

Запропонований винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до способів приготування та регулювання параметрів бурових розчинів при бурінні глибоких нафтогазових свердловин. Спосіб приготування та обробки бурових розчинів здійснюється шляхом розчинення в технічній воді полімерної основи (суміші). Особливий підбір компонентів дозволяє отримувати бурові розчини з низьким вмістом твердої фази (НВТФ), що забезпечують значне підвищення швидкості буріння та скорочення термінів будівництва глибоких свердловин. Для подальшого регулювання технологічних параметрів бурового розчину під час буріння свердловини, проводяться додаткові обробки попередньо приготовленою сумішшю шляхом перемішування з буровим розчином у глиномішалці, через ФСМ, або ежектор.

Найбільш близьким по здійсненню аналогом (прототипом) до даного способу отримання бурових розчинів з низьким вмістом твердої фази є малоглинистий буровий розчин (1), що включає глинопорошок, вуглелужний реагент, гідроксид натрію, сополімер метакрилата і метакрилової кислоти, дизельне паливо та воду при наступному співвідношенні компонентів, мас. % :

глинопорошок	3-4;
вуглелужний реагент	1-2;
гідроксид натрію	0,09-0,11;
сopolімер метакрилата і метакрилової кислоти	0,30-0,75;
дизельне паливо	0,59-1,0;
вода	решта

Недоліком прототипу є те, що він по своїй рецептурі дійсно не містить великої концентрації твердої фази і тому може бути названий малоглинистим, але в процесі буріння свердловини, розчин збагачується вибуреною породою, тобто відбувається "самозаміс", що негативно впливає на процес буріння та знижує темпи поглиблення свердловини, оскільки бурові розчини, оброблені складом з такою рецептурою не мають здатності до хімічного самоочищення і без застосування спеціального очисного обладнання, не здатні в процесі буріння зберігати та підтримувати низьку концентрацію твердої фази, тобто не мають властивостей та параметрів розчинів з НВТФ і в такі розчини під час буріння активно переходить шлам вибуреної породи, підвищується питома вага, в'язкість та статична напруга зсуву, зменшуючи швидкість буріння, але основним недоліком прототипу, є низька солестійкість по відношенню до солей полівалентних металів (кальцію та магнію), оскільки активну основу складу становить вуглелужний реагент і сополімер метакрилата і метакрилової кислоти, що являються реагентами, нестійкими до дії солей полівалентних металів (2). Якщо буровим розчином, обробленим даним складом проводити буріння соленосних покладів, або до розчину потрапить пластова вода, що містить солі полівалентних катіонів, а вміст, наприклад, іонів кальцію чи магнію перевищить 0,2%, то це приведе до порушення параметрів і стабільності бурого розчину. Підвищиться водовіддача та відбудеться коагуляція розчину. Для відновлення технологічних параметрів виникне необхідність в додаткових обробках більш ефективними реагентами.

Відомий також склад для одержання реагенту для обробки бурових розчинів, основою якого є вуглелужний реагент і поліакриламід (3). Його недолік також полягає в низькій стійкості цих реагентів, а отже і складу в цілому, до солей полівалентних катіонів, а також в недостатній здатності до самоочищення, що зменшує швидкість проводки свердловин.

В основу винаходу поставлено задачу створення такого способу приготування та регулювання параметрів бурових розчинів з низьким вмістом твердої фази, що буде здатен до самоочищення від вибуреної породи за рахунок її флокуляції, тим самим збільшуватиме швидкість буріння і матиме стабільні структурно-механічні та реологічні параметри і забезпечуватиме ефективне зниження фільтрації бурових розчинів при бурінні соленосних горизонтів, що містять солі полівалентних металів - (ангідритів, бішофіту та ін.), який включає високомолекулярний поліакриламід, гіпан, КМЦ та карбонат калію, згідно винаходу, і додатково містить поліаніонну целюлозу та біополі мер типу "Енпосан" при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

Гідролізований поліакрилонітрил (гіпан)	0,5-10%;
Поліакриламід (ПАА) високомолекулярний	0,5-5%;
Карбонат калію	0,5-15%;
Біополімер типу "Енпосан"	0,5-5%;
Поліаніонна целюлоза (ПАЦ)	0,1-2%;
Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ)	решта.

Включення до складу поліаніонної целюлози забезпечує зниження до мінімальних значень водовіддачі, як при нормальних умовах, так і в більш жорстких вибірних умовах свердловин, де температура сягає 160°C, а головне - в умовах повного насичення розчину солями, в тому числі і солями полівалентних металів.

Включення до складу біополімеру типу "Енпосан" забезпечує регулювання реологічних параметрів бурового розчину, а також покращує стабільність розчину при умовах полімінеральної агресії та високих температур.

Включення до складу карбоксиметилцелюлози та тіпану також підвищує солестійкість і термостійкість складу.

Високомолекулярний поліакриламід є ефективним флокулянт. Його призначення в запропонованому способі - видалення з розчину дисперсних часток шламу вибуреної породи, тобто забезпечення здатності самоочищення бурового розчину, а значить забезпечення і підтримання низького вмісту твердої фази під час буріння свердловин.

Карбонат калію нейтралізує надлишок полівалентних катіонів в фільтраті та є додатковим джерелом іонів калію-інгібітору проти руйнування стінок свердловини.

Причинно-наслідковий зв'язок між достатніми у всіх випадках істотними ознаками запропонованого рішення і отриманими підсумковими технічними результатами забезпечують нові технічні якості, дозволяючи в сполученні з відомими ознаками отримати технічні результати, означені в постановці задачі.

За наявними у заявника відомостями, запропонована сукупність ознак, що характеризують суть винаходу, невідома з рівня техніки, тобто, винахід відповідає критерію "новизни".

Приклади здійснення винаходу:

Приклад 1

Готується суміш з тіпану, поліакриламід, карбонату калію, та КМЦ з добавкою поліаніонної целюлози та біополімера типу "Енпосан". Приготування бурового розчину та регулювання його технологічних параметрів здійснюється шляхом введення попередньо приготовленої суміші в технічну воду, чи буровий розчин за допомогою глиномішалки, або фрезерне-струменевого млина (ФСМ), при цьому реагенти попередньо змішують при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

Гідролізований поліакрилонітрил (гіпан) 0,5%;
Поліакриламід (ПАА)
високомолекулярний 0,5%;
Карбонат калію 2%;
Біополімер типу "Енпосан" 0,5%;
Поліаніонна целюлоза (ПАЦ) 0,1
Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) решта.

Досягається технічний результат, що заявляється за винаходом, а саме спосіб приготування та регулювання параметрів бурових розчинів з низьким вмістом твердої фази (НВТФ), що має якісні технологічні параметри, низьку фільтрацію в умовах полімінеральної агресії та високих вибієних температур, регульовані в необхідних межах реологічні показники, а головне - мінімальну концентрацію твердої фази, що сприяє підвищенню швидкості буріння.

Приклад 2

Аналогічно прикладу 1, але співвідношення компонентів складає, мас. %:

Гідролізований поліакрилонітрил (гіпан) 4,5%;
Поліакриламід (ПАА)
високомолекулярний 1,0%;
Карбонат калію 15%;
Біополімер типу "Енпосан" 3,5%;
Поліаніонна целюлоза (ПАЦ) 1,0%.
Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) решта.

При використанні такого компонентного складу суміші також забезпечується досягнення технічного результату, що заявляється за винаходом.

Порівняльний аналіз запропонованого технологічного рішення з прототипом показує, що заявлений спосіб приготування та регулювання параметрів бурових розчинів дає можливість приготувати буровий розчин з НВТФ, що має добрі технологічні параметри, низьку фільтрацію в умовах полімінеральної агресії і високих вибієних температур та сприяє підвищенню швидкості буріння свердловин.

Суть винаходу не витікає явним чином для спеціаліста з відомого рівня техніки. Сукупність ознак, які характеризують звітне рішення, не забезпечує досягнення нових властивостей і тільки наявність відрізняючих ознак винаходу дозволяє отримати нові властивості, новий технічний результат. Отже, винахід відповідає критерію „винахідницький рівень”.

Лабораторні дослідження.

Моделювання приготування та регулювання параметрів бурових розчинів проводилося в лабораторних умовах з використанням стандартного обладнання, а також автоклава та фільтр-преса, що створюють умови, подібні до вибієних умов свердловини - тиск до 1000 атмосфер та температуру до 160°C. В якості модельного бурового розчину використовували 2%-ний водний розчин бентонітового глинопорошка. Розчин обробляли складом-прототипом та запропонованим складом з різними вмістам компонентів (по прикладу 1 та по прикладу 2). Після перемішування, а при потребі і витримки в автоклаві, проводили замір параметрів: фільтрації при нормальних умовах ($\Phi_{\text{н.у.}}$), фільтрації при 160°C (Φ_{160}), умовної в'язкості (Т), статичної напруги зсуву (СНЗ). Для перевірки рівня флокуляції, до розчинів додатково добавляли шлам вибуреної породи, попередньо подрібнений та просіяний через сито з розміром отворів 200меш. Визначали кількість шламу, який внаслідок флокуляції випав в осад на протязі 10 хвилин після обробки (Ос. %). Дані досліджень приведено в таблиці.

№ п/п	Склад для обробки	$\Phi_{\text{н.у.}}$ см ³	Φ_{160} см ³	Т, Сек.	СНЗ, мг/см ²	Ос., %
1	2%-ний р-н глинопорошка	>40	>40	30	20/35	0
2	№1+склад-прототип 0,2%	>40	>40	74	16/19	5
3	№1+склад-прототип 0,5%	5	28	81	75/96	10
4	№1+склад-прототип 1,0%	4	21	97	89/105	12
5	№1+МаСl 10%+СаСl ₂ 2%+склад-прототип 1,0%	>40	>40	55	51/68	15
6	№1+склад за прикладом 10,2%	21	>40	28	32/51	59
7	№1+склад за прикладом 10,5%	4,5	31	41	45/72	75
8	№1+склад за прикладом 11,0%	5	28	59	65/74	85
9	Мl+NaCl 10%+CaCl ₂ 2%+склад за прикладом 11,0%	19	45	49	59/71	90
10	№1+склад за прикладом 20,2%	8	>40	37	31/45	68
11	№1+склад за прикладом 20,5%	4,5	14	53	45/71	87
12	№1+склад за прикладом 21,0%	3	6,5	85	69/94	90
13	№1+NaCl 10%+CaCl ₂ 2%+склад за прикладом 2 1,0%	4,5	9,5	51	42/57	95
14	№1+ПАЦ 0,5%	5	14	24	28/36	0

15	№1+ПАЦ 1,0%	4	11	41	39/52	0
16	№1+ПАЦ 1,5%	1,5	8	95	26/64	0
17	№1+ПАА 0,2%	>40	>40	21	16/26	21
18	№1+ПАА 0,5%	9	>40	78	57/69	12
19	№1+ПАА 1,0%	5	19	120	151/175	15
20	№1+КМЦ 1,5%	5	39	63	57/79	0

Порівняльний аналіз запропонованого технологічного рішення з прототипом показує, що заявлений спосіб має ряд переваг:

- обробка бурового розчину за даним способом забезпечує зниження фільтрації бурових розчинів в умовах полімінеральної агресії;

- заявлений спосіб обробки більш ефективно знижує фільтрацію бурових розчинів при високих температурах;

- спосіб обробки забезпечує флокуляцію вибуреної породи, що сприяє самоочищенню розчину, тим самим обробка протистоїть підвищенню питомої ваги, а також погіршенню структурно-механічних та реологічних параметрів, що і забезпечує значне збільшення швидкості буріння;

- біополімер, що входить до складу суміші, не тільки регулює та покращує реологічні параметри, але і попереджує прилипання бурильного інструмента до стінок свердловини, забезпечуючи змащуючі властивості, зменшуючи потребу в мастильних добавках;

- розчини, оброблені за даним способом, мають низький вміст твердої фази, що впливає на покращення роботи доліт, збільшуючи термін їх роботи на вибої свердловини.

Запропонований спосіб має певні переваги над прототипом. Таким чином, запропоноване технічне рішення відповідає критерію "промислова придатність" і в цілому може бути захищене патентом на винахід.

Джерела інформації:

1. Авторское свидетельство SU 1326601 А 1 Малоглинистый буровой раствор.
2. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. М, "Недра" 1972, с.113 и 197.
3. Патент України 22383 А Склад для отримання реагенту для обробки бурових розчинів.