

FACTORS ANALYSIS OF PROCESS BUILDING BORE HOLES IN DIFFICULT GEOLOGICAL TERMS

O. Davydenko^{1}, Ye. Stavychnyi² & A. Ihnatov¹*
¹Dnipro University of Technology, Dnipro, Ukraine
²Public joint-stock company «Ukrnafta», Kyiv, Ukraine
**Corresponding author: davydenko.a.n@nmu.one*

Abstract. The review of researches and developments in the field of technology drilling in sedimentary rocks is given, special attention is paid to receptions and methods of the prevention of complications and accidents at deepening of a wellbore, besides the thorough provisions of the theory and practice of washing liquids are considered. The characteristics of sedimentary rocks such as clays with regard to their physicochemical interaction with washing drilling fluids are given and the mechanics of the process of breaking the integrity of the wellbore constructed in sedimentary rocks is studied. The results of theoretical and laboratory researches of mechano-hydraulic processes at drilling in sedimentary rocks are stated; the restrictive measures of the technology of drilling in sedimentary rocks are formulated and the factors influencing the quality of washing liquids for drilling in sedimentary rocks are analyzed. The information on physicochemical processes at interaction of washing liquids with clay rocks and data on analytical and laboratory researches influence of a filtrate washing liquids on process of swelling sedimentary rocks in walls of a wellbore are given.

Keywords: bore hole, surfactant, clay, adsorption, rock, polymeric matter, flowdown, drilling mud.

АНАЛІЗ ФАКТОРІВ ПРОЦЕСУ СПОРУДЖУВАННЯ СВЕРДЛОВИН У СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

О. Давиденко^{1}, Є. Ставичний², А. Ігнатів¹*
¹Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро, Україна
²Публічне акціонерне товариство «Укрнафта», Київ, Україна
**Відповідальний автор: davydenko.a.n@nmu.one*

Анотація. Приведений огляд досліджень і розробок в області технології буріння в осадових породах, особлива увага приділена прийомам та методам попередження ускладнень та аварій при поглибленні стовбура свердловини, крім того розглянуто ґрунтовні положення теорії та практики застосування промивальних рідин. Надано характеристику осадовим породам типу глини з огляду на їх фізико-хімічну взаємодію із промивальними буровими рідинами та вивчені питання механіки процесу порушення цілісності стовбура свердловини, що споруджується в осадових породах. Викладені результати теоретичних та лабораторних досліджень механо-гідравлічних процесів при бурінні в осадових породах; сформульовано обмежувальні заходи технології буріння в осадових породах та проаналізовано фактори, що впливають на якість промивальних рідин для буріння в осадових породах. Надано інформацію про фізико-хімічні процеси при взаємодії промивальних рідин із глинистими породами і дані щодо аналітичних та лабораторних досліджень впливу фільтрату промивальних рідин на процес набрякання осадових порід в стінках стовбура свердловин.

Ключові слова: свердловина, поверхнево-активна речовина, глина, адсорбція, гірська порода, полімерна речовина, набрякання, буровий розчин.

1. Вступ

За геологічною будовою Україна належить до одного з найперспективніших регіонів для пошуків та видобування вуглеводнів на великих та надвеликих глибинах. Розвиток нафтової і газової промисловості припускає широке використання бурових робіт з метою пошуку,

розвідки і розробки нафтових і газових родовищ. Буріння нафтових і газових свердловин, як гілка нафтогазової галузі, повинні постійно удосконалюватися, особливо у зв'язку із збільшенням об'ємів робіт по глибокому і надглибокому бурінню, у тому числі на акваторіях, а також із зростаючими потребами буріння похило спрямованих і горизонтальних свердловин. Зокрема, зазначене у повній мірі стосується основного нафтопромислового регіону нашої країни – Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [1].

Основними процесами у виробничому циклі буріння свердловини є руйнування гірської породи на забої та винесення зруйнованої породи на поверхню. Ефективність зазначених процесів значною мірою залежить від способу руйнування і породоруйнівного інструменту та режиму циркуляції і параметрів промивальних рідин. Нині переважне число свердловин проходить в товщі осадових порід, і передусім, величезного їх класу – глинистих породах з потужними прошарками хемогенних відкладів. Спорудження свердловини у таких породах майже завжди зв'язане з цілою гаммою проявів негативного характеру: набрякання і звуження стінок стовбура свердловини, осипи, обвали, місцеві розширення у стовбурі [2].

Основні вимоги до промивальної рідини, що застосовується у товщах осадових порід, полягають у її здатності запобігати прихопленню труб, крім того, вона повинна мати хорошу змащувальну спроможність і малий вміст твердої фази.

При розробленні режиму промивання необхідно враховувати енергетичні показники роботи гідравлічного вибійного двигуна, ефективність видалення шламу із забою і встановлення такого режиму течії бурового розчину в кільцевому просторі, який виконує функцію гідротранспорту шламу до гирла свердловини [3].

Практика бурових робіт та лабораторно-теоретичні дослідження переконують, що резервом скорочення витрат часу і засобів на ліквідацію ускладнень і аварій, є вдосконалення технології промивання свердловин шляхом підбору оптимальних рецептур промивальних рідин.

Таким чином, метою статті є аналіз факторів споруджування свердловин в складних геологічних умовах та встановлення на їх базі закономірностей фізико-хімічних процесів, що протікають в стовбурі свердловини та формулювання на їх основі адекватних технологічних заходів гідравлічної програми промивання свердловини, реалізація якої дозволить надати процесу спорудження свердловин достатньо високу міру продуктивності і економічності.

Тому, одним з актуальних завдань по зниженню витрат при бурінні, що частково розв'язується в даній роботі, є розробка основ ресурсозберігаючої гідравлічної програми очищення свердловин, яка забезпечує досягнення максимального ефекту підтримки стінок свердловини в стійкому стані при дотриманні усіх технологічних функцій, властивих циркуляційним процесам в стовбурі свердловин.

2. Методика

Наведені в роботі дослідження проводилися із застосуванням широко випробуваної для вирішення наукових завдань послідовності операцій: формулювання завдання і складання розрахункової схеми досліджуваного об'єкту; розробка фізико-хімічної моделі, що описує характер протікаючих процесів; вибір способу рішення поставлених завдань; рішення основних математичних залежностей процесу з максимальним використанням обчислювального експерименту; аналіз отриманих результатів; формулювання адекватних висновків та рекомендацій.

Компонентний склад та рецептури промивальних рідин обґрунтовано застосування сучасних методів аналітичних та експериментальних досліджень шляхом використання математичного моделювання, методик досліджень, приладів і матеріалів. Достовірність отриманих результатів підтверджено даними лабораторно-промислових випробувань.

Вплив промивних рідин на процеси при бурінні свердловин обумовлений, в основному, адсорбцією, що може носити фізичний або хімічний характер. Для вивчення явищ, які протікають на границі розподілу «гірська порода – промивна рідина», було застосовано метод ІЧ-спектроскопії в основі якого лежить принцип залежності утворення хімічних сполук від зв'язку між адсорбційним поведінням і електронною будовою адсорбенту й адсорбату.

3. Результати та обговорення

ДДЗ як геологічна структура є ступінчастим зануренням докембрійського фундаменту типу ровоподібного прогину – авлакогену, субширотного простягання довжиною до 700 км та шириною від 100 км до 120 км. Географічно розташована у південній частині Східно-Європейської платформи, на території України та Білорусі.

Нафтогазоконденсатні родовища центральної і східної частини ДДЗ в межах України розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей [4].

Нафтогазоносність ДДЗ, насамперед, приурочена до чотирьох нафтогазоносних комплексів: девонського, кам'яновугільного, нижньопермського і тріасового.

Стратиграфічний і літологічний розрізи та характерні ускладнення під час спорудження свердловин на родовищах ДДЗ наведено в табл. 1.

- кайнозой, що охоплює четвертинну, неогенову та палеогенову системи, містить рихлі, слабозцементовані, схильні до порушення цілісності гірські породи (глини, суглинки, піски тощо);

- мезозой включає крейдову, юрську та тріасову системи, які представлені, в основному, чергуванням теригенних і карбонатних порід;

- палеозой охоплює пермську, кам'яновугільну та девонську системи.

Споруджування свердловин на девонській, кам'яновугільній, нижньопермський нафтогазоносні комплекси (окрім тріасового) потребує проходження товщі хомогенних відкладів [5] та зон із несумісними умовами буріння.

Таблиця 1

Гірничо-геологічні особливості споруджування свердловин на родовищах ДДЗ

Стратиграфічний підрозділ (система)	Літологічний склад гірських порід	Можливі ускладнення під час буріння	Тип обсадної колони
Четвертинна Неогенова Палеогенова	Глини, суглинки, піски, пісковики, мергелі, буре вугілля, алевроліти слабозцементовані	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини (осипи, обвали, звуження стовбура), сальнікоутворення	Кондуктор
Крейдова Юрська Тріасова	Крейда, мергелі, глини, пісковики, буре вугілля, алевроліти	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини, сальнікоутворення	Проміжна колона
Пермська	Ангідрити, доломіти, вапняки, засолені глини, пісковики, алевроліти, чергування пачок кам'яної солі з пластами ангідритів, доломітів і глинистих карбонатів	Порушення цілісності стовбура свердловини, інтенсивне жолобоутворення та каверноутворення, поглинання бурової промивальної рідини	Проміжна колона
Кам'яновугільна	Аргіліти, алевроліти, вапняки, вугілля кам'яне, пісковики	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини,	Експлуатаційна колона

Девонська	Пісковики, алевроліти, глинисті доломіти та темно- сірі аргіліти	нафтогазоводопрояви	
-----------	---	---------------------	--

Так, хомогенні відклади нижньої пермі та верхнього девону несумісні з розрізом юрської та триасової системи, оскільки їх розкриття потребує застосування мінералізованих промивальних рідин густиною від 1300 до 1600 кг/м³, тоді як коефіцієнт аномальності у відкладах мезозою становить від 0,9 до 1,05.

Складні термобаричні умови залягання вуглеводнів, зокрема і наявність близькорозташованих різнонапірних та різнонасичених горизонтів, а також присутність двох поверхів соленосних товщ хомогенних відкладів із чергуванням кам'яної солі з пластами аргілітів, доломітів, ангідритів і глинистих карбонатів, а також каліймагнієві сольові породи (КМСП), ускладнюють споруджування свердловин на родовищах ДДЗ.

Так, для Ярошівського родовища товщина хомогенних відкладів становить від 150 до 190 м, з них лише КМСП – від 2 до 20 м.

Мінеральні солі цих геологічних розрізів за генетичною класифікацією належать до морських відкладів, основними компонентами яких є іони Na⁺, K⁺, Mg²⁺, Ca²⁺, Cl⁻, SO₄²⁻, Br⁻, B₄O₇²⁻. Присутні також іони Fe²⁺, I⁻ та CO₃²⁻. На родовищах, в будові яких визначено соленосні відклади, ці елементи входять до складу більш, ніж 30 розчинних та значної кількості нерозчинних мінералів. Серед перших – це, насамперед, галіт, сильвін, сильвініт (суміш галіту та сильвіну), карналіт, каїніт, лангбейніт, кизерит, полігаліт [6].

Поширення хомогенних відкладів навіть на сусідніх родовищах ДДЗ нерівномірне. Так, за даними ГДС (стандартного, гамма-каротажу та кавернометрії) пермські відклади на Софіївському родовищі залягають в інтервалі 2160 – 2490 м, Волошківському 2341 – 2780 м та Ярошівському 2205 – 2568 м.

Така складна геологічна будова створює передумови для виникнення характерних аварій і ускладнень під час кріплення свердловин (табл. 2).

Сумарні затрати часу на їх ліквідацію склали 75819,6 год. При цьому деформації обсадних колон зафіксовано на 16 свердловинах, що становлять переважаючу частку часових затрат на їх ліквідацію.

Втрати часу на ліквідацію ускладнень, спричинених деформацією обсадних колон, становили 33750,3 год, або 44,52 % від загального часу для усіх ускладнень. Порушення цілісності стовбура свердловин внаслідок деформації хомогенних відкладів зафіксовано у 17 випадках при затратах часу 26742,2 год (35,27 %). На ліквідацію ускладнень внаслідок невідповідності рецептур тампонажного розчину щодо гірничо-геологічних умов цементування (3 випадки) затрачено 12771 год (16,84 %). Ліквідація поглинань промивальних рідин і газопроявлень потребували 510,8 год та 2045,34 год відповідно, що становить 0,67 % та 2,7%.

Слід зазначити, що ускладнення під час технологічних операцій з кріплення часто супроводжуються втратою стовбура свердловини.

В умовах нафтогазових родовищ ДДЗ товщина хомогенних відкладів (галіту, сильвіну, сильвініту, карналіту, бішофіту) становить від десятків до сотень метрів. Процес будівництва глибоких свердловин супроводжується цілим комплексом ускладнень, яких частково можна уникнути при достатній геологічній інформативності.

Таблиця 2

Характерні ускладнення під час кріплення свердловин в умовах залягання нестійких хомогенних відкладів родовищ ДДЗ

Свердловина, тип свердловини	Період виникнення ускладнення, рік	Затрати часу на ліквідацію, годин	Примітка
55-Яблунівська – експлуатаційна, похилоспрямована	2008	8472	Деформація обсадної колони у хемогенних відкладах
202-Гадяцька – експлуатаційна, похилоспрямована	2008	2225	Деформація обсадної колони у хемогенних відкладах
36-Яблунівська – експлуатаційна, похилоспрямована	2009	3754	Деформація обсадної колони у хемогенних відкладах
69-Ярошівська – експлуатаційна, похилоспрямована	2009	1767	Деформація обсадної колони у хемогенних відкладах
69-Ярошівська – експлуатаційна,	2010	562	Деформація обсадної колони у хемогенних відкладах
40-Копилівська – розвідувальна, похилоспрямована	2011	428,33	Деформація обсадної колони у хемогенних відкладах

Фізико-механічні властивості хемогенних відкладів досліджено багатьма науковцями як у лабораторних, так і в промислових умовах, характеристики деяких з них наведено в табл. 3. Встановлено, що КМСП серед гірських порід мають низьку міцність, найбільш високий коефіцієнт Пуассона і високу розчинність у воді.

Таблиця 3
Фізичні властивості порід хемогенних відкладів

Найменування породи	Хімічна формула	Густина, кг/м ³	Твердість за шкалою Мооса	Температура плавлення, °С	Міцність при одноосьовому стисненні, Н/м ²
Бішофіт	MgCl ₂ ·6H ₂ O	1590	1,5	118	125÷140·10 ⁵
Карналіт	KCl·MgCl ₂ ·6H ₂ O	1600	2,7	168	110÷160·10 ⁵
Тахгідрит	CaCl ₂ ·2MgCl ₂ ·12H ₂ O	1700	2,0	140	–
Сільвін	KCl	1990	1,5 – 2,2	776	220÷400·10 ⁵
Галіт	NaCl	2100 – 2200	2,2	804	250÷500·10 ⁵

Як бачимо, бішофіт характеризується найменшими значеннями показників твердість, міцність при одноосьовому стисненні і володіє найнижчою температурою плавлення.

При температурі 110 °С та тиску 110 МПа галіт має умовну межу текучості до 180 МПа, а бішофіт – 60 МПа. Межа напруженості переходу від пружного до пластичного стану становить 0,4 – 0,5 МН/м². При підвищенні температури від 20 °С до 100 °С розчинність галітів збільшується від 26,4 % до 28,2 %, а бішофітів – від 35,3 % до 42,2 %. Саме підвищена розчинність КМСП ускладнює процес детального їх вивчення.

Галіт і сільвін не мають правильної кристалічної структури і включають породи (мінерали) інших речовин, воду та гази, що визначають дефекти як у мікроскопічних, так і у макроскопічних масштабах. Для них характерний іонний зв'язок між частинами кристалу, обумовлений кулонівськими силами. У свою чергу, дефекти кристалічної решітки залежно від вмісту домішок та їх природи знижують міцнісні характеристики речовини [7].

У більшості простих солей навколо кожного іона розташовано шість або вісім іонів із зарядом протилежного знаку, причому їх число залежить від відносних розмірів катіона та аніона. Карналіт і бішофіт належать до кристалогідратів, у яких молекули води зв'язані безпосередньо з катіонами.

Враховуючи вищезазначені фізичні властивості бішофіту, наперед відоме порушення регламентованих вимог на проведення певних технологічних операцій зі споруджування свердловин, а також застосування матеріалів, не повною мірою адаптованих до кріплення свердловин, у даних відкладах створюються передумови для порушення цілісності стовбура в інтервалах його залягання.

При наявності в розрізі свердловини глинистих порід, насамперед їх здатність до набрякання визначає ступінь складності процесу спорудження стовбура свердловини [2]. Глини, що містять монтморилоніт, називають бентонітовими. При набряканні вони можуть збільшуватися в об'ємі до 14 разів. Особливістю бентонітових глин є здатність утримувати між пакетами велику кількість води. Вони мають високий ступінь дисперсності і звідси - дуже велику сумарну поверхню. Гідратація часток глини відбувається за рахунок проникнення води у міжпакетний простір й у тріщини, де вона розташовується у виді плівок, адсорбованих на твердій поверхні. Частина води протікає по площині спайності, а частина утримується на розламах.

Усі катіони по різному впливають на ступінь повного набрякання глини. З цього погляду їх можна розташувати в наступний ряд: Li, Na, Ca, Mg, K, Ba, Al, Fe. По здатності впливати на набрякання бентоніту аніони солей розкладаються в наступній послідовності (табл. 4).

Таблиця 4
Хімічна активність аніонів солей

ОН	Cl	SO ₄	(PO ₄) ₃	NO ₃
100%	70%	50%	34%	29%

Кількість зв'язаної води залежить від величин рН середовища [8]. Зі зменшенням значення рН (нижче 8) гідратація глинистих часток зменшується. Для того щоб гідрофільний колоїд добре адсорбувався поверхнею глинистої частки, він повинний мати однойменні з нею знак і заряд чи бути нейтральним.

При дослідженнях впливу промивальних рідин на набрякання глинистих порід, що були проведені на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП, для характеристики цього процесу використовували міру набрякання K , рівну відношенню суми об'ємів $V_p + V_oK$, яка показує в скільки разів збільшився об'єм сухих часток. Оскільки набрякання глин досліджували в промивальних рідинах, що містять різні речовини, то за еталонну рідину приймали дистильовану воду. Вивчення процесу набрякання проводили на найбільш активній осадовій глинистій породі – монтморилоніті, з інтерпретацією отриманих результатів для інших глинистих порід. У табл. 5 приведені результати зазначених лабораторних досліджень.

Дані табл. 5 свідчать про відсутність впливу органічних речовин (за виключенням пікринової кислоти) на процес мінімізації негативної дії фільтрату промивальних рідин на набрякання монтморилоніту. Наведені в таблиці органічні сполуки є компонентами речовин, що використовуються при обробці промивальних рідин для надання їм змашуючого ефекту, наближення властивостей близьких до таких для пластових рідин (так звані розчини на нафтовій основі). Таким чином, з метою попередження прояву насамперед набрякань, бурові розчини в обов'язковому порядку повинні бути піддані хімічній обробці поверхнево-активними речовинами, що будуть перешкоджати проникненню фільтрату промивальних рідин в міжпакетний простір глинистих порід.

Таблиця 5.
Вплив органічних речовин на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Міра набрякання, %
Основа	Добавка		

Дистильована вода	-	100	100
	Анілін		100
	Резорцин		100
	Піридин		100
	Бензойна кислота		100
	Бензальдегід		100
	Нітрометан		100
	Пікринова кислота		-14

На рис. 1 і 2 наведено якісні залежності, що дають уявлення про ступінь впливу поверхнево-активних речовин (ПАР) органічної та неорганічної природи на ступінь набрякання основних типів глинистих порід. Для порівняльних досліджень використовувались найбільш ефективні ПАР, що було визначено при дослідженнях міри набрякання монтморилоніту, а саме – феноксол та біхромат натрію.

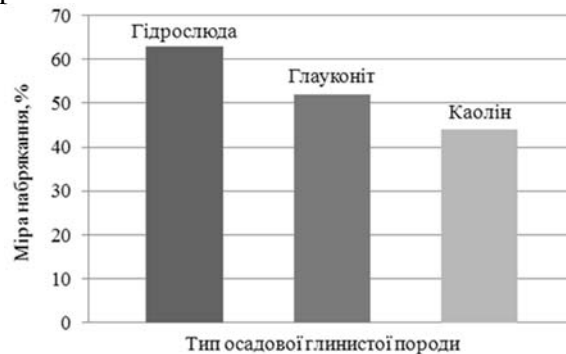


Рис. 1. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР органічної речовини феноксолу

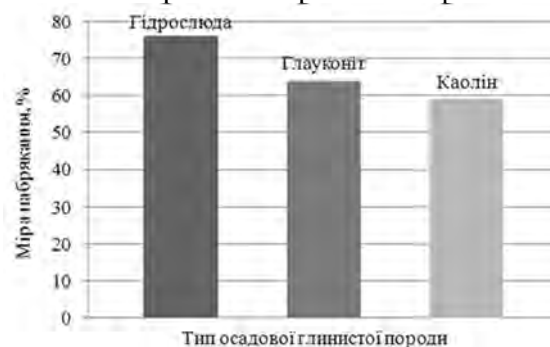


Рис. 2. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР неорганічної речовини біхромату натрію

Наведені залежності (рис. 1 - 2) свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених для монтморилонітових глин, стосовно ступеню їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин та крім того, додатково підтверджують значно вищу ефективність саме органічних ПАР у порівнянні із неорганічними.

Останнього часу намітилася стійка тенденція зростання ступеню вживання полімерних речовин (високомолекулярних сполук) для приготування бурових розчинів [2 - 3].

До високомолекулярних речовин відносяться речовини, що складаються з великих молекул (макромолекул) з молекулярною вагою не менш 10000-15000. Нерідко молекулярна вага природних високомолекулярних з'єднань досягає декількох мільйонів. Розмір макромолекул дуже великий у порівнянні з розмірами звичайних молекул [7]. Наприклад, якщо довжина молекули етану дорівнює всього декільком ангстремам, то довжина лінійних молекул каучуку і целюлози досягає 4000 - 8000 ангстрем (при поперечному розмірі 3 - 7,5 ангстрем).

Крім природних високомолекулярних речовин у даний час застосовують ряд синтетичних високомолекулярних продуктів. Сюди варто віднести синтетичні каучуки і різні синтетичні

полімери. Ці продукти, надзвичайно різноманітні за хімічною будовою і властивостям, не тільки є повноцінними заміниками природних високомолекулярних речовин, але й одержують часто зовсім нове застосування.

Молекули високомолекулярних речовин можуть бути лінійними і розгалуженими, причому довжина молекулярних ланцюгів може бути порівняно великою - перевищувати 1 мкм. Саме лінійною формою макромолекул визначаються типові властивості полімерів: каучукоподібна еластичність, здатність утворювати міцні плівки і нитки, набухати, давати при розчиненні в'язкі розчини і т.ін.

Розчини високомолекулярних речовин, якщо вони знаходяться в термодинамічно рівноважному стані, агрегативно стійкі, як і дійсні розчини [2]. При уведенні великих кількостей електролітів спостерігається виділення високомолекулярних речовин з розчину. Однак це явище не слід ототожнювати з коагуляцією типових колоїдних систем. Коагуляція золів відбувається при введенні порівняно невеликих кількостей електроліту і являє собою звичайно необоротне явище. Виділення ж з розчину високомолекулярної речовини відбувається при додаванні відносно великих кількостей електроліту є звичайно оборотним процесом - після видалення з осаду електроліту високомолекулярна речовина знову здатна до розчинення.

В табл. 6 наведено дані досліджень, спрямованих на з'ясування механізму взаємодії полімерних сполук, уведених до складу бурових промивальних рідин, із осадовими глинистими породами (на прикладі монтморилоніту).

Таблиця 6
Вплив полімерних сполук на набрякання монтморилоніту

Основа	Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Ступінь набрякання, %
	Добавка			
	назва	вміст, %		
Дистильована вода	-	-	100	100
	Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ)	0,5		48
	Модифікований крохмаль (МК)	0,5		18
	Гідролізований поліакрилонітрил (ГПААН)	0,5		50
	Нітролігнін	0,5		15
	ГПААН + силікат натрію (1:10)	5		87
	Гідролізований поліакриламід (РС - 2)	5		52

Застосування водорозчинних полімерів, більшість з яких поєднують в собі властивості аніонних ПАР і поліелектролітів, сприяє зниженню набрякання глини (табл. 6). В цілому отримані дані можуть слугувати відправною методикою підбору рецептур для приготування бурових розчинів при перебудуванні товщ глинистих відкладень.

На рис. 3 наведено порівняльні дані щодо ефективності застосування полімерів для різних типів глини (за мінералогічним походженням).

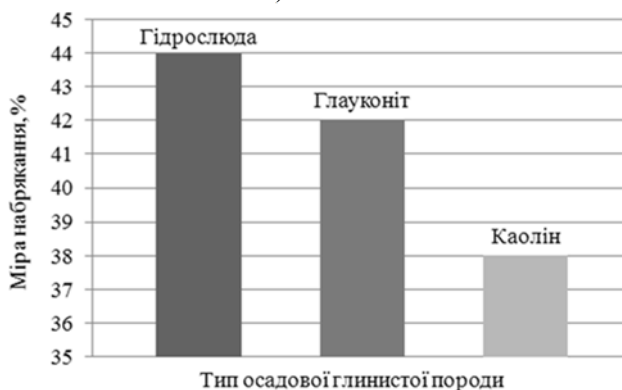


Рис. 3. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості реагенту-регулювальника карбоксиметилцелюлози (КМЦ)

Наведені залежності (рис. 3) свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених для глинистих порід раніше, стосовно ступеню їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин при застосуванні ПАР (органічного та неорганічного походження); іншими словами, мінералогічний склад глинистих порід є відправним пунктом методики підбору типу та концентрації в буровому розчині полімерних речовин.

4. Висновки

1. На основі аналізу гірничо-геологічних і техніко-технологічних особливостей споруджування свердловин на підсольові відклади родовищ ДДЗ доказано актуальність проведення досліджень щодо пошуку й обґрунтування раціональних заходів з попередження негативного прояву властивостей порід, що буряться.

2. На підставі теоретичних та лабораторних досліджень механо-гідролітичних процесів при спорудженні свердловин в осадових породах сформульовані обмежувальні заходи технології буріння, які ґрунтуються на необхідності уповільнення або повного виключення явища набрякання, що відбувається внаслідок збільшення розміру силікатних мінералів, які становлять структуру глин.

3. Дослідженнями підтверджено, що поверхнево-активні речовини істотно зменшують міру набрякання глин під дією фільтрату промивальних рідин, причому органічні поверхнево-активні речовини є більш прийнятними для застосування при обробці промивальних рідин, оскільки вони значно ефективніше знижують ступінь набрякання глин а ніж неорганічні.

4. Лабораторно доведено, що застосування водорозчинних полімерів, більшість з яких поєднують в собі властивості аніонних поверхнево-активних речовин і поліелектролітів, сприяє істотному зниженню набрякання глин.

Вдячності

Автори висловлюють глибоку вдячність колективам Публічного акціонерного товариства «Укрнафта» та Національного технічного університету "Дніпровська політехніка" за допомогу в наукових дослідженнях.

Література

1. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
2. Войтенко В., Вітрик В. Технологія і техніка буріння. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
4. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
5. Ставычный Е.М. Опыт крепления скважин в хомогенных отложениях, склонных к пластической деформации (на примере нефтегазовых месторождений Днепрово-Донецкой впадины) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 12. – С. 32 – 37.
6. Сеид-Рза М.К., Фараджев Т.Г., Гасанов Р.А. Предупреждение осложнений в кинетике буровых процессов. – М.: Недра, 1991 – 272 с.
7. Ковальчук Є.П., Решетняк О.В. Фізична хімія. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.
8. Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. – К.: Наукова думка, 1975. – 351 с.

References

1. Boiko, V.S. (2004). Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh rodovyshch [Development and exploitation of the oil fields]. – Kyiv: Real-Prynt [in Ukrainian].
2. Voitenko, V., & Vitryk, V. (2012). Tekhnolohiia i tekhnika burinnia [Technology and technique

of the drilling]. – Kyiv: Tsentr Yevropy [in Ukrainian].

3. Kotskulych, Ya.S., & Tyshchenko, O.V. (2004). Zakinchuvannia sverdlovyn [Well completion]. – Kyiv: Interpres LTD [in Ukrainian].

4. Suiarko V.H. (2013). Zahalna ta naftohazova heolohiia [General and oil and gas geology]. – Kharkiv: KhNU imeni V.N. Karazina [in Ukrainian].

5. Stavychnyi, Ye.M. (2014). Opyt krepleniya skvazhin v hemogennyh otlozheniyah, sklonnyh k plasticheskoy deformacii (na primere neftegazovyh mestorozhdenij Dneprovo-Donckoj vpadiny) [Experience of fastening of bore holes in chemogenic sedimentations apt to the flowage (on the example of oil and gas deposits of the Dnepr-Donetsk cavity)]. Stroitelstvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more - Building of petroleum and gas bore holes on land and at the seaside, 12, 32 – 37 [in Russian].

6. Seid-Rza, M.K., Faradzhev, T.G., & Gasanov, R.A. (1991). Preduprezhdenie oslozhneniy v kinetike burovnyh protsessov [Warning of complications in kinetics of drilling processes]. – Moscow: Nedra [in Russian].

7. Kovalchuk, Ye.P., & Reshetniak O.V. (2007). Fizychna khimiia [Physical chemistry]. – Lviv: Vydavnychiy tsentr LNU imeni Ivana Franka [in Ukrainian].

8. Tarasevich, Yu.I., & Ovcharenko F.D. (1975). Adsorbtsiya na glinistyih mineralah [Adsorption on clay minerals]. – Kyiv: Naukova dumka [in Russian].