

ТЕРМОСОЛЕСТИЙКІ БУРОВІ РОЗЧИНИ ДЛЯ БУРІННЯ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН З АВПТ

¹М.В. Боровик, ¹М.В. Гордійчук, ²Ю.Б. Кобзар, ³В.М. Ліхван

¹УкрНДІгаз ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз» України;
61010, м Харків, вул. Червоношкільна набережна, 20, тел. (057) 7304680,
e-mail: avarvttb@ukr.net

²Хрестищенське ВБР філія «Укрбургаз» ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз» України;
Харківська обл., Красноградський р-н, с. Наталіне, тел. 642538,
e-mail: khvbrburgaz@gasdob.com.ua

³ГПУ «Полтавагазвидобування» ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз» України;
36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 173, тел. (053) 7562737, e-mail: asy@gru.com.ua

Розглянуто питання погіршення показників бурового розчину під час буріння у теригенно-карбонатних відкладах нижнього карбону в центральній приосьовій частині ДДз та інших нафтогазових регіонів світу. В останні десятиліття розроблено рецептури полімер-вапнистих та гуматно-акрило-калієвих бурових розчинів, які стали основою для застосування в умовах високих температур і тисків. Розчини мають стабільні структурно-реологічні та фільтраційні властивості при температурах до 150°C, достатні інгібуючі властивості, перспективні для вдосконалення в більш жорстких умовах буріння, наприклад, в глибинних зонах з АВПТ. З урахуванням сучасних розробок провідних світових сервісних компаній запропоновано термосолестійкі бурові розчини та розроблено рекомендації зі зниження забруднюючого впливу пластових вод на розчин і поліпшення умов формування непроникної глинистої кірки в карбонатних відкладах.

Ключові слова: бурові розчини, рецептури, термосолестійкі бурові розчини, високі вибієні температури, високі вибієні тиски, АВПТ

Рассмотрены вопросы ухудшения показателей бурового раствора при бурении в теригенно-карбонатных отложениях нижнего карбона в центральной приосевой части ДДз и других нефтегазовых регионах мира. За последние десятилетия разработаны рецептуры полимер-известковых и гуматно-акрило-калийных буровых растворов, ставших базовыми для применения в условиях высоких температур и давлений. Растворы владеют стабильными структурно-реологическими и фильтрационными свойствами при забойных температурах до 150°C, достаточными ингибирующими свойствами, перспективными для усовершенствования в более жестких условиях бурения, например, в глубинных зонах с АВПТ. Предложены термосолестойкие буровые растворы с учетом современных разработок передовых мировых сервисных компаний и разработаны рекомендации по снижению загрязняющего влияния пластовых вод на раствор и улучшения условий формирования непроницаемой глинистой корки в карбонатных отложениях.

Ключевые слова: буровые растворы, рецептуры, термосолестойкие буровые растворы, высокие забойные температуры, высокие забойные давления, АВПТ

The problem of deterioration of drilling mud during drilling in terrigenous-carbonate sediments of the Lower Carboniferous in central axial part of DDC and other worlds oil and gas regions. In recent decades, a formulation of polymer-calcareous and humate-acrylic potassium drilling muds developed, which became the basis for application at high temperatures and pressures. Solutions are stable structural and rheological and filtration properties at temperatures up to 150°C, sufficient inhibitory properties, promising to improve in more severe conditions of drilling, for example, in the deep zones of AHRP. Given modern developments the world's leading service companies thermosolresistant drilling solutions and recommendations to reduce the contaminating influence reservoir water on drill mud and improve the conditions of formation of impermeable clay peel in carbonate sediments offered.

Key words: drill mud, formulation, thermosolresistant drilling solutions, high reservoir temperatures, high reservoir pressure, AHRP.

Центральна приосьова зона ДДз характеризується наявністю потенційно продуктивних значних теригенно-карбонатних товщ з АВПТ (аномально високими пластовими тисками) у візейському та турнейському ярусах нижнього карбону, що залягають на відкладах девонського віку. Історія розбурювання родовищ цієї зони налічує цілу низку свердловин, які розкрили глибинні зони з АВПТ, і, внаслідок виникнення проблем з бурінням, у більшості випадках не

були доведені до проектних вибоїв. Питання генезису АВПТ і їх зв'язок з нафтогазоносністю до цього часу є дискусійними. Проте, дослідженнями (в тому числі [1]) визначено, що глибинні зони АВПТ на ДДз розташовані під катагенетичними флюїдоупорами у вторинних локальних резервуарах розущільнення термодегідратаційного гідрогеологічного ярусу вище ізотерм 120°C. Характерними особливостями цих резервуарів є висока тріщинуватість колекто-

рів, флюїди (в тому числі пластові води, які, спільно з газом, формують АВПТ) характеризуються підвищенням вмістом вуглекислоти, мають високу корозійну активність, гідрохлімичну інверсію (окрім зон, пов'язаних з соляними штоками), агресивні компоненти щодо дії на буровий розчин метаморфічного та катагенетичного походження (N_2 , CO_2 , CO , H_2 , H_2S тощо). АВПТ іноді може зустрітися лише на одній свердловині, що розкриває такий резервуар або навіть горизонт. Внаслідок гідророзриву чи виникнення поглинань у вищезалягаючих породах у відкритому стволі свердловини та вертикальної міграції флюїдів АВПТ поступово знижується до рівноваження тисків в системі відкритого ствола. Максимальний коефіцієнт аномальності тисків на ДДЗ рідко перевищує значення 2,0 оскільки при його перевищенні виникне розрядка величини АВПТ внаслідок гідророзриву флюїдоутримуючих порід.

В попередні роки під час розвідувального буріння глибоких свердловин зони АВПТ з наявністю високомінералізованих пластових вод траплялись на Солохівській, Балаклійсько-Савинській, Шебелинській, Шевченківській, Мар'янівській, Веселівській площах тощо. Буріння в цих інтервалах практично на всіх свердловинах супроводжувалось аваріями та ускладненнями, пов'язаними переважно з нестабільністю параметрів бурових розчинів в умовах газопроявів. Для зменшення аварійності рецептури бурових розчинів вдосконалювались за рахунок реагентів, що підвищували їх термостійкість і зменшували надмірне загущення (флокуляцію), особливо після тривалих зупинок циркуляції.

Окрім сильних газопроявів і флокуляції розчинів, основними проблемами під час буріння зон АВПТ було надходження до бурових розчинів агресивних пластових вод та виникнення диференціальних тисків під час регулювання його густини. Внаслідок високих концентрацій вуглекислоти та іонів полівалентних металів в пластових водах при високих температурах зазнавали термо-, солеокислювальної деструкції полімери-понижувачі фільтрації бурового розчину, (різко зростав показник фільтрації, знижувались показники рН та загальної лужності, важкий розчин погіршував стабільність з осадженням бариту тощо). Зазвичай мінералізація пластових вод набагато перевищувала мінералізацію водної фази бурового розчину, що викликало осмотичні явища в пристовбурній зоні. В результаті не могла сформуватись стійка малопроникна фільтраційна кірка, яка повинна мінімізувати диференціальні тиски, обмежити фільтрацію та змішування розчину з пластовими водами.

Вдосконалення термостійких розчинів за весь час буріння в зонах АВПТ з агресивними флюїдами пройшло в кілька етапів. На початку застосовувались рецептури частково мінералізованих гуматних та лігносульфонатних бурових розчинів, що склалися з понижувачів фільтрації-структуроутворювачів (глина, КМЦ, ПВЛР, КССБ), мастильної домішки (нафта),

середніх концентрацій солі ($NaCl$ чи KCl), регуляторів лужності (кальцинована та каустична сода). Іноді для розрідження розчину вводили вапно. Однак ці бурові розчини були недостатньо стабільними і не забезпечували достатньої стабільності ствола свердловини. В наступні роки розчини вдосконалювались за рахунок застосування розріджувача (ФХЛС), полімерів типу ГПАА, високоокисленого бітуму, збільшення вмісту нафти, ПВЛР, хлоридів натрію чи калію, добавок МАС-200, ЗМАД. Застосування ФХЛС в переважній більшості випадків попереджало флокуляцію розчину та надавало йому достатньої солестійкості. Введення до розчину ГПАА не завжди призводило до позитивного результату, особливо в умовах надходження до розчину полівалентних іонів з пластових вод. Вапно, в умовах недостатньо ефективної системи очищення та нерегулярності введення, іноді ставало причиною загущення розчину в нижній частині ствола після СПО та інших тривалих зупинок циркуляції. В цілому, на той час ці рецептури були визнані найбільш оптимальними для буріння свердловин з АВПТ.

В останні десятиліття було розроблено рецептури полімер-вапнистих та гуматно-акрилокалієвих бурових розчинів, які стали основою для застосування в умовах високих температур і тисків. Розчини мають стабільні структурно-реологічні та фільтраційні властивості за температури до $150^{\circ}C$, достатні інгібуючі властивості, перспективні для вдосконалення в більш жорстких умовах буріння, наприклад, в глибинних зонах з АВПТ.

Прикладом свердловини, що розкрила глибинну зону АВПТ з виникненням великих труднощів під час буріння, є недавно пробурена свердловина № 250 Західно-Солохівського газоконденсатного родовища (ГКР) в центральному гіпсометрично припіднятому блоці в межах апікальної частини Західно-Солохівського підняття.

Свердловина № 250 Західно-Солохівська закладалась з метою вивчення геологічної будови, оцінки нафтогазонасиченості візейських, турнейських та девонських відкладів у межах присьової частини ДДЗ. Незважаючи на значні глибини залягання цих відкладів (орієнтовно до 6200 м) ймовірність сприятливих умов для виявлення покладів вуглеводнів в умовах Західно-Солохівської структури в прибортових частинах западини фахівцями розглядається як висока. Так, за даними сейсміки 3D піщані горизонти девону в цій структурі перекидає потужна органогенна споруда в карбонатних відкладах нижнього візе-турнею.

Найбільшої глибини 5605 м свердловина досягла під час буріння першого ствола. З глибини 4970 м густину полімер-вапнистого бурового розчину поступово підвищили до значення 2000 кг/м^3 згідно з проектом. Подальше буріння до вибою 5200 м проводилось в штатному режимі, а нижче розпочалися посадки-затягнення, осипання ствола, розростання жолобних виробок, прихвати інструменту, довільне підвищення мінералізації бурового розчину за $NaCl$ (з 5-6%

до 14-15%) та зростання в ньому концентрації іонів кальцію (з 0,05 до 0,4%). Записи геофізичних досліджень свердловин (ГДС) в першому стволі проведені до глибини 5480 м (далі проходження приладів утруднювалось). В інтервалах 5489-5498 м та 5569-5577 м відібрано керн, який представлений вапняками з прошарками доломітів та ламким безкарбонатним аргілітом. З глибини 5595 м згідно із записами газокаротажної станції, літологія порід змінилась у бік зростання аргілітів – до 80%, решта – вапняк.

В стратиграфічному відношенні першим стволем свердловини були розкриті відклади верхнього візею, представлені піщано-алевролітовими сумішами з аргілітами та пісковиками, та нижнього візею і, частково, турнею. Серйозні проблеми з бурінням, які призвели до двох прихватів з перебудуванням двох інтервалів, виникали у відкладах візею, представленого тріщинуватими теригенно-карбонатними товщами (вапняки, аргіліти, алевроліти та пісковики). Турнейський ярус, представлений теригенними породами (аргілітами, алевролітами, пісковиками) та, меншою мірою, вапняками, на свердловині, можливо, розкритий з глибини 5595 м. Нижче розташовані нерозкриті надсольові відкладення фаменського ярусу та девонська кам'яна сіль франкського віку (проектний вибій).

Для з'ясування процесів, що виникли в інтервалі відкладів верхнього та нижнього візею між буровим розчином та породами, було проаналізовано гідрогеологічну складову гірничо-геологічних умов буріння.

Верхньовізейський водоносний комплекс містить горизонти переважно в пористих пісковиках. Води хлоридно-натрієві, мінералізація яких змінюється від 137,7 г/л (горизонт В-16) до 210 г/л (горизонт В-19). Води мають високий ступінь метаморфізації ($r_{NaCl} = 0,61-0,72$), підвищений вміст іону HCO_3 та вільної вуглекислоти у водорозчинних газах – 1,6-3,5 об. %. Вміст мікрокомпонентів: йод – 13,5-28 мг/л, бром – 82-145 мг/л.

Води цього типу знижують показники лужності бурового розчину з флокуляцією глинистої фази.

Нижньовізейський водоносний комплекс залягає в зоні глибинного катагенезу під ізотермою 120°C. За межами впливу Бакейського соляного штоку (свердловина 250, ймовірно, знаходиться за його межами) води мають гідрохімічну інверсію (мінералізація 57,1-139,7 г/л), в них збільшується вміст HCO_3 (до 1427 мг/л), бору (45-50 мг/л), CO_2 (4,6 об. %), іонів кальцію (до 10 екв. %); таким чином, за катіонним складом води відносяться до кальцієво-натрієвих.

Води цього типу чітко знижують лужність бурового розчину за ознаками бікарбонатного забруднення (погіршення співвідношення структурно-реологічних показників), відбувається окислення полімерів-понижувачів фільтрації, кальцієва деструкція акрилових полімерів, флокуляція глинистої фази.

У нижньовізейсько-турнейському водоносному комплексі, який чинить найбільший

вплив на параметри бурового розчину (приблизно з глибини 5200 м), мінералізація пластових вод підвищується до значень 313 г/л (вимір по свердловині 64). Це пов'язано з наближенням до соленосної формації девону та, можливо, до Бакейського соляного штоку. Ці води відзначаються порівняно високим вмістом таких індикаторів, як йод (до 54 мг/л), бром (113-219 мг/л), бор (40-70 мг/л) вміст іонів кальцію піднімається до 20 % - екв. До того ж, пластові тиски у цьому водоносному комплексі з температурами понад 120°C можуть сягати 100 МПа і вище. Під час буріння третього ствола проблеми виникли теж з глибини близько 5200 м. Вибіркові дані параметрів розчину по свердловині зведено до табл. 1.

Внаслідок максимальної мінералізації пластової води, підвищеного вмісту іонів кальцію та високих пластових тисків у відкладах нижнього візею і турнею виникає змішування води з буровим розчином. Внаслідок цього останній зазнає бікарбонатного забруднення, окислення, кальцієвої агресії з відповідним погіршенням технологічних параметрів.

Аналіз показав, що буровий розчин у свердловині 250 зазнавав впливу мінералізованої пластової води з відкладів нижньовізейсько-турнейського водоносного комплексу, зокрема зростає вміст іонів кальцію, знижувалась лужність (P_f/M_f) та показник рН, вибієнні порції бурового розчину мали підвищений показник фільтрації з нестабільними структурно-реологічними параметрами. Для мінімізації її впливу розчин оброблявся термостійкими понижувачами фільтрації, в тому числі вибієнної (Resinex, POLY-PLUS, ПАЦ) та розріднювачами (XP-20, КССБ), для зменшення вмісту розчинного кальцію і підвищення рН – кальцинованою і бікарбонатною содою та каустиком, вапно додавали для додаткового регулювання лужності, покращення кольматуючих та зміцнюючих властивостей [2].

Дослідження іонного складу фільтрату бурового розчину, в тому числі і мікрокомпонентів (як маркерів забруднення), підтвердили, що забруднення зумовлені пластовими водами з відкладень нижньовізейсько-турнейського водоносного комплексу.

Зокрема, досліджуючи вміст мікрокомпонентів (йоду та броду) в пробі бурового розчину від 05.03.2012 року виявили в ньому вміст йоду – 37,7 мг/л, броду – 10,7 мг/л. Бром порівняно з йодом має високу реакційну здатність, тому не накопичувався у розчині. Тому бром може слугувати надійним маркером забруднення тільки одразу після змішування пластової води з буровим розчином. Зіставлення концентрацій мікрокомпонентів у розчині та пластових водах вказує на нижньовізейсько-турнейський водоносний комплекс як потенційний забруднювач бурового розчину. Зазначимо, що для обробок і поповнення об'єму розчину використовувалась технічна вода, в якій вміст цих мікрокомпонентів був на порядок нижчим.

Аналіз свідчить, що основними причинами, які вплинули на швидкість забруднення

Таблиця 1 – Параметри бурового розчину по свердловині 250 Західна-Солоха (за даними ХВБР та УкрНДІгазу)

Розчин	Параметри									
	ρ , кг/м ³	T, c	Φ , см ³ /30 хв	СНЗ 1/10, дПа	Rf/Mf	NaCl, %	η , мПа·с	τ , дПа	pH	Ca ²⁺ , %
24.01.2011р. Вибій 5104 м. 1 стовбур	2020	94	2,6	24/53	-	6,5	137	220	11,1	0,2
14.02.2011 р. Вибій 5211 м. 1 стовбур	1960	102	4,0	84/135	1/1,9	8,7	98	220	10,5	0,2
09.03.2011 р. Вибій 5360 м. 1 стовбур	1990	90	4,4	99/153	-	13,4	71	167	11,2	0,25
16.05.2011 р. Вибій 5498 м. 1 стовбур	1970	48	5,0	30/69	0,7/1,1	14,5	54	72	11,6	0,12
17.01.2012 р. Вибій 5256 м. 3 стовбур	1950	52	6,2	8/18	-	12,4	62	96	10	0,24
25.01.2012 р. Вибій 5334 м 3 стовбур	1960	72	6,8	4/26	0,6/1,5	13	94	53	10,4	0,34
22.02.2012 р. Вибій 5483 м 3 стовбур	1940	148	2,4	129/189	0,65/1,3	16,2	107	286	10,2	0,28
01.03.2012 р. Вибій 5494 м. 3 стовбур	2000	70	2.8	18/57	1,0/1,7	15	96	158	10,4	0,2
Згідно з проектом – полімер-вапнистий, вміст KCl – 3%	2020	40-80	4-6	5-40/5-50	-	-	10-30	5-50	11-13	-

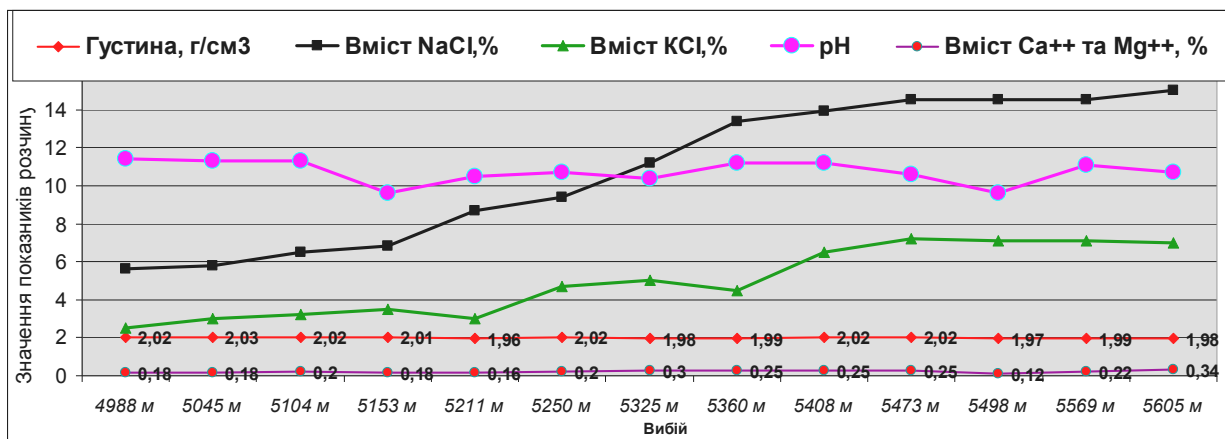


Рисунок 1 – Чутливі показники бурового розчину зі свердловини 250 З-Солохівська у процесі буріння першого ствола

розчину цими пластовими водами, стала недостатня густина бурового розчину, недостатня мінералізація його водної фази (яка викликає осмотичний потік солей з пластової води), труднощі формування міцної фільтраційної кірки в карбонатних тріщинуватих відкладах за високих температур і тисків.

Внаслідок цього, після надходження пластової води (що супроводжувалось зростанням

вмісту NaCl, Ca²⁺, Mg²⁺; рис.1), потрібно було регулювати густина та інші показники розчину.

Дані рис. 1 вказують на довільне поступове значне зростання вмісту NaCl в процесі розкриття візейсько-гурнейських відкладень, хоча буровий розчин за цей період розбавлявся преміксами на основі води з KCl. В цілому об'єми розбавлення в цьому інтервалі склали більше одного повного об'єму циркулюючого буро-

Таблиця 2 – Переваги та недоліки основних типів бурових розчинів в умовах високих температур і тисків

Переваги та недоліки різних типів розчинів	Розчини на водній основі	Розчини на неводній основі та інвертні емульсії
Термостійкість, °С	До 225	До 180
Солестійкість		+
Екологічність	+	
Змащувальні властивості		+
Міцність фільтраційної кірки	+	+
Стійкість структурно-реологічних показників	+	
Стійкість показників фільтрації ($\Phi_{\text{АНІ}}$, $\Phi_{\text{НРНТ}}$)		+
Чутливість до забруднень (Ca^{2+} , Mg^{2+} , CO_2)		+
Інгібуючі властивості,		+
Експлуатаційні витрати	+	+
Вартість базової рецептури	+	
Корозійна активність		+
Стійкість до водопроявів	+	

Примітка: знак “+” означає перевагу даного типу розчину

вого розчину, таким чином вміст NaCl без врахування цього фактору міг досягати значення до насичення. Вміст іонів Ca^{2+} та Mg^{2+} обмежували в результаті обробок значеннями не вище 0,35%, інакше розчин би погіршував технологічні структурно-реологічні властивості зі зростанням показника фільтрації.

Порівняння технології застосування важких бурових розчинів для умов АВПТ в Україні та в інших нафтогазовидобувних регіонах показує багато спільних рис. В цілому рецептура та шляхи підтримання стабільності властивостей бурового розчину, застосовані на свердловині 250 Західно-Солохівська та інших зі схожими умовами буріння, відповідає підходам, яких, притримуються провідні сервісні компанії з бурових розчинів.

Світовий розвиток технології застосування важких термостійких розчинів пов'язаний зі зростанням глибин буріння в умовах високих температур і АВПТ. Екстремальні умови буріння свердловин в Північному морі (родовища Elgin, Franklin, Erskin тощо), в Саудівській Аравії, деяких інших родовищах Близького Сходу, Великобританії, Південного Техасу, Мексиканської затоки, Болівії та Венесуели тощо іноді потребували застосування бурових розчинів густиною до 2450 кг/м³ для умов пластових температур, що сягали 215°C. Саме тоді (у 60^х роках минулого століття) було розроблено методику вимірювання горизонтальної фільтрації НРНТ (вимір показника фільтрації за високих тисків і температур), який надалі став обов'язковим показником під час буріння свердловин з пластовими температурами понад 149°C. Причинами розробки цього показника стала загальна нестійкість стволів свердловин, товста пухка кірка за низьких показників $\Phi_{\text{АНІ}}$. Моделювання фільтрації у вибійних умовах показало, що цей показник різко (в десятки разів) зростає з підвищенням температур і тисків.

В результаті було розроблено відповідні прилади та сформовано вимоги до показника $\Phi_{\text{НРНТ}}$. В більшості випадків цей показник обмежується значенням не більше 15 см³/30 хвилин.

В Україні цей показник хоч і не став обов'язковим, проте досить широко застосовується в практиці буріння глибоких інтервалів свердловин з високими температурами.

До розробки спеціальних розчинів для екстремальних умов буріння сервісні компанії спонукала низка катастрофічних за наслідками аварій на свердловинах. Досягнута техніка буріння дозволяла обладнанню бурових установок та інструменту на той час бурити до глибин 7000-8000 метрів, проте неможливість управляти властивостями бурових розчинів на цих глибинах нівелювала ці досягнення.

На початку досліджень буровики визначились, які розчини (на водній основі, інвертні емульсії, на неводній основі) є більш прийнятними для умов високих температур і тисків. Кожен з цих типів розчину мав свої переваги і недоліки (таблиця 2).

Зокрема, порівняно з інвертними емульсіями та розчинами на неводній основі, розчини на водній основі краще зберігають стабільність при ГНВП, краще втримують обважнювач (барит) при тривалих зупинках циркуляції, мають меншу концентрацію твердої фази при однакових густинах. А ще, в середовищі розчинів на водній основі легко зафіксувати початкові стадії газонафтопроявів.

Проте розчини на водній основі мають більші коефіцієнти тертя при вимірюванні змащувальних властивостей, інші показники в умовах високих температур і тисків є більш чутливими до фізико-хімічних забруднювачів (CO_2 , H_2S , цемент, Ca^{2+} , Mg^{2+} , вибурена порода, бікарбонатне забруднення тощо). В результаті, при застосуванні цих розчинів характерним є підвищення еквівалентних тисків циркуляції,

гірше регулювання показників вибівної фільтрації, проблеми з формуванням еластичної міцної фільтраційної кірки.

Експлуатаційні витрати (інтенсивність розбавлення, об'єми та частота обробок тощо) у розчинів на водній основі зазвичай (за нормальних умов буріння) більші, проте, у випадках газоводопроявів, значних поглинань тощо загальна вартість підтримання технологічних показників вища у його конкурентів.

Таким чином, сучасна практика застосування термостійких розчинів на неводній основі в основному обмежується випадками експлуатаційного швидкісного буріння з добре вивченими гірничо-геологічними умовами, відсутніми поглинаннями тощо. Їх застосування потребує відповідного очищення, підвищених вимог до утилізації шламу, герметичності та надійності ліній систем циркуляції і очистки. В результаті, при початковій високій вартості, розчини на неводній основі, внаслідок багаторазового повторного використання на багатьох свердловинах, стають порівняно економічними. Найбільших успіхів у застосуванні таких розчинів досягли спеціалізовані сервісні компанії на нафтових родовищах Канади (Північна Альберта та Британська Колумбія), де масового поширення набули розчини на основі мінерального мастила і гасу (середні глибини буріння до 5800 метрів, свердловини з горизонтальними інтервалами до 2000 метрів, пластові температури в продуктивних інтервалах 175-185°C, густина бурових розчинів на неводній основі - 2200 кг/м³).

Для буріння в Україні жорсткі техніко-технологічні вимоги в більшості випадків роблять неприйнятним застосування розчинів на вуглеводневій основі.

Таким чином, в екстремальних гірничо-геологічних умовах України (відкладення з АВПТ), застосування розчинів на вуглеводневій основі потребує жорстких початкових умов, призведе до надмірних витрат на підтримання його технологічних показників та об'ємів і не гарантує швидкого безаварійного будівництва свердловини.

Тому саме термосолестійким розчинам на водній основі на даний час немає альтернативи в більшості нафтогазодобувних регіонів світу. Вдосконаленням подібних рецептур продовжують займатися всі провідні сервісні компанії [4-6].

Для порівняння відповідності гірничо-геологічним умовам застосовуваної на свердловині 250 З-Солохівська полімер-вапняної рецептури бурового розчину проаналізовано термосолестійкі рецептури провідних сервісних компаній з бурових розчинів. Ці компанії застосовують відповідні рецептури, які відрізняються широким спектром хімреагентів, проте мають багато спільного (табл. 3).

Зокрема, серед розчинів на водній основі, M-I Drilling Fluids для умов високих вибівних температур і тисків використовує систему DURATHERM (ENVIROTHERM), компанія

BAROID використовує THERMA DRILL, компанія Baker Hughes – розчин PYRO-DRILL.

У термостійких рецептурах бурових розчинів всіх компаній використовується також вапно, каустик, гіпс, барит, KCl, KOH, набір кольматантів різного ступеня помелу (мармур, крейда тощо).

Головний принцип формування таких розчинів – кожен окремий реагент повинен виконувати одну головну функцію (при цьому може бути кілька допоміжних), що сприяє досягненню синергетичного ефекту за кількома важливими показниками у рецептурі розчину.

Найважливіший реагент таких розчинів – реагент для регулювання (стабілізації та зниження) реологічних показників. Контроль реології у розчині з великою кількістю твердої фази за високих температур є ключовим фактором успіху. Таким реагентом став розроблений аніонний акриловий співполімер (в торгових назвах термостійких реагентів різних компаній має додаток – THIN), що володіє дефлокулюючою дією зі зниженням показників швидкості зсуву в широкому інтервалі показника рН та зі значними концентраціями іонів полівалентних металів у розчині.

Інший важливий реагент призначений для регулювання високотемпературної фільтрації - синтезований співполімер вініламіду/вінілсульфонату, який вперше було розроблено під торговою назвою Hostadrill. В подальшому цей реагент удосконалили за показником стійкості до іонів кальцію та магнію і загальної мінералізації (табл. 4), і на сьогодні він є найефективнішим понижувачем фільтрації за температур до 232°C.

Для синергетичного ефекту зниження високотемпературної фільтрації застосовуються модифіковані лігніти (реагенти на основі витяжок з бурого вугілля). На сьогодні вдосконалені реагенти з лігніту мають термостійкість до 205°C і досить високу стійкість до дії іонів Ca²⁺, Mg²⁺, мають додаткову розріджуючу дію. Перевагами цих реагентів є повна розчинність у воді, що забезпечує їх тривалу дію у буровому розчині, і відсутність відсіювання в процесі очищення.

Було визначено і додаткові вимоги до термостійких бурових розчинів. Зокрема, для формування якісної фільтраційної кірки у рецептурі потрібно мати певну кількість високоякісної бентонітової глини (10-20 кг/м³). Важлива роль відводиться частково розчинним сульфонованим бітумам – вони мають інгібуючу дію, знижують $\Phi_{\text{ННТ}}$, покращують термостійкість розчину. Серед реагентів для регулювання лужності найефективнішими було визнано NaOH та KOH; реагент Ca(OH)₂ має обмежене застосування.

У разі надходження до розчину кислих газів (з пластових вод, з органіки вибуреної породи, внаслідок термокислювальної деструкції полімерів і органічної колоїдної фази) в нього додається реагент для їх зв'язування – нейтралізатор CO₂. Реагент являє собою запатентовану суміш буферних компонентів в етаноламіні.

Таблиця 3 – Хіміреанти та матеріали до термосолестійких бурових розчинів на водній основі

Опис реагента	M-I Drilling Fluids	Baroid	Baker Huges	БУ “Укрбургаз”
Лігнін, оброблений KCl і KOH (NaOH)	K-17, Resinex	N- Lig, Baranex	CHEMTROL, LIGNO	Resinex
Співполімери	THERMEX	THERMA-CHEK	PYRO-TROL, MIL-TEMP	-
Модифіковані таніни	SPERSENE	ENVIRO-THIN	TEQ-THIN	-
Високомолекулярні полімери (ГПАА+синт.)	POLY-PLUS	THERMA-VIS	NEW-DRILL, PYRO-VIS	POLY-PLUS
Мастильні домішки для зменшення крутного моменту і зтяжок	E.P. Lube IDLUBE	EP Mud Lube, TORQ-TRIM	Lubri-Film, MIL-LUBE	не застосовуються
Поліакрилати	TACKLE, SP-101	TERMA-THIN, BAROTHIN	KEM-SEAL, MIL-THIN	-
Лігносульфонати-розріднювачі	XP-20	Q-Broxin, LIGNOX	CHROME-FREE	XP-20, КССБ
Поліаніонна целюлоза	POLIPAC L, R	PAC L, R	MIL-PAC L, R	CELPOL, FINNFIX
Суміш асфальтенів	STABIL HOLE	AK-70	Carbotrol	Окислений бітум
Сульфований бітум	Soltex	Barotrol	Protectomagic, Sulfatrol	Soltex
Високоякісний глино порошок	M-I GEL	AQUAGEL GOLD SEAL	MILGEL	Бентоніт
Солі	KCl	KCl	KCl	KCl
Поглиначі кисню	SAFE-SCAV	BARASCAV	OXYGEN	не застосовуються
Нейтралізатори CO ₂	CONQOR	BARACOR-95	BRINE-PAC	не застосовуються

Таблиця 4 – Стійкість окремих компонентів бурових розчинів

Загальна назва реагенту	Термо-стійкість, С°	Стійкість до іонів жорсткості, мг/л	Стійкість до мінералізації, хлориди, мг/л
Кукурудзяний крохмаль	107	3000	до насичення
Картопляний крохмаль	120	8000	до насичення
Карбоксиметильований крохмаль	135	1200	до 100000
Біополімер (XCD)	140		
Низьков'язка карбоксиметилцелюлоза	150	600	до 20000
Високов'язка карбоксиметилцелюлоза	150	600	до 20000
Частково гідролізований поліакриламід	150	300	10000
Низьков'язка поліаніонна целюлоза	155	1000	до насичення
Високов'язка поліаніонна целюлоза	160	1000	до насичення
Модифікований лігнін	177-205	3000	до насичення
Модифіковані лігносульфонати	177	8000	до насичення
Поліакрилат натрію	205-230	400	10000
Співполімери вініламіду/вінілсульфонату	до 232	3000	до 10000

Додатково реагент стабілізує рН розчину, має інгібуєчий ефект та нейтралізує сірководень.

Досить важливими компонентами для термостійких розчинів поглиначі кисню. Кисень в буровому розчині з'являється внаслідок термокислювальної деструкції компонентів розчину та вибуреної породи і проявляється у зниженні показника рН та втрати основних технологіч-

них показників розчину. Кисень викликає корозію бурильних та обсадних труб, іншого обладнання, що контактує з буровим розчином. Для визначення швидкості корозії в умовах високих температур сервісні компанії широко використовують метод корозійних кілець. Для зв'язування кисню в обов'язковому порядку в розчин додається його поглинач – порошкопо-

дібний сульфат натрію під різними торговими назвами.

В Україні, під час буріння в умовах високих температур і тисків, на жаль, відсутня культура цілеспрямованої боротьби з термоокислювальною деструкцією органічних компонентів розчину та додавання зв'язувачів ксиною.

Термосолестійкість бурових розчинів складається зі стійкості окремих його компонентів (табл. 4), проте загалом не завжди стійкість розчину визначається його "найслабшою" чи "найсильнішою" ланкою. Вона може бути вищою внаслідок синергетичного ефекту взаємодії реагентів [3], а може різко знизитись внаслідок недотримання вимог до регулювання параметрів термосолестійких бурових розчинів чи виникнення несподіваних ускладнень геологічного характеру.

Для мінімізації проблем, пов'язаних з термосолестійкістю бурових розчинів, потрібно проводити відповідні лабораторні дослідження на стадії проектування будівництва свердловини

Практика буріння свердловин з АВПТ і високими температурами на родовищах України виявила кілька проблем з буровими розчинами, які ще потребують вирішення.

До таких проблем належать періодичне випадіння бариту в осад, постійне поглинання (відфільтровування) бурового розчину невеликих чи середніх об'ємів, нестабільність структурно-реологічних показників та показника вибівної фільтрації.

Випадання бариту в осад зумовлене недостатньою стабільністю розчину у вибівних умовах, викликану різними причинами; надходженням у ствол свердловини напірних мінералізованих пластових вод, особливо під час тривалих зупинок циркуляції, нестабільністю стволу тощо. Осідання бариту зазвичай не фіксується під час буріння і промивання свердловини, воно виявляється під час чи після СПО. Якщо стабільність розчину порушена досить сильно, осад бариту спостерігатиметься і в звичайних умовах (в робочих ємностях). Найчастіше осадження бариту викликане різницею структурно-реологічних показників розчину за нормальних умов (достатні під час вимірювання за температури доквілля) та у вибівних умовах (температури перевищують 130°C з високими тисками). За вибівних температур розчин може сильно розріджуватись. Для визначення різниці потрібно виміряти реологічні показники за нормальних та вибівних умов (наприклад, віскозиметром - Фанн 70). Сильне розрідження розчину за високих температур зазвичай свідчить про недостатній вміст структуроутворюючих полімерів і органічних колоїдів в розчині чи про його фізико-хімічне забруднення (за результатами аналізів). Для підвищення стабільності відповідною повинна бути і обробка розчину.

Поглинання (відфільтровування) бурового розчину має кілька основних причин – наявність пластів з достатньою для поглинання пори-

стістю і проникністю (часто поглинання викликані тріщинами в пластах), та недостатнім вмістом сортаменту відповідних кольматантів, які за розмірами відповідають умовам ефективної кольматації, а також недостатні кіркоутворюючі властивості розчину у вибівних умовах. Щоденно в свердловинах з АВПТ і високими температурами зазвичай фіксується до 10 м³ поглинутого розчину. В лабораторних умовах найбільш ефективно можна визначати умови ефективної кольматації за допомогою РРА (Particle Plug Apparatus), в якому вимірюється показник фільтрації на керамічних дисках з пористістю, яка відповідає медіанним значенням пористості поглинаючого пласта. Вимірюється показник миттєвої фільтрації (за 3 хвилини), та фільтрація за більший термін часу (наприклад, 30 хвилини).

Щоб мінімізувати нестабільність структурно-реологічних показників та показника вибівної фільтрації потрібно формувати стійку фільтраційну кірку, підтримувати вміст полімерів та органічних колоїдів, стійких до високих температур та іонів жорсткості, в тому числі внаслідок їх синергетичної взаємодії [3], підтримувати підвищену лужність і кольматуючі властивості розчину.

Застосування сучасних досягнень науки для розроблення ефективних рецептур бурових розчинів іноді приносить несподівані результати. Результатом синтезу нових полімерів на об'єднанні, яке використовується для створення сучасних медичних препаратів, став цікавий буровий розчин з торговою назвою "Boremax" ("Бормакс") [6], який успішно застосовується і в умовах високих тисків та температур (табл. 5).

Розчин «Бормакс» було розроблено у 2002 році і захищено патентом [4]. Полімерна основа розчину складають ГПАА з молекулярною масою від 500000 до 2 млн. (вміст 1 – 2 мас. %) та ГПАА з молекулярною масою від 4 до 15 млн. (вміст до 0,5 мас. %), а також довголанцюгові поліспирти та/або поліаніонна целюлоза з молекулярною масою від 200 – до 500 (вміст 1 – 2 мас. %). У буровому розчині рН регулюється у межах 8,5 – 10,0. При реалізації рецептури Бормаксу під час буріння свердловин до цієї основи можуть додаватися допоміжні реагенти (див. табл. 5). Система «бентонітова глина – синергетична суміш трьох полімерів (флокулянта загальної дії, селективного флокулянта та понижувача фільтрації)» Бормакс характеризується низьким вмістом колоїдної твердої фази, високим ступенем інгібування і здатністю розріджуватися за високих швидкостей зсуву. Низький вміст колоїдної фракції у розчині може підтримуватися стандартним обладнанням механічного очищення бурового верстату. Встановлено, що система цього розчину забезпечує ефективність очищення від вибуреної породи на стандартному обладнанні на рівні 85%, що є близьким до показників гідрофобно-емульсійних систем (85-90%).

Бормакс має високий рівень інгібування навіть при повній відсутності неорганічних ін-

Таблиця 5 – Базовий склад бурового розчину “Бормакс”

Компонент розчину	Функції	Концентрація
POLYAC-PLUS (низькомолекулярний НПАА)	Понижувач фільтрації, понижувач в'язкості	10 - 20 кг/м ³
CLAY-GRABBER (високомолекулярний НПАА)	Флокулянт-інгібітор	0,1 - 0.5 кг/м ³
Гуматні реагенти та ПАЦ (за необхідності)	Додаткові понижувачі фільтрації	10-20 кг/м ³
Бентоніт	Структурутворювач, понижувач фільтрації	0-40 кг/м ³
Барит, крейда	Обважнювач, кольматант	До густини 2100 кг/м ³
BAROTROL PLUS (сульфований бітум) BORE-HIB (суміш рідкого скла з гліко- лями)	Додаткові інгібітори та понижувачі фільтрації	0-20 кг/м ³
TORQ-TRIM II, DRIL-N-SLIDE, Glutal	Мастильні домішки	0-20 кг/м ³
Термостійкий біополімер чи XCD	Загушувач	0-5 кг/м ³
Сода харчова, каустична сода, лимонна кислота	Зв'язувачі іонів Ca ²⁺ , регулятори показника рН	0-5 кг/м ³

гібіторів внаслідок використання полімеру з високою молекулярною масою, а також аніонних полімерів для забезпечення фільтраційних властивостей. Для підвищення рівня інгібування буровий розчин може вмішувати додатково невелику кількість гліколей та силікату калію.

Термостійкість Бормаксу залежить від наявності та концентрації реагентів з різним ступенем стійкості проти термодеструкції. Базові акрилати мають термостійкість 204°C. Целюлозні понижувачі фільтрації мають термостійкість 149°C. При застосуванні в рецептурі модифікованого крохмалю та біополімеру (термостійкість 120°C) знижується і загальна протидія термодеструкції розчину. При застосуванні сульфованого бітуму чи спеціальних термостійких понижувачів фільтрації-структурутворювачів (Therma-Chek – співполімер вініламіду-вінілсульфонату; BIOVIS – термостійкого біополімеру; LIQVI-VIS EP – термостійкої гідроксиетилцелюлози) загальна термостійкість розчину може становити 205°C.

Цікавим є те, що буровий розчин утворює на стінках свердловини еластичну фільтраційну напівпроникну кірку з високим ступенем довшеності, що попереджує гідратацію глинистих порід. Кірка може розтягуватись в 1,2-2 рази, згинатись, не ламаючись, і не руйнується під час СПО чи проробок. Ці властивості кірки забезпечують унікальний профіль ствола свердловини, характерний для розчинів на неводній основі.

Недоліками Бормаксу вважається нестійкість до іонів Ca²⁺ (поріг стійкості базової основи становить близько 600 мг/л), та відносна нестійкість до цементного забруднення: за показників рН розчину понад 10, спричинену цементом, спостерігається запах аміаку внаслідок лужного гідролізу НПАА. Проте, після коригування рН властивості розчину відновлюються.

Виходячи з вибору НПАА основа рецептури може вдосконалюватись у напрямку зростання стійкості до іонів двовалентних металів та подальшого зниження витрат на хімічну обробку. Це можуть бути реагенти, що широко використовуються на сьогодні в Україні у мінералізованих, полімерно-калієвих та вапнисто-калієвих бурових розчинах, і які є органічною колоїдною фазою, полісахариди та низькомолекулярні органічні з'єднання. Для цього в Україні є достатньо розвинута сировинна база.

Таким чином, термосолестійкі бурові розчини (в тому числі на основі НПАА нового покоління) доцільно вдосконалювати та впроваджувати під час будівництва нафтових і газових свердловин в Україні з урахуванням сучасних розробок провідних сервісних компаній світу.

Література

1 Лизанець А. В. Попередній геологічний прогноз аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах на генетичній основі / А.В. Лизанець, І.І. Зіненко, О.П. Заріцький, А.С. Тердовідов / Питання розвитку газової промисловості України.. Збірник наукових праць. Геологія газових і газоконденсатних родовищ. Буріння газових свердловин. Розробка газових і газоконденсатних родовищ. – 2001, вип. XXIX. – С. 165-171.

2 Васильченко А.О. Захист стінок свердловин. Перегляд ролі реагентів / А.О. Васильченко, С.В. Локтев, М.В. Боровик, Я.С. Яремійчук, В.Г. Филь, А.М. Андрусак // Нафт. і газова пром-сть. – 1998. – №3. – С. 26-27.

3 Васильченко А.О. Малоглинисті системи бурових розчинів на основі синергетичних сумішей / А.О.Васильченко, О.В.Кустурова, М.В. Гордійчук. // Питання розв. газової пром-сті. – 2004. – Вип. XXXII. – С. 161-162.

4 C.J. Thaemlitz. New Environmentally Safe High-Temperature Water-Based Drilling-Fluid System.[Текст] / C.J. Thaemlitz, SPE, A.D.Patel, SPE, George Coffin, SPE, and Lee Conn, M-I Drilling Fluids LLC.// SPE Drill & Completion. – 1999. – No. 3. – Vol.14.

5 Elliott J. Cervantez R., Estep J., and Sills B.: "New inhibitive water-based fluid provided drilling performance comparable to invert emulsion systems in reactive shale sections", paper AADE-05-NTCE-03 prepared for presentation at the AADE 2005 National Technical Conference and Exhibition, held at the Wyndam Greenspoint in Houston, Texas, April 5-7, 2005.

6 Боровик М.В. Полімерні флокулянти в бурінні і системи бурових розчинів на їх основі / М.В. Боровик, А.О. Васильченко // Питання розв. газової пром-ті України: Зб. наук. пр. – 2010. – Вип. XXXVIII. – С. 74-79.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.11.13*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуlichem Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Мельником А.П.
(УкрНДГаз ДП «УкрГазвидобування»
НАК «Нафтогаз України», м. Київ)*