню ступеня набухання глини сприяє також збільшення лужності проникаючого в пласт фільтрату. Це пояснюється тим, що при контакті лужної води з глинистими частинками породи електроліти полегшують механічне диспергування частинок глини внаслідок обмінної адсорбції іонів і зв'язують дисперсне середовище у вигляді гідратних оболонок значної товщини. Завдяки цьому газонасичені і повністю водонасичені пласти за даними електричних методів дослідження свердловин можуть характеризуватися практично однаковими електричними параметрами.

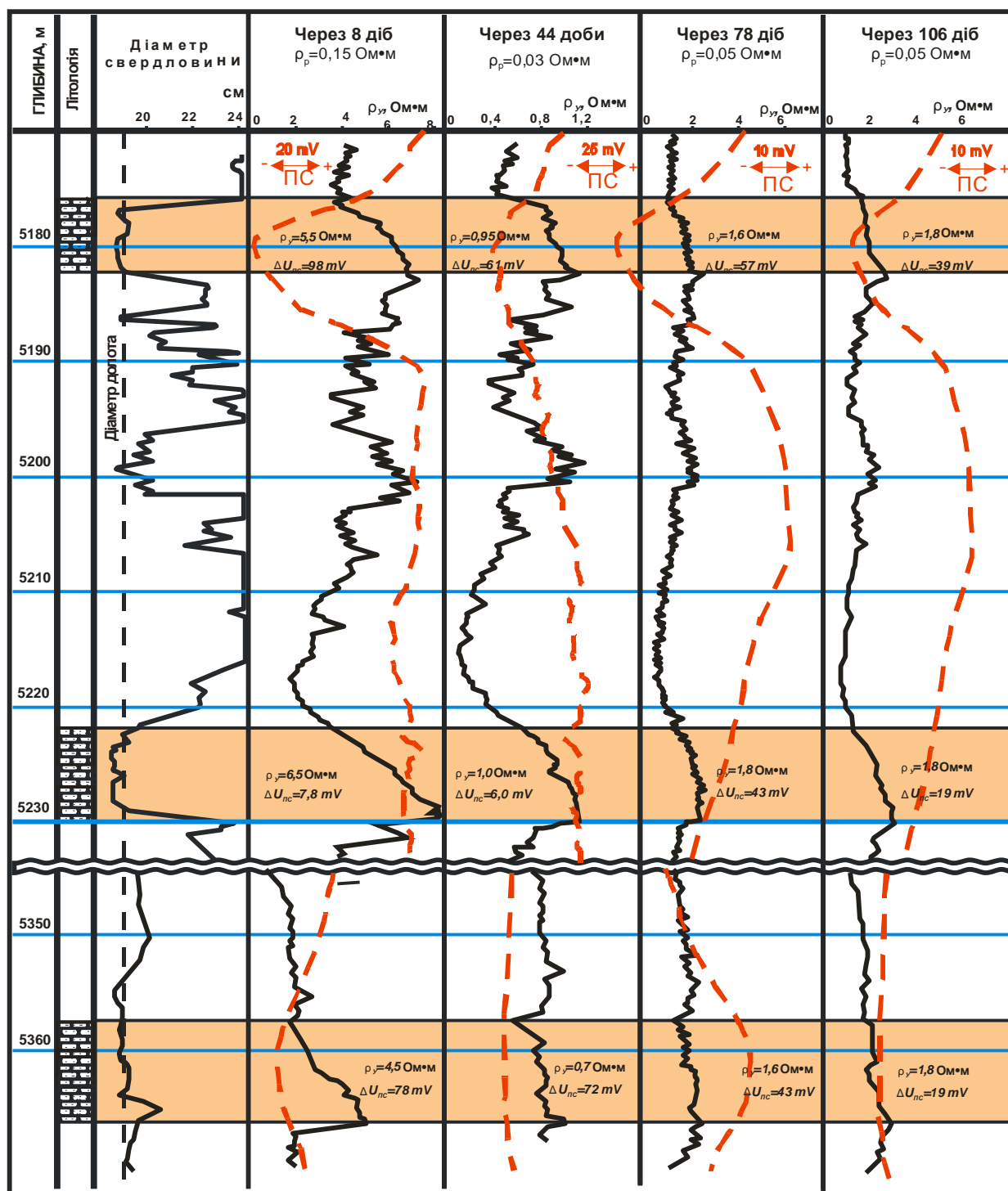
За результатами аналізу матеріалів інтерпретації ГДС та спираючись на дані, які представлені у роботах [1, 3], встановлено, що будова ЗП у нафтонасичених пластах обумовлюється типом проникнення та складом насичуючого флюїду і в більшості випадків може бути представлена чотирьохшаровою структурою. Один із шарів перед незайманою частиною нафтонасиченого пласта називають облямовуючою зоною (ОЗ). В цій області відбувається заповнення пустотного простору гірських порід сумішшю фільтрату бурового розчину, пластової води та нафти. При цьому у багатьох випадках утворюється область підвищеної солоності за рахунок змішування пластової води з фільтратом бурового розчину. Можна виділити дві основні групи ситуаційних моделей ЗП, а саме:

- зменшення питомого електричного опору в зоні проникнення завдяки витісненню нафти фільтратом бурового розчину, що має питомий опір менший за опір пластової води;

- утворення ОЗ у присвердловинній зоні пласта за рахунок скупчення солоні води, яка витісняється після нафти на передньому фронті прісного фільтрату бурового розчину.

Наявність певного характеру насичення пласта обумовлює ту чи іншу ситуаційну модель ЗП, яка буде суттєво впливати на електричні параметри порід-колекторів.

Під час розбурювання продуктивних відкладів у практиці застосовують спеціальні бу-



Умовні позначення

- Виділені пласти
- Пісковик
- Крива ПС

Рисунок 1 – Зміна уявного електричного опору ρ_y (зонд А 0,4 М 0,1 N) та потенціалу самочинної поляризації ПС навпроти продуктивних нафтогазових пластів у часі (св. № 2 – Східниця)

рові розчини, які повинні мати певні реологічні властивості. Під час буріння через вплив високих температур, тиску, солей пластових вод і шламу гірських порід ці розчини змінюють свої фізичні властивості. Для підтримки якісного стану бурових розчинів до них додають різні

добавки. Хімічні реагенти є одним з основних компонентів бурових розчинів. Їх перелік на даний час нараховує понад 500 найменувань, що є різними модифікаціями близько 50 основних реагентів, призначених для загального покращення якості бурового розчину. При розбу-

Таблиця 1 – Застосування хімреагентів та добавок для обробки бурових розчинів на деяких нафтогазових родовищах України

Хімреагенти	Кількість хімреагентів та добавок, % від об'єму розчину		Комбінації хімреагентів та добавок
	від і до	найбільш часто	
В інтервалах буріння від 0 до 3000 м			
КМЦ	0,02 – 0,38	0,25	З КССБ, окзилем, гіпаном, хромпіком та ін.
КССБ	0,01 – 0,05	0,45	З КМЦ, хромпіком та ін.
Окзил	0,05 – 2,0	0,11	З КМЦ
Гіпан	0,11 – 6,4	0,1	З КМЦ
Кальцинована сода	0,05 - 1,2	0,2	З будь-якими хімреагентами
CaCO ₃	0,0 – 1,0	0,05	З будь-якими хімреагентами
CaCl ₂	0,0 – 2,6	0,8	З будь-якими хімреагентами
Хромпик	0,00 - 0,01	0,01	З КМЦ, КССБ, окзилем
Вугільно-лужний реагент (ВЛР)	0,06 - 0,5	0,2	З КМЦ, КССБ та ін.
Нафта	0,2 – 6,3	2,0	З будь-якими хімреагентами
Графіт	0,1 – 2,1	0,5	З будь-якими хімреагентами
Сивушне масло	0,1 – 0,5	0,5	З будь-якими хімреагентами
В інтервалах буріння від 3000 до 6000 м			
КМЦ	0,02 - 0,5	0,2	З КССБ, окзилем, хромпіком та ін.
КССБ	0,05 – 3,0	0,75	З КМЦ, окзилем, хромпіком та ін.
Окзил	0,1 – 2,4	0,15	З КМЦ, нафтою
Гіпан	0,08 – 0,3	0,15	З КМЦ, КССБ
Кальцинована сода	0,04 - 1,0	0,2	З КМЦ, КССБ, хромпіком, сивушним маслом
CaCO ₃	0,0 – 0,2	0,05	З будь-якими хімреагентами
CaCl ₂	0,0 - 2,2	0,6	З будь-якими хімреагентами
Хромпик	0,05 – 0,4	0,08	З КССБ, КМЦ, CaCl ₂ , окзилем
Нафта	0,5 – 10,0	2,25	З КССБ, гіпаном та ін.
Графіт	0,08 - 1,5	0,8	З будь-якими хімреагентами
Гематит	0,08 – 1,5	1,5	З будь-якими хімреагентами
Барит	0,03 – 3,0	1,2	З будь-якими хімреагентами

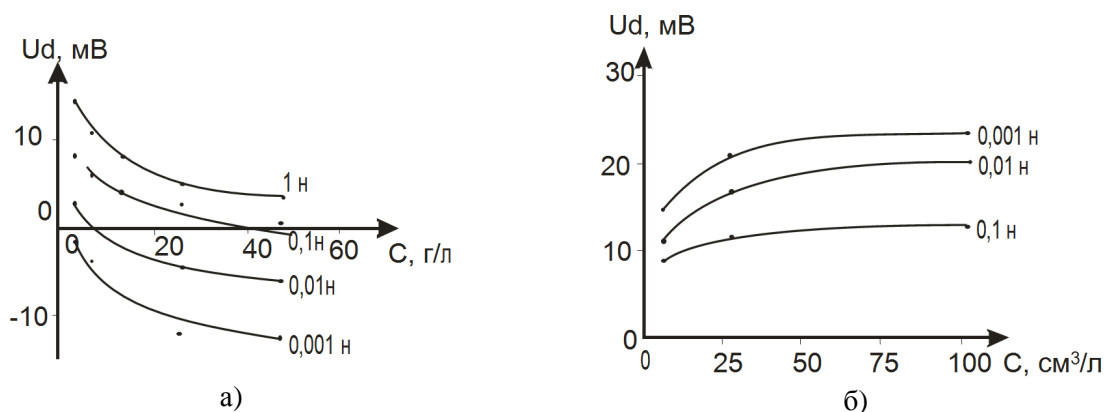
риванні продуктивних відкладів на нафтогазових родовищах України досить часто застосовують інгібовані кальцієві і калієві бурові розчини. Інгібуюча їх здатність ґрунтується на обмінній адсорбції глинистими породами іонів кальцію і калію.

Кальцієві бурові розчини характеризуються вмістом іонів кальцію у їх фільтратах в межах (0,4–0,9)%. Основна мета застосування цих рідин – кальцування глинистих порід та зниження їх властивості до набухання. Для регулювання властивостей кальцієвих бурових розчинів застосовують хімреагенти: вапно, карбоксиметилцелюлозу (КМЦ), конденсовану сульфат спиртову барду (КССБ) та інші. При необхідності в ці рідини добавляють обважнювачі (крейду, глинопорошок, барит) або смазуючі добавки: нафту, графіт, сульфанол, продукти лісохімії (смоли, масла, полімери і ін.), окислений петролатум в суміші з дизельним паливом під назвою СМАД, які сприяють гідрофобізації глинистих порід.

Калієві бурові розчини стабілізують такими хімреагентами як КССБ, КМЦ, гіпаном. Додають до них також хлористий калій, змашуючі добавки (нафту, СМАД, сульфанол та ін.). При розкритті продуктивних горизонтів досить часто застосовують різні модифікації калієвих бурових розчинів (смолокалієві, полімеркалієві та інші з добавками продуктів лісохімії).

Аналіз рецептур реальних бурових розчинів на деяких нафтогазових родовищах Прикарпаття та ДДЗ показав, що добавки до них хімреагентів досить часто носять хаотичний характер і дуже важко піддаються їх кількісному обліку (табл. 1). Часто застосовують комбіновану обробку бурових розчинів хімреагентами, яка полягає у введенні декількох солей реактивів одночасно або послідовно через невеликий інтервал часу, що дозволяє використовувати позитивні властивості кожного з хімічних реагентів.

Хімічні реагенти можуть вступати в реакції з катіонами полівалентних металів та утво-



Шифр кривих – мінералізація розчинів $NaCl$ в нормалях, до яких додавалися хімічні реагенти:
а – добавки сухого КМЦ; б – добавки розчину КССБ

Рисунок 2 – Зв'язок дифузійних потенціалів U_d із концентрацією C хімреагентів в одному з контактуючих розчинів

рювати у ПЗП стійкі емульсії і жорсткі піни, які внаслідок підвищеної їх в'язкості суттєво змінюють фільтраційно-ємнісні та електричні властивості пористого середовища. Інтенсивність взаємодії фільтратів бурових розчинів з пластовими водами посилюється із зростанням температури, а сам характер новоутворень залежить від складу хімреагентів та пластових флюїдів.

Виходячи із реальної ситуації виникає необхідність встановлення причин невідповідності зареєстрованих електричних параметрів методами електрометрії характеру насичення пластів-колекторів. З цією метою нами проводились комплексні дослідження впливу різних факторів на величину електропровідності порід-колекторів, розкритих свердловинами. Експериментальні роботи виконувалися на керні, відібраному із продуктивних пластів нафтогазових родовищ ДДЗ та Прикарпаття. Враховуючи те, що умови розкриття продуктивних порід-колекторів різні і обумовлені як геологічними факторами так і технічним складом бурових розчинів, нами моделювались можливі ситуації, що виникають у процесі проникнення і взаємодії з пластовими флюїдами фільтратів бурових розчинів.

За результатами проведених експериментальних досліджень на зразках керну відібраного із продуктивних відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища нами встановлено, що досить суттєвий вплив спричиняють добавки хімреагентів до бурових розчинів на покази методу самочинної поляризації (ПС) та стандартного каротажу. Аналіз та узагальнення отриманих результатів моделювання свідчать, що при збільшенні відношення електричного опору пластової води до електричного опору фільтрату бурового розчину, значення дифузійних потенціалів зміщуються в сторону позитивних значень. Збільшення концентрації солей в моделі фільтрату призводить до зміни дифузійно-адсорбційних потенціалів від позитивних значень до від'ємних (рис. 2). Встановлено також, що майже всі хімреагенти, які використовують в бурових розчинах, суттєво впливають на величину потенціалів ПС.

Так, наприклад, бурові розчини з добавками хромпіку здатні до окислення, завдяки чому зменшується потенціал глин та зростає питомий електричний опір фільтратів бурових розчинів. Окрім цього добавка у розчин хромпіку зумовлює зменшення адсорбційно-дифузійної властивості глинистих порід і призводить до зменшення pH розчинів.

Бурові розчини з добавками КССБ та КМЦ підсилюють адсорбційно-дифузійні властивості глинистих гірських порід. Лабораторні дослідження впливу КССБ та КМЦ на величину дифузійного потенціалу показали, що найбільш від'ємні його значення відповідають буровим розчинам у яких хімреагенти підвищують їх загальну мінералізацію.

При проведенні повторних геофізичних досліджень у свердловинах з інтенсивною обробкою бурових розчинів хімреагентами спостерігається зниження амплітуди аномалій ПС на протилежній, а лінія глин стає невитриманою (див. рис. 1).

Дані експериментальних досліджень свідчать, що добавки хімреагентів до бурових розчинів зумовлюють значну мінливість їх питомого електричного опору. За результатами проведених нами експериментальних досліджень з вивчення впливу добавок хімреагентів на електричний опір цих розчинів встановлено різний характер такого впливу, а саме: добавки у буровий розчин таких хімреагентів, як $NaCl$, $NaOH$, Na_2CO_3 , $CaCl_2$, $MgCl_2$, КМЦ, КССБ, окзиду та гіпану призводять до зменшення його питомого електричного опору, причому, найбільша доля впливу припадає на $NaCl$ і найменша на гіпан; добавки нафти та її продуктів, глино порошку обважнювачів, сульфанола, дисольвану призводять до збільшення питомого електричного опору бурового розчину.

Для глинистих бурових розчинів, що застосовують в процесі буріння нафтогазових свердловин на нафтогазових родовищах ДДЗ і Прикарпаття, нами встановлена залежність питомого їх електричного опорів від вмісту в них хімічних реагентів КМЦ і КССБ (рис. 3).

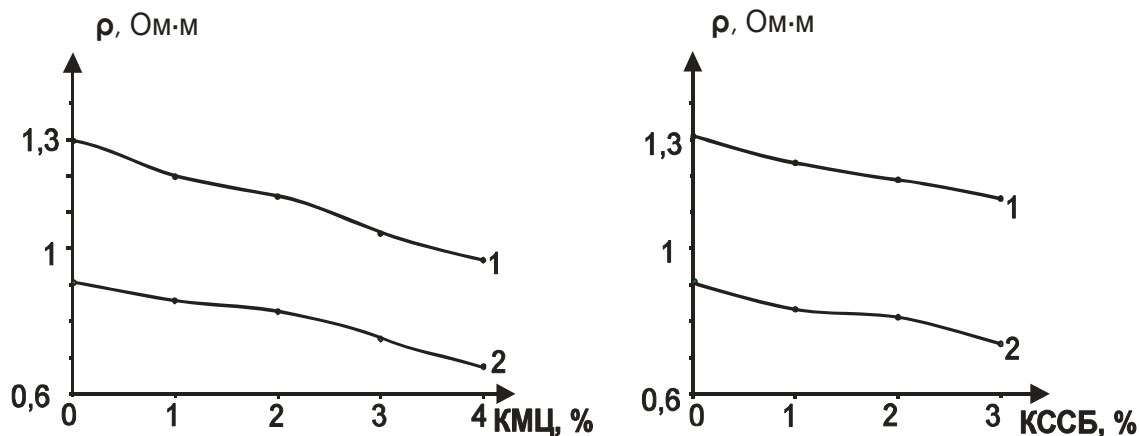


Рисунок 3 – Залежність питомих електричних опорів бурових розчинів (крива 1) і їх фільтратів (крива 2) від вмісту в них добавок хімреагентів при постійній температурі $t = 20^{\circ}\text{C}$

Також встановлено, що фільтрація високо-мінералізованих бурових розчинів значно більша, ніж прісних. Це пов'язано з тим, що вміст солей впливає на проникність глинистої кірки, яка збільшується пропорційно вмісту солей у розчині.

У зв'язку з тим, що добавки хімреагентів, зазвичай, знижують електричний опір бурових розчинів, змінюється також з часом і питомий електричний опір порід-колекторів, що реєструють у свердловині методами БКЗ та мікрозондами. Вплив добавок хімреагентів до бурового розчину через збільшення загальної мінералізації останньої значною мірою позначається також на показах індукційного каротажу (ІК).

За результатами експериментальних досліджень виявлено, що проникнення фільтратів бурових розчинів з добавками хімреагентів КМЦ і КССБ до мало глинистих, проникних гірських порід призводить до збільшення параметра насичення (коефіцієнту збільшення опору) при однаковому співвідношенні об'ємів вуглеводнів і пластової води у породі. Це явище найбільш яскраво проявляється у випадку наявності у породах високомінералізованої пластової води. Дія хімреагентів хромпіку, КССБ і КМЦ на зміну параметра насичення порід-колекторів різна, а саме: найбільш сильно збільшує параметр насичення породи хімреагент КМЦ, найменше – хромпик. Збільшення параметра насичення при обробці породи хімреагентами, на наш погляд, можливо пояснити двома причинами:

а) за рахунок гідрофобізації порових каналів при взаємодії хімреагентів з мінеральним скелетом породи;

б) за рахунок збільшення звивистості порових струмопровідних каналів внаслідок випадіння твердого струмонепровідного осаду.

В реальних умовах у присвердловинній зоні пласта, найбільш імовірно, що ці два явища відбуваються одночасно, причому, закупорювання порового простору порід нерозчинним осадом за наявності високомінералізованих пластових вод, на наш погляд, буде переважаєти.

Висновки

За допомогою аналізування та узагальнення результатів геолого-геофізичних досліджень складнопобудованих порід-колекторів виявлено наступне.

Геоелектрична модель присвердловинної ділянки пласта достатньо складна і складається із чотирьох шарів, а саме: свердловини, зони проникнення, облямовуючої зони та незайманої частини пласта.

Зона проникнення відіграє суттєву роль у формуванні електричних параметрів, які реєструють методами БКЗ, БК, ІК.

Серед електричних методів дослідження свердловин найбільш чутливим до впливу хімреагентів є БКЗ (малі зонди довжиною 0,5 м і 1,0 м) та ІК, покази яких тісно пов'язані із концентрацією солей у розчині та процентним вмістом добавок хімреагентів. Особливо це помітно при великих значеннях співвідношення питомого опору породи до питомого опору бурового розчину.

Хімообробка бурового розчину у багатьох випадках через зміну питомого електричного опору його фільтрату, компонентного складу глинистої кірки і зони проникнення призводить у кінцевому випадку до мінливості параметрів, що реєструють у свердловині електричними методами досліджень. Різні значення уявного електричного опору гірських порід, що реєструють у свердловинах методами електрометрії при повторних вимірах, підтверджують результати наших досліджень та указують на можливу зміну інших фізичних властивостей гірських порід у присвердловинній частині пласта в залежності від інтенсивності хімічної обробки бурового розчину.

Література

1 Антонов Ю.Н. Геофізичні дослідження нафтових свердловин методом електромагнітного зондування / Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. // Геологія і геофізика. – 1986. – № 1. – С. 129-139.

2 Дортман Н.Б. Горные породы и полезные ископаемые, справочник / Дортман Н.Б. // Т.1. 1992. – 391 с.

3 Иващенко В.А. Условия формирования зоны проникновения в коллекторах нефти и газа месторождений Западной Сибири / Иващенко В.А., Леонтьев В.И., Сагибчареев Р.С. // Труды Запсиб науч. исслед. геол. нефте-развед. ин-та Тюмень. – 1971. – С. 54-64

4 Бортницкая В.М. Обоснование кондиционных параметров коллекторов нижнего сармата Предкарпатского прогиба по керну / [В.М. Бортницкая, Н.Н. Оршинская, Б.П. Филиппик и др.] // Геология нефти и газа. – 1982. – № 11. – С. 34-40.

5 Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промышленной геофизики / Элланский М.М. – М.: Недра, 1978. – 215 с.

6 Орлов Л.И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Орлов Л.И., Ручки А.В., Свихнушин А.М. – М.: Недра, 1973. – 85 с.

7 Федашин В.О. Визначення поверхневої активності порід-колекторів шляхом витіснення не змішуваних розчинів / [Федашин В.О., Нестеренко М.Ю., Багнюк М.М., Петра Ю.І.] // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. №2. – С. 104-108.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.07.14*

*Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Максимчуком В.Ю.**
(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)*