

напрямок потоку під породоруйнівним елементом має підтримувати підняття елемента і (або) не перешкоджати відриву.

Рассмотрен процесс разрушения горных пород и методика расчета параметров бурения с учетом гидростатического давления. Показано влияние гидростатического давления на энергоемкость разрушения горных пород. Даны рекомендации по улучшению эффективности бурения.

Ключевые слова: разрушение, скважина, энергозатраты, гидростатическое давление, промывка, параметры бурения.

EFFECT OF HYDROSTATIC PRESSURE ON THE ENERGY EXPENDITURE DURING DRILLING

The process of rock and drilling method of calculation parameters on the basis of hydrostatic pressure. The effect of hydrostatic pressure on the energy of rock. Recommendations for improving the efficiency of drilling.

Key words: destruction, well, energy, hydrostatic pressure, washing, drilling parameters.

Література

1. Дудля Н. А., Пащенко А. В., Пащенко А. А. Разрушение горных пород в водной среде // Тр. науч.-техн. конф. «Эпштейновские чтения». – 1998. – С. 19–2.
2. Первов К. М. Определение прочностных и деформационных характеристик горных пород по параметрам разрушения // Способы воздействия на массив горных пород для экономичной и безопасной отработки угольных пластов. – М.: МГИ, 1985. – С. 51–54.
3. Дудля Н. А., Пащенко А. А. Экспериментальные исследования влияния гидростатического давления на процесс разрушения // Наук. вісн. НГАУ. – 2001. – Вып. 5. – С. 107–108.
4. Дудля Н. А., Пащенко А. А. Экспериментальное определение сопротивляемости горных пород отрыву // Наук. вісн. НГАУ. – 1999. – Вып. 3. – С. 104–107.

Надійшла 29.05.16

УДК 622.244.442

Я. С. Коцкулич, д-р техн. наук¹, **Б. А. Тершак**, канд. техн. наук²,
А. М. Андрусак, **Є. Я. Коцкулич**³

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

²Публічне акціонерне товариство ПАТ "Укрнафта", м. Київ, Україна

³Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта", м. Івано-Франківськ, Україна

БУРІННЯ БОКОВОГО СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ 318-ДОЛИНА З ВИКОРИСТАННЯМ ПОДВІЙНОІНГІБОВАНОЇ МЛОГЛИНИСТОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

Обгрунтовано компонентний склад малоглинистої промивальної рідини для відновлення свердловини 318-Долина бурінням другого стовбура. Розроблено рецептуру промивальної рідини з урахуванням гірничо-геологічних умов буріння свердловини в інтервалі залягання продуктивних пластів (пластовий тиск, проникність і пористість порід-колекторів, фізико-хімічний склад пластових флюїдів).

Під час поглиблення свердловини періодично відбирали проби промивальної рідини (відібрано 16 проб) і в лабораторії НДПІ ПАТ «Укрнафта» проводили аналізи, на основі яких розробляли рекомендації з коригування хімічної обробки.

Технологічний супровід буріння другого стовбура свердловини, що здійснювався фахівцями НДПІ, забезпечив успішне виконання робіт з відновлення свердловини 318-Долина.

Ключові слова: свердловина, стовбур, інгібітор, компонент, колектор.

Вступ

Стабілізація та подальше нарощування обсягів видобутку нафти і газу з родовищ із важковидобувними запасами ґрунтується на вдосконаленні існуючих систем розроблення з використанням арсеналу сучасних технічних та технологічних засобів.

Буріння горизонтальних свердловин є одним із ефективних методів формування оптимальної системи розроблення нафтових і газових родовищ, підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення з пластів, а також відновлення продуктивності свердловин на родовищах, що перебувають на пізній стадії розробки. Розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром забезпечує підвищення продуктивності свердловини внаслідок збільшення площі фільтрації, ступеня вилучення пластових флюїдів, виключає можливість надходження води в продуктивний пласт, що важливо для низькопроникних горизонтів.

У провідних нафтогазовидобувних країнах світу для підвищення обсягів видобування нафти і газу все ширше застосовується буріння бокових похило-скерованих та горизонтальних стовбурів у свердловинах бездіючого фонду. Практика відновлення бездіючих свердловин бурінням в них бокових стовбурів набуває все ширшого застосування у вітчизняній практиці [1; 2]. Цей метод є ресурсозберігаючим напрямком, оскільки вартість відновлення свердловини не перевищує 30-60% вартості нової свердловини. В Україні налічується понад 3500 газових та майже 4000 нафтових ліквідованих свердловин, більшість з яких можуть бути відновлені шляхом буріння бокових стовбурів.

Основний матеріал

Прикарпатським УБР ПАТ «Укрнафта» проведені роботи з відновлення свердловини 318-Долина шляхом зарізання вікна і буріння бокового стовбура в інтервалі 2410–2670 м. З цією метою було встановлено цементний міст і в інтервалі 2414–2455 м проведено забурювання другого стовбура з використанням бурових доліт діаметром 120,6 мм роторним способом. В процесі зарізання та буріння бокового стовбура відхиляючи компоновку низу бурильної колони (КНБК) було зорієнтовано в напрямку «проти кривизни» з інтенсивністю падіння зенітного кута 3,5–4,0 градусів на 10 м.

Під час буріння похило-скерованих свердловин в інтервалах залягання продуктивних пластів до якості промивальних рідин ставляться підвищені вимоги щодо високих інгібуючих і мастильних властивостей та забезпечення їх низької фільтровіддачі [3; 4].

З цією метою науково-дослідним і проектним інститутом том (НДПІ) ПАТ «Укрнафта» було розроблено програму приготування та оброблення подвійноінгібованої малоглинистої емульсійної промивальної рідини (МЕПР), властивості якої відповідають гірничо-геологічним умовам буріння та колекторським властивостям продуктивних пластів (низькі пластові тиски, низька проникність і пористість порід-колекторів, наявність глинистих пропластків).

Для проведення робіт з відновлення свердловини фахівцями НДПІ ПАТ "Укрнафта" було рекомендовано застосування розробленої авторами [4; 5] і випробуваної подвійноінгібованої емульсійної промивальної рідини (МЕПР) такого компонентного складу: глинопорошок ПБМБ, Na₂CO₃, КМЦ, КССБ-МТ, РВ-СМ, NaOH, сульфол, савенол, жиринокс, нафта, КСІ, пентакс, ПЕГ, лабрикол, праестол 2530, асфасол, карбонат кальцію, біоцид.

Згідно з рекомендаціями Прикарпатського УБР на свердловині 318-Долина заготовлено і передано в НДПІ глинисту суспензію, яка за результатами аналізу характеризувалася такими параметрами: густина – 1095 кг/м³; пластична в'язкість – 6 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 62 дПа. Оскільки параметри переданої глинистої суспензії не відповідали проектним значенням (табл. 1), то відповідно до СОУ 09.1-00135390-135:2012 «Бурові промивальні рідини для буріння свердловин в умовах родовищ ПАТ «Укрнафта», в лабораторії НДПІ здійснено оброблення переданої суспензії послідовним додаванням таких реагентів: 0,2% КМЦ; 12% КССБ-МТ 25%-ої концентрації; 0,3% Na₂CO₃; 0,3% РВ-СМ; 3% КСІ; 1% ПЕГ-400; 5% нафти; 2% СБР; 0,1% NaOH; 0,2% савенолу.

Одержана МЕПР характеризувалась такими параметрами: густина – 1110 кг/м³; умовна в'язкість – 42 с; показник фільтрації – 4,5 см³/30хв.; товщина кірки – 0,5 мм; КТК – 0,0568; рН – 9,57; СНЗ_{1/10} – 23/33 дПа; пластична в'язкість – 13 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 52 дПа.

Таблиця 1. Проектні параметри МЕПР для буріння другого стовбура свердловини

Параметр МЕПР	Значення
Густина, кг/м ³	1200–1250
Умовна в'язкість, с	40–120
Статичне напруження зсуву, дПа	30–60/45–90
Показник фільтрації за 30 хв, см ³	5–6
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5–1,5
Водневий показник	8,5–9,5
Концентрація твердої фази, %	менше 24
Концентрація колоїдних частинок, %	1,8–2,3
Показник мінералізації фільтрату, %	8,5–10
Вміст піску, %	менше 1,0
Вміст хлориду калію, %	5–8,5

В НДПІ проведено додаткове оброблення МЕПР наступними реагентами: 5% бентонітової суспензії + 0,5% жириноксу + 0,3% КМЦ (у вигляді 2%-го водного розчину) + 0,3% CaCl₂ + 0,5% КССБ-МТ + 0,4% NaOH + 5% крейди + 2,5% СБР + 3% асфасол + 10% нафти.

Одержана промивальна рідина харатеризувалася такими параметрами: густина – 1060 кг/м³; умовна в'язкість – 50 с; показник фільтрації за 30 хв – 4 см³; кірка – «плівка»; КТК – 0,0919; рН – 9,5; СНЗ_{1/10} – 26/40 дПа; пластична в'язкість – 20 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 30 дПа. Надалі передбачено додавання хлориду калію в кількості 0,75-1,25 %.

Після обважнення крейдою промивальна рідина відповідала проектним параметрам: густина – 1260 кг/м³; умовна в'язкість – 98 с; показник фільтрації за 30 хв – 4 см³; кірка – «плівка»; КТК – 0,0437; рН – 11,04; СНЗ_{1/10} – 78/100 дПа; пластична в'язкість – 23 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 69 дПа.

Для оцінки впливу температури на зміну реологічних параметрів МЕПР проведено дослідження з допомогою віскозиметра *Fann 800-OFITE*). Результати досліджень наведено в табл. 2.

Таблиця 2. Вплив температури на реологічні параметри МЕПР

Температура, °С	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа
20	32	58
40	20	39
60	15	48
80	11	67

З даних табл. 2 видно, що з підвищенням температури пластична в'язкість МЕПР знижується, що характерно для псевдопластичних рідин.

Роботи з приготування базової глинистої суспензії та її стабілізації реагентом КМЦ *Finn-Fix HC* розпочато Прикарпатським УБР самостійно, а фахівці НДПІ були задіяні до проведення робіт на свердловині 318-Долина після переведення свердловини з рідини, на якій проводили вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні, на попередньо заготовлену та стабілізовану глинисту суспензію. Проведено засолення промивальної рідини неорганічними інгібіторами (хлоридом калію та хлоридом кальцію), стабілізацію (комбінованою обробкою КМЦ *Finn-Fix HC* та КССБ-МТ), обважнення (крейдою). Для покращення мастильних властивостей введено

домішку лабрикол у комбінації з ПАР жириноксом, а для покращення кольматуючих властивостей – мармурову крихту. Всього було заготовлено 65 м³ базової промивальної рідини (30 м³ – попередній об'єм свердловини, 35 м³ – приймальні ємності), для чого було використано такі матеріали та хімеагенти: глино порошок бентонітовий – 3,20 т; Na₂CO₃ – 0,150 т; КМЦ *Finn-Fix HC* – 0,650 т; КССБ-МТ – 2,090 т; КСІ – 3,0 т; CaCl₂ – 0,150 т; сульфенол – 0,02 т; жиринокс – 0,2 т; вапно – 0,18 т; лабрикол – 0,6 т; карбонат кальцію – 13,9 т.

Пробу заготовленої промивальної рідини було передано в НДПІ ПАТ «Укрнафта» для проведення контрольного аналізу, результати якого наведено в табл. 3.

Таблиця 3. Результати контрольного аналізу МЕПР із свердловини 318-Долина

Параметр МЕПР	Значення параметра	
	Проектні згідно з програмою (2410–2670 м)	Фактичні, станом на 16.02.15 р.
Температура БПР, °С	–	20
Густина, кг/м ³	1200–1250	1245
Умовна в'язкість, с	40–20	48
Показник фільтрації за 30 хв, см ³	5–6	4,5
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5–1,5	1,0
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,083
СНЗ за 1 хв і за 10 хв, дПа	30–60/45–90	45/111
Пластична в'язкість, мПа·с	–	15
Динамічне напруження зсуву, дПа	–	8
Водневий показник	8–9	8,1
Вміст іонів кальцію Ca ⁺⁺ , мг/л	–	4709
Вміст іонів магнію Mg ⁺⁺ , мг/л	–	608
Загальна мінералізація, %	8–4	6,75
Вміст КСІ, %	–	4,7
Вміст колоїдної фази, %	1,9–2,65	3,3
Вміст карбонатів CO ₃ ²⁻ , мг/л	–	0
Вміст бікарбонатів HCO ₃ ⁻ , мг/л	–	5368

За результатами аналізу проби промивальної рідини зафіксовано високий вміст іонів бікарбонатів (HCO₃⁻) з концентрацією 5368 мг/л, що свідчило про бактерицидне забруднення. Ймовірним джерелом початкового бактерицидного забруднення МЕПР могли бути як привозна (технічна) вода, використана для приготування і оброблення суспензії, так і технологічний транспорт.

Для покращення структурно-реологічних, інгібуючих та інших технологічних властивостей МЕПР НДПІ ПАТ «Укрнафта» було рекомендовано використати органоколоїд «Премікс О» і піногасник «Премікс Д».

Органоколоїд «Премікс О» - дрібнозерниста екологічно чиста композиційна суміш технічного вуглецю та добавко рослинного походження. Функціональне призначення реагента – зниження показників фільтрації та регулювання структурно-реологічних властивостей бурових промивальних рідин.

Піногасник «Премікс Д» - суміш поверхнево-активних речовин, багатоатомних та одноатомних спиртів, алкоголятів і призначений для запобігання або ліквідації піноутворення бурових промивальних рідин.

Після тестування проб органоколоїдного реагенту «Премікс О» та піногасника «Премікс D» у лабораторних умовах проведено їх моделювання з буровою промивальною рідиною, відбраною із свердловини 318-Долина. За результатами моделювання рецептури МЕРП безпосередньо в умовах свердловини прийнято рішення щодо поетапного введення хімічних реагентів у свердловину по циклу циркуляції зі спостереженням роботи всього обладнання з приготування, очищення та перекачування промивальної рідини.

Перший етап: у глиномішалку закачали базову бурову промивальну рідину в кількості $3 \text{ м}^3 + 120 \text{ кг}$ «Премікс О». Після перемішування додано ще 1 м^3 БПР із циркуляції. Після досягнення гомогенності рідини протягом 1 год 20 хв її однаковими порціями додано до базової БПР під час циркуляції.

Другий етап: у глиномішалку закачали базову БПР в кількості $3 \text{ м}^3 + 280 \text{ кг}$ «Премікс О» + 10 кг «Премікс D». Після перемішування додано ще 1 м^3 БПР із циркуляції і за досягнення гомогенності рідини протягом 1 год 20 хв однаковими порціями додано до базової БПР під час циркуляції.

Обробки здійснено до досягнення вмісту у приготуваній системі 1,8 % органоколоїдного реагенту «Премікс О». Після добавок реагентів «Премікс О» та «Премікс D» МЕРП характеризувалася наступними показниками: густина – 1245 кг/м^3 ; показник фільтрації – $4,0 \text{ см}^3$ за 30 хв, умовна в'язкість – 49 с; СНЗ – 41/109 дПа·с.

В лабораторії НДПІ проведені дослідження реологічних характеристик промивальної рідини, відбраної із свердловини 318-Долина 17.03.15р. з допомогою ротаційного віскозиметра FANN 800. Оброблення даних вимірювань проведено з використанням програми «FineRheo». З аналізу результатів досліджень випливає, що для оцінювання реологічних характеристик промивальної рідини найбільше відповідає реологічна модель Шведова-Бінгама, яка добре корелюється з реологічними моделями полімер-глинистих промивальних рідин. При підвищенні температури пластична в'язкість промивальної рідини при високих швидкостях зсуву зменшується тому, що в'язкість дисперсійного середовища знижується. На рисунку 1 показано динаміку зміни пластичної в'язкості промивальної рідини, відбраної із свердловини 318-Долина під час її поглиблення. Дослідження реологічних параметрів проведено за температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$ і $50 \text{ }^\circ\text{C}$. З результатів досліджень видно, що пластична в'язкість рідини за температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 1, лінія 1) при всіх глибинах свердловини вища, ніж за температури $50 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 1, лінія 2) і виносна здатність промивальної рідини підвищується.

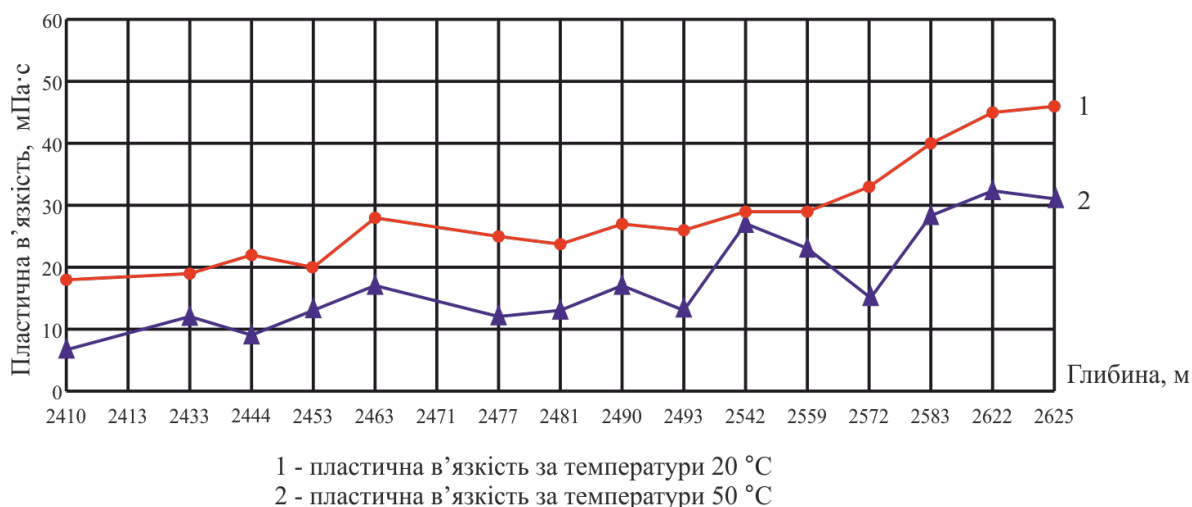


Рис. 1. Динаміка зміни пластичної в'язкості МЕРП під час буріння другого стовбура при відновленні свердловини 318-Долина

Під час буріння другого стовбура свердловини було відібрано 18 проб промивальної рідини, узагальнені результати параметрів яких наведено в табл. 4.

Таблиця 4. Результати контрольних аналізів промивальної рідини при бурінні другого стовбура

Параметри розчину	Проектні значення	До введення "Премікс О" та "Премікс Д"	19.02	26.02	01.03	05.03	10.03	16.03	23.03	26.03	30.03	
Вибій, м	2410 – 2670 м		перед цементу жем			2432,5	2444	2453	2463	2471	2477,1	
Густина, кг/м ³	1200 – 1250*	1245	1210	1215	1220	1230	1230	1220	1220	1210	1230	
Умовна в'язкість, с	40 – 120	48	32	24	32	41	44	44	80	76	44	
СНЗ	за 1 хв, дПа	30 – 60	45	3	2	0,4	32	48	33	65	56	29
	за 10 хв, дПа	45 – 90	111	18	13	1	51	79	57	99	86	51
Показник фільтрації за 30 хв, см ³	5 – 6	4,5	6	7,5	11	6,5	5,5	6	5,5	5,0	3,5	
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5 – 1,5	1,0	2	1	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	0,5	
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,083	0,096	0,15	0,19	0,10	0,05	0,05	0,05	0,10	0,08	
Водневий показник розчину	8 – 9	8,1	7,2	7,21	10,77	10,8	10,62	10,22	10,12	8,33	7,87	
Вміст колоїдної фази, %	1,8 – 2,3	3,3	2,6	4,29	4,62	5,31	4,45	4,29	4,95	3,14	3,14	
Загальна мінералізація, %	8 – 14	6,75	7,3	6,65	4,5	6,16	10,3	10,3	5,5	4,5	5,09	
Вміст іонів кальцію Са ⁺⁺ , мг/л	–	4709	–	751	1102	300	200	400	250,5	150,3	200	
Вміст іонів магнію Mg ⁺⁺ , мг/л	–	608	–	0	0	0	0	0	0	0	0	
Концентрація карбонатів СО ₃ ²⁻ , мг/л	–	–	0	0	1260	420	720	960	840	0	0	
Концентрація бікарбонатів НСО ₃ ⁻ , мг/л	–	5368	5490	4575	2806	1281	1403	3172	2867	4880	3965	
Вміст хлориду калію, %	5-8,5	4,7	3,8	3,9	3,0	3,0	4,5	4,0	4,0	4,5	4,2	
Вміст вуглеводневої фази, %	–	–	–	7	7	6	6	8	7	8	7	
Вміст твердої фази, %	менше 24	–	–	12	10	14	8	10	12	11	10	
Вміст піску, %	менше 1	–	–	0,8	–	0,8	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	
Пластична в'язкість, мПа·с (на Fann 800)	–	15	18/7**	–	–	19/12**	22/9**	20/13**	28/17**	–	25/12**	
Динамічне напруження зсуву, дПа (на Fann 800)	–	8	14/58**	–	–	21/54**	48/77**	38/28**	100/105**	–	38/72**	
Параметри розчину	Проектні значення		01.04	05.04	08.04	14.04	16.04	21.04	23.04	27.04	05.05	
Вибій, м	2410 – 2670 м	2481	2489,7	2492,85	2542	2559	2572	2583	2622	2625	2625	
Густина, кг/м ³	1200 – 1250*	1230	1230	1245	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	
Умовна в'язкість, с	40 – 120	48	64	56	50	64	70	90	110	108	108	
СНЗ	за 1 хв, дПа	30 – 60	18/66**	42/78	23/43**	9/35**	24/81**	4/45**	9/21**	14/71**	28	
	за 10 хв, дПа	45 – 90	54/103**		35/65**	29/56**	49/105**	18/75**	30/49**	46/98**	47	
Показник фільтрації за 30 хв, см ³	5 – 6	4,0	4,5	5,5	5	6	3,5	4	5	4	4	
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5 – 1,5	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	1,5	1,5	1,5	
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,10	0,16	0,11	0,0787	0,0524	0,07	0,105	0,0787	0,0787	0,0787	
Водневий показник розчину	8 – 9	8,4	8,12	8,46	8,7	8,9	8,84	8,78	9,45	9,17	9,17	
Вміст колоїдної фази, %	1,8 – 2,3	3,63	3,63	3,63	2,97	2,8	2,97	2,8	3,3	3,3	3,3	
Загальна мінералізація, %	8 – 14	4,23	6,63	6,9	7,85	7,89	8,4	6,8	8,9	8,65	8,65	
Вміст іонів кальцію Са ⁺⁺ , мг/л	–	200	200,4	250,5	200	250	301	301	301	301	250,5	
Вміст іонів магнію Mg ⁺⁺ , мг/л	–	0	0	0	61	61	61	61	61	61	30,4	
Концентрація карбонатів СО ₃ ²⁻ , мг/л	–	300	0	0	120	120	0	240	780	600	600	
Концентрація бікарбонатів НСО ₃ ⁻ , мг/л	–	3965	5185	5490	7260	7076	7686	6710	9760	13420	13420	
Вміст хлориду калію, %	5 – 8,5	4,2	4,7	3,3	3,8	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,8	
Вміст вуглеводневої фази, %	–	8	7	7	10	–	–	–	–	–	10	
Вміст твердої фази, %	менше 24	14	14	12	–	–	–	–	–	–	–	
Вміст піску, %	менше 1	0,4	0,4	0,4	–	–	–	–	–	–	–	
Пластична в'язкість, мПа·с (на Fann 800)	–	23/13**	27/17**	26/13**	29/27**	29/23**	33/15**	40/28**	45/32**	46/31**	46/31**	
Динамічне напруження зсуву, дПа (на Fann 800)	–	43/34**	62/38**	34/63**	91/29**	53/53**	19/54**	63/34**	115/91**	91/82**	91/82**	

* із подальшим зниженням у продуктивних відкладах,

**вимірювання при температурі 50 °С

Аналіз результатів визначення показників фізико-хімічних характеристик промивальної рідини із свердловини 318 Долинського родовища та результатів їх коригування дає підставу зазначити, що її параметри, в основному, відповідали проектним значенням.

Висновки

1. Обґрунтовано компонентний склад і властивості подвійноінгібованої малоглинистої промивальної рідини для буріння бокового стовбура під час відновлення свердловини 318-Долина.

2. Під час поглиблення свердловини з різних глибин відібрано 16 проб промивальної рідини, виконано аналіз її параметрів, за результатами яких здійснювалося корегування хімічної обробки для підтримання технологічних параметрів рідини в межах проектних значень.

3. Комплексною хімічною обробкою промивальної рідини інгібіторами неорганічного та органічного походження, реагентами стабілізаторами і органоколоїдами, яка проводилась під супроводом фахівців НДПІ ПАТ «Укрнафта», забезпечено провідку бокового стовбура без ускладнень.

Обоснован компонентный состав малоглинистой промывочной жидкости для восстановления скважины 318-Долина бурением второго ствола. Разработана рецептура промывочной жидкости с учетом горно-геологических условий бурения скважины в интервале залегания продуктивных пластов (пластовое давление, проницаемость и пористость пород-коллекторов, физико-химический состав пластовых флюидов).

Для регулирования структурно-реологических, фильтрационных, смазочных, ингибирующих свойств промывочных жидкостей использованы традиционные химические реагенты отечественного производства, целью обеспечения качественного вскрытия продуктивных пластов.

В процессе бурения скважины периодически отбирались пробы промывочной жидкости (16 проб) и проводились их анализы, на основании результатов которых разрабатывались рекомендации по корегированию химической обработки. Технологическое сопровождение процесса бурения сотрудниками НИПИ ПАО «Укрнефть» позволило завершить бурение второго ствола скважины 318-Долина без осложнений.

Ключевые слова: скважина, ствол, ингибитор, компонент, коллектор.

DRILLING OF THE SIDELONG SHAFT OF THE WELL 308-DOLYNA USING DOUBLE-INHIBITED LOW-CLAY EMULSION DRILLING FLUID

The component composition of the low-clay drilling liquid for drill 318-Dolyna restoration by drilling the second shaft was grounded. The composition of the drilling liquid considering geological conditions of drilling wells in interval stratification of productive layers (layer pressure, permeability and porosity of reservoir rocks, physical-chemical composition of the layer fluids) was worked out.

During drilling the well the samples of drilling liquid have been taken periodically (16 samples) and the analyses have been made, basing on its results the recommendations for correcting chemical processing have been working out. Technological maintenance of the drilling process by co-workers of SRPI PSC «Ukrnafta» allowed to complete the drilling of the second shaft of well Dolyna-308 without complication.

Key words: well, shaft, inhibitor, component, collector

Література

1. Досвід буріння свердловини 152 Яблунівського ГКР з горизонтальним закінченням ствола / М. П. Мельник, М. М. Мельник, Я. С. Яремійчук та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 1. – С. 23–26.
2. «Біокар» – безглиниста промивальна рідина для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю. В. Лубан, Я. В. Кунцяк, С. В. Лубан та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С. 18–21.
3. Коцкулич Я. С., Коцкулич Є. Я. Аналіз ефективності промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 1(31) – С. 21–28.
4. Андрусяк А. М., Тершак Б. А., Коцкулич Є. Я. Застосування подвійноінгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів // Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна». – 2012. – Вип. 16 (206). – С. 61–64.
5. Тершак Б. А., Коцкулич Я. С., Андрусяк А. М., Коцкулич Є. Я. Випробування малоглинистої промивальної рідини при розкритті продуктивних пластів свердловиною 83 Старо-Самбірського родовища // Породоразрушающий и

металлообрабатывающий инструмент – техника, технология его изготовления и применения. Сб. научн. тр.– К.: ИСМ НАН Украины, 2015. – Вып. 18. – С. 147–151.

Надійшла 27.05.16

УДК 622.24.051

А. И. Вдовиченко, акад. АТН Украины¹, **М. Х. Магомедов**, д-р физ.-мат. наук²

¹Академия технологических наук Украины, г. Киев

²НПФ «САУНО», Москва, Россия

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГРАВИРОВАЛЬНЫХ СТАНКОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ИЗНОСА АЛМАЗОВ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД

В результате анализа функциональных характеристик современных гравировальных станков выбран наиболее приемлемый их тип – «График -3К» производства НПФ «САУНО», который обеспечивает решение комплекса задач экспериментальных исследований процесса износа алмазов при разрушении горных пород.

Ключевые слова: износ алмазов, гравировальные станки, экспериментальные исследования, разрушение горных пород.

Актуальность проблемы

Установление закономерностей износа алмазов в различных условиях позволяет разрабатывать оптимальные конструкции и технологии применения алмазного породоразрушающего инструмента. Особенно остро стоит вопрос о степени влияния поверхностно – активных веществ (ПАВ) и смазывающих добавок (СД) на эффективность разрушения горной породы и стойкость инструмента, решение которого в первую очередь зависит от точности и достоверности экспериментальных исследований. Существующие специальные экспериментальные стенды уже не удовлетворяют растущим запросам к точности, достоверности, массовости и оперативности обработки огромного количества результатов и их интерпретации, что существенно сдерживает создание породоразрушающего инструмента нового поколения и соответствующую оптимизацию технологии его применения. Поэтому поиски новых методов и технических средств экспериментальных исследований, отвечающих современным требованиям, является весьма актуальной проблемой.

Цель настоящей работы – на основании анализа характеристик и функциональных возможностей современных гравировальных станков нового поколения подобрать тип, который обеспечивает решения современных задач экспериментальных исследований процесса износа алмазов при разрушении горных пород в разных средах.

Анализ опубликованных работ по теме

Результаты исследований процесса износа единичного алмаза на отдельных образцах горных пород в некоторых средах приведены в работах А. Н. Ярова, Н. А. Жидовцева, К. М. Гильмана и М. Ш. Кендиса [1].

Интерпретация этих результатов, с учетом современных научных и практических достижений в алмазном бурении, приведена в работах А. И. Вдовиченка [2–4], И. И. Мартыненко [5], А. В. Ножкиной, А. А. Бочечки [6], П. П. Ермакова, Н. П. Ермакова [7]. На основании результатов этих работ были предложены новые подходы, меняющие представления о явлениях, происходящих при разрушении горных пород алмазным инструментом в среде с ПАВ и СД. Для подтверждения этих предположений