

А.О. Васильченко

канд. техн. наук

УкрНДІгаз

Результати порівняльних випробувань зарубіжного та вітчизняного безглинистих біополімерних бурових розчинів

УДК 622.244

У результаті проведення порівняльних випробувань бурового розчину системи «Flo-Pro» та вапняного бурового розчину на основі синергетичної суміші реагентів під час буріння св. 65-Східнополтавської встановлено переваги бурового розчину, розробленого в інституті «УкрНДІгаз».

В результате проведения сравнительных испытаний бурового раствора системы «Flo-Pro» и известкового бурового раствора на основе синергетической смеси реагентов при бурении скважины 65-Восточнополтавской установлены преимущества бурового раствора, разработанного в УкрНИИгазе.

As a result of the comparative analysis of the drilling fluid of the FLO-PRO system and the lime-base drilling fluid on the basis of synergetic mixtures of reagents while drilling the well 65 of the East-Poltava oil field the advantages of the drilling fluid developed in UkrNDIgas Institute have been established.

Буріння переважної більшості горизонтальних свердловин у світі здійснюють із застосуванням безглинистих бурових розчинів на основі біополімерів, розроблених зарубіжними фірмами «M-I SWACO», «Baroid», «Backer». Рецептури біополімерних бурових розчинів побудовані за загальною схемою: біополімер–бактерицид–полісахаридний понижувач фільтрації–карбонатний коагулянт–інгібітори (KCl, поліалкіленгліколи, катіонні полімери тощо).

В УкрНДІгазі також було розроблено цілу серію рецептур безглинистого біополімерного бурового розчину (прісний, мінералізований, вапняний і силікатний варіанти), за основу яких за традицією, що склалася в лабораторії бурових розчинів інституту, обрано синергетичну суміш реагентів. Саме сполучення гуматів із полімерами робить рецептури неперевершеними за набором властивостей*, серед яких висока термостійкість (150 °C і вище), здатність витримувати надвисоку лужність (pH>12) і агресивну дію насичених розчинів лужних і лужноземельних металів.

У 2009 р. проведено промисловий експеримент, у ході якого здійснювали безпосереднє порівняння двох систем (зарубіжної та вітчизняної) в одному інтервалі буріння та в одній свердловині.

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

Буріння св. 65-Східнополтавської на розчині «Flo-Pro»

Експлуатаційну св. 65-Східнополтавську з субгоризонтальним закінченням ствола було закладено з метою оцінки газоносності московських відкладів середнього карбону (горизонти М-2, М-3). Індивідуальним робочим проектом на будівництво свердловини після кріплення її технічною колоною Ø 245 мм на глибині 4400 м подальше поглиблення до проектної глибини передбачено на гуматно-біополімерному розчині (ГБП), який вміщує, т/м³: 0,06 ПВЛР; 0,005 біополімеру; 0,07 KCl; 0,02 вапна; 0,02 наповнювача; 0,002 поліпласу; 0,002 поліпаку R; 0,002 поліпаку UL; 0,131 крейди; 0,03 лабриколу з параметрами: густина $\rho=1100$ кг/м³; умовна в'язкість $T=40-70$ с; водовіддача $\Phi=4-6$ см³/30 хв; статичне напруження зсуву $\text{CH}_{3,1/10}=10-40/15-50$ дПа; пластична в'язкість $\eta=10-30$ мПа·с; динамічне напруження зсуву $\tau=20-50$ дПа; pH=11-12.

Через проблеми, пов'язані з забезпеченням приготування ГБП бурового розчину необхідними реагентами, було прийнято рішення про застосування розчину системи «Flo-Pro» фірми «M-I SWACO» як аналога ГБП розчину.

Після досягнення свердловиною глибини 4400 м та кріплення трисекційною проміжною колоною Ø 245 мм для подальшого поглиблення під експлуатаційну колоною Ø 140/168 мм свердловину перевели на буровий розчин системи «Flo-Pro» з параметрами: $\rho=1090$ кг/м³, $T=68$ с, $\Phi=3,6$ см³/30 хв, $\text{CH}_3=24/35$ дПа, $\eta=15$ мПа·с, $\tau=158$ дПа,

$\text{pH}=9,17$, вміст $\text{Ca}^{2+}=0,66\%$, $\text{Mg}^{2+}=0,5\%$, $\text{KCl}=7\%$, загальної солі – $9,5$; колоїдної фази – $0,71\%$. Приготування розчину системи «Flo-Pro» тривало одинадцять діб.

Буріння вертикальної ділянки свердловини в інтервалі $4400\text{--}4496$ м проводили роторною компоновкою із дотриманням параметрів режиму буріння. Ускладнень у процесі поглиблення не спостерігалось. Через вісім днів у свердловині виконано повний комплекс геофізичних досліджень, згідно з яким свердловиною розкрито продуктивний горизонт К-11 і покрівельну частину продуктивного горизонту К-12, які знаходяться у розробці і поточний пластовий тиск у яких, згідно з даними Полтавського ГПУ, сягає 300 атм, тобто знижений відносно початкового приблизно на 200 атм.

Із глибини 4496 м буріння продовжили орієнтованою компоновкою з вибійними двигунами із навантаженням 6 т, продуктивність насосів $Q=28$ л/с і тиск прокачування бурового розчину $P=130$ атм. Буріння до глибини 4536 м проходило без ускладнень.

Через 16 днів від початку поглиблення свердловини під час спуску бурильної колони на глибині 4437 м було зафіксовано посадку, після чого розпочато довготривале пророблення частини ствола свердловини. Процес пророблення набув ускладненого характеру: постійно супроводжувався суттєвими затягуваннями і посадками бурильної колони, частковою втратою її рухомості, зростанням крутного моменту на роторі та значним вимиванням шламу, представленого крупними уламками аргілітів. Після того, як дійшли до вибою, свердловину промили протягом циклу та продовжили подальше поглиблення в інтервалі $4536\text{--}4545$ м. У процесі буріння постійно спостерігалось зростання крутного моменту, збільшення циркуляційного тиску до 250 атм та значне вимивання шламу. Для забезпечення очищення свердловини від уламків гірської породи було прокачано загущену «пачку» бурового розчину. Наступного дня виникло поглинання бурового розчину з густиною $\rho=1140$ кг/м³, яке було ліквідоване за рахунок додавання тирси.

З метою уникнення в процесі подальшого поглиблення аварійної ситуації, пов'язаної з постійним осипанням гірських порід, для поліпшення очищення ствола свердловини від шламу провели заміну компоновки низу бурильної колони на роторну. Під час спуску бурильного інструменту починаючи з глибини 4514 м спостерігалися посадки, що вимагало проведення додаткових пророблень. За рахунок закачування у свердловину в'язкопружних «пачок» та обробки розчину біополімером і полісалом не вдалося повністю очистити ствол свердловини від уламків нестійких гірських порід і здійснити нарощування бурильного інструменту. Структурно-реологічні та інгібуючі властивості розчину системи «Flo-Pro» не забезпечували доходження бурильного інструменту до вибою.

Проаналізувавши результати повторно проведених профілометрії та кавернометрії стовбура свердловини та порівнявши їх із попереднім заміром, можемо спостеріга-

ти тенденцію до різкого збільшення каверн по незакріпленому стовбуру та значних розширень відносно номінального діаметра $0,2159$ м в інтервалах: $4430\text{--}4460$ м до $0,65$ м, $4476\text{--}4508$ м до $0,64$ м, $4537\text{--}4545$ м – більше ніж $0,7$ м.

Характер порушення стійкості стінок свердловини (існування певного періоду затримки у 16 днів між часом розкриття пластів аргілітів і початком їх осипання) свідчить про руйнуючу дію фізико-хімічних процесів, що безпосередньо пов'язано з інгібуючими властивостями розчину системи «Flo-Pro». Низька водовіддача цього бурового розчину, визначена у поверхневих умовах ($\Phi=2\text{--}4$ см³/30 хв), лише частково характеризує рівень інгібуючих властивостей. Використання полісахаридів (модифікованого крохмалю) недостатнє для зниження вибійної водовіддачі в умовах високих температур (вище 100 °C) і не забезпечує прояву інкапсулюючої дії, необхідної для інгібування аргілітів. Обробка бурового розчину високомолекулярними полімерами Polyplus та Polyrac-HV, які виявляють інкапсулюючу дію, здійснена вже після виникнення ускладнення зі стволом свердловини, була неефективною внаслідок наявності у буровому розчині відносно великої концентрації полівалентних іонів (більше ніж $1\,000$ мг/л).

Буріння св. 65-Східнополтавської на гуматно-біополімерному буровому розчині

Враховуючи ситуацію, що склалася, на геолого-технічній нараді було прийнято рішення перейти до використання ГБП бурового розчину. Хімічну обробку розчину «Flo-Pro» гуматовмісним реагентом РР-КМ (аналогом суміші вуглелужного реагенту та поліакриламід), біополімером та вапном було здійснено на початку квітня 2009 року. Реагент РР-КМ разом із біополімером розчиняли у прісній воді у глиномішалці, що забезпечувало захист полімеру Duo-vis молекулами гуматів від дії температури, високої лужності та іонів лужноземельних металів. Вапно вводили через гідроворонку безпосередньо у циркулюючий буровий розчин. Після хімічної обробки параметри бурового розчину стали: $\rho=1175$ кг/м³, $T=75$ с, $\Phi=3,6$ см³/30 хв, $\text{CH}_3=110/120$ дПа, пластична в'язкість $\eta=16$ мПас, $\tau=180$ дПа, $\text{pH}=10,4$, вміст $\text{Ca}^{2+}=0,38\%$, $\text{Mg}^{2+}=0,07\%$, $\text{KCl}=7,5\%$, загальної солі $=12,5\%$; колоїдної фази – $1,5\%$. У результаті подальших обробок бурового розчину вапном величину pH було підвищено до 12 .

Циркуляція ГБП бурового розчину протягом доби через вибій свердловини показала, що параметри стабільні. Закріплюючі властивості ГБП бурового розчину завдяки присутності вапна забезпечили міцність проникних пісковиків із низьким пластовим тиском.

На геолого-технічній нараді було вирішено продовжити подальше поглиблення св. 65-Східнополтавської як вертикальної з проектною глибиною 4855 м без зміни геологічного завдання (випробування та експлуатація московських відкладів середнього карбону), а буровий розчин обважнити до густини $1,18\text{--}1,20$ г/см³.

Таблиця

Витрати хімреагентів на приготування та обробку бурових розчинів

Розчин системи «Flo-Pro»	Гуматно-біополімерний буровий розчин
Інтервал застосування, м	
4400–4547	4547–4890
Витрати хімреагентів на інтервал буріння, кг	
Flo-vis та Duo-vis	
5150	425
Kla-cure	
3000	–
Flo-trol	
1750	600
Drill-free	
1000	–
M-l-cide	
560	60*
Polyplus	
500	75
Polypac	
200	125
PP-KM	
3500**	2300
ПАГ-KM	
–	2075
Полібур-TCM	
–	1800
Хлористий калій	
9800	–
Вапно	
–	2500

* Реагент не входить до складу розчину.

** Реагент не входить до складу розчину, введений за рекомендацією інституту.

Буріння свердловини в інтервалі 4547–4890 м проходило без будь-яких ускладнень. Параметри ГБП бурового розчину підтримувалися стабільними за рахунок уведення гуматовмісних реагентів та полімерів. Загальні витрати хімреагентів в інтервалі застосування ГБП бурового розчину стали нижчими, ніж у разі використання бурового розчину системи «Flo-Pro» (таблиця).

В усьому інтервалі буріння ГБП буровий розчин підтримувався як безглинистий із вмістом колоїдної фази на рівні 1,5 мас. %, яка представляла собою переважно органічні колоїдні частинки гуматів у поєднанні з довголанцюговими полімерами.

Завдяки наявності вапна у складі ГБП бурового розчину забезпечується як висока стійкість стінок свердловини, так і ізоляція цементним шаром пісковиків із низьким пластивим тиском, що повністю попереджує виникнення поглинань бурового розчину.

На рисунку представлено результати профілеметрії в інтервалах застосування розчину системи «Flo-Pro» та ГБП бурового розчину, які свідчать про значно вищу стій-

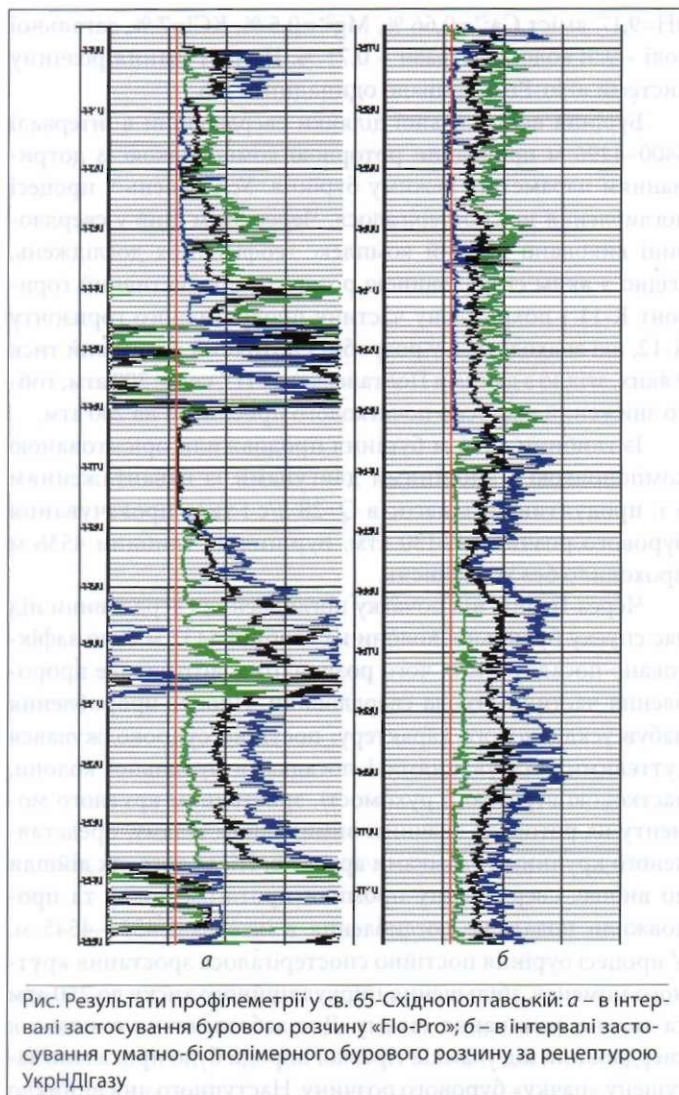


Рис. Результати профілеметрії у св. 65-Східнополтавській: а – в інтервалі застосування бурового розчину «Flo-Pro»; б – в інтервалі застосування гуматно-біополімерного бурового розчину за рецептурою УкрНДІгазу

кість стінок свердловини у середовищі вапняної системи бурового розчину.

Отже, у результаті порівняльних випробувань розчину системи «Flo-Pro» та гуматно-біополімерного вапняного бурового розчину під час буріння св. 65-Східнополтавської виявлено, що вітчизняна система вапняного бурового розчину на основі синергетичних композицій реагентів має перевагу над зарубіжною системою безглинистого біополімерного бурового розчину.

Автори статті



Васильченко Анатолій Олександрович
Кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, дійсний член УНГА. Закінчив Харківський політехнічний інститут. З 1971 по 2009 роки працював у лабораторії бурових розчинів УкрНДІгазу. Фахівець у галузі фізичної хімії бурових розчинів.