

УДК 622.244.443

**Б. А. Тершак**, канд. техн. наук<sup>1</sup>, **Я. С. Коцкулич**, д-р. техн. наук<sup>2</sup>,  
**А. М. Андрусак**<sup>3</sup>, **Є. Я. Коцкулич**<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Публічне акціонерне товариство ПАТ «Укрнафта», м. Київ, Україна

<sup>2</sup> Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

<sup>3</sup> Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ «Укрнафта» м. Івано-Франківськ, Україна

## ВИПРОБУВАННЯ МАЛОГЛИНИСТОЇ ЕМУЛЬСІЙНОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ ПІД ЧАС РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ СВЕРДЛОВИНОЮ 83 СТАРО-САМБІРСЬКОГО РОДОВИЩА

*Описані чинники, що негативно впливають на якість первинного розкриття продуктивних пластів в складних гірничо-геологічних умовах. Наведені геолого-геофізичні характеристики порід-колекторів Старо-Самбірського родовища, очікувані ускладнення під час спорудження свердловини, типи і параметри промивальних рідин. Приведено компонентний склад малоглинистої емульсійної промивальної рідини (МЕПР), рекомендованої для первинного розкриття продуктивних пластів під час спорудження свердловини 83 Старо-Самбірська, обґрунтовані переваги її застосування. Описана технологія переведення полімеркалієвої промивальної рідини в МЕПР безпосередньо в свердловині та регулювання її параметрів під час розкриття продуктивних пластів, показана технологія використання МЕПР і підтверджена висока якість первинного розкриття продуктивних пластів.*

**Ключові слова:** продуктивний пласт, колекторські властивості, промивальна рідина, свердловина.

Основні запаси покладів нафти у Карпатській нафтогазоносній провінції приурочені до родовищ, які літологічно представлені низькопроникними піщаноалевролітовими пісковиками з чергуванням аргілітів і глин. Колектори в основному порового і порово-тріщинуватого типів. Розкриття продуктивних пластів здійснюється з репресією на пласт, що призводить до підвищення фільтратовіддачі промивальних рідин, проникнення фільтрату в пори порід-колекторів, перезволоження глинистих мінералів і, як наслідок, до погіршення колекторських властивостей порід, зниження продуктивності свердловин та коефіцієнта нафтовилучення з пластів.

Головною умовою якісного первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах із складними гірничо-геологічними умовами, до яких відноситься і Старо-Самбірське родовище, є застосування таких методів і технологій, які забезпечують збереження колекторських характеристик порід. Особливо важлива роль у вирішенні задачі якісного розкриття продуктивних пластів відводиться буровим промивальним рідинам, тому розроблення нових типів промивальних рідин є актуальною проблемою.

Збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів, забезпечення умов максимального скорочення тривалості розбурювання продуктивних пластів, збереження стійкості стовбура свердловин є важливими передумовами підвищення їх продуктивності.

Вирішення проблем стабілізації стінок свердловини під час буріння досягають модифікацією складів бурових промивальних рідин (БПР) іономолекулярними сполуками. Іонообмінні процеси і процеси хімічної адсорбції на поверхні глинистих мінералів регулюють додаванням неорганічних солей ( $KCl$ ,  $CaCl_2$ ,  $AlCl_3$ ), катіони яких зміцнюють структурованість води в гідратних шарах, а сполуки високомолекулярні (іоногенні і неіоногенні полімери, ефіри, поверхнево-активні речовини, бітуми) змінюють склад і властивості дисперсійного середовища БПР та завдяки фізико-хімічній адсорбції на поверхні глинистих мінералів сприяють обмеженню їх гідратації та розміцнення.

Оптимізують компонентний склад БПР враховуючи геолого-технічні умови буріння, умовний поділ гірських порід з включенням глин пластичних, непластичних та ін. В рамках однієї системи реагенти повинні доповнювати один одного і в сумісності підсилювати ефект стабілізуючої дії, покращання технологічних властивостей БПР. Авторами [1; 2] удосконалено рецептури подвійноінгібованих малоглинистих промивальних рідин (МЕПР) з сумісним використанням неорганічних ( $KCl$ ,  $CaCl_2$ ) і органічних (ПЕГ-400) інгібіторів. Було враховано досвід застосування інвертних нафтоемульсійних промивальних рідин, що забезпечувало високу якість розкриття

продуктивних пластів. Однак родовища Бориславського нафтопромислового району, в т.ч. і Старо-Самбірське, знаходяться в санітарно-курортній і водозбірній зонах [3], при спорудженні свердловин в яких застосування нафтових вуглеводнів у складі промивальних рідин заборонено Законами України [4; 5].

Робочим проектом на спорудження свердловини 83 Старо-Самбірська розкриття продуктивних пластів передбачалось здійснювати із застосуванням полімеркалієвої промивальної рідини з вмістом 10–15% нафти. Враховуючи вимоги екологічної безпеки було прийнято доповнення №1 до робочого проекту-прив'язки № 28-2007 ІФ про переведення полімеркалієвої промивальної рідини в МЕПР і застосувати її для первинного розкриття продуктивних пластів в свердловині 83-Старо-Самбірська.

Колекторські властивості піщано-алевролітових різновидностей порід ямненських відкладів вивчалися за керновим і промислово-геофізичним матеріалом. Досліджуваний керновий матеріал характеризується пористістю від 7% до 11,2% при середній величині 8,9%. Проникність більшості взірців коливається в межах від  $1,0 \cdot 10^{-3}$  до  $2,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і тільки в деяких випадках досягає  $13,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коефіцієнт пористості визначений за даними промислово-геофізичних досліджень коливається в межах від 0,08 до 0,137 при середній величині 0,12.

Експлуатаційна похило-скерована свердловина №83 Старо-Самбірська пробурена до глибини 3485 м. Продуктивні горизонти розкриті в інтервалах: 3030-3120 м (P<sub>2</sub>Vg); 3220–3410 м (P<sub>1</sub>jm).

Під час буріння свердловини в інтервалах 230–340 м, 1400–2140 м, 2740–2970 м та 3290–3410 м очікувались поглинання промивальної рідини, попередження і ліквідація яких здійснювалось регулюванням її параметрів. Ліквідація наслідків осипання та обвалювання стінок свердловини, які проявились по всьому стволу свердловини, проводили шляхом пророблення і промивання свердловини з підтриманням проектних параметрів промивальної рідини.

Враховуючи складні гірничо-геологічні умови проводки свердловини 83 Старо-Самбірська проектом передбачена 4-х колонна конструкція.

Для буріння свердловини із врахуванням доповнення №1 проектом передбачалось використання поінтервально таких промивальних рідин:

- 0–350 м – необроблена глиниста суспензія;
- 350–2843 м – лігносульфонатна промивальна рідина;
- 2843–3305 м – полімеркалієва промивальна рідина;
- 3305–3485 м – малоглиниста емульсійна промивальна рідина.

Функції емульгатора вуглеводневої фази виконувала неіоногенна поверхневоактивна речовина (ПАР) Жиринокс-С і змашувальна домішка СБР (альтернатива сульфатному милу як ПАР аніонного типу). Органоколоїдну домішку Солтекс (сульфований бітум) застосовували як органічний інгібітор, а в сукупності з дрібнодисперсною крейдою - як блокатор з метою обмеження фільтрації промивальної рідини в пласт. Про ефективність застосовуваної рідини, яка характеризувалась яскраво вираженими гідروفобізуючими властивостями, свідчили стабільність фільтраційних і структурно-реологічних параметрів впродовж поглиблення свердловини, сталий вміст твердої і колоїдної фаз завдяки ефективності інгібування і механічної очистки рідини від вибуреної породи.

Таким чином до складу МЕПР, що використовувалася для первинного розкриття продуктивних пластів, входили такі компоненти:

- глинопорошок бентонітовий (5-7 %) – структуроутворювач;
- солтекс (2-4 %) – органічний блокатор;
- карбоксиметилцелюлоза – стабілізатор водовіддачі промивальної рідини;
- конденсована сульфід-спиртова барда (1,25%) – реагент-розріджувач і стабілізатор промивальної рідини;
- каустична сода (0,2 %) – регулятор рН;
- хлористий кальцій (0,3 %) – інгібітор гідратації порід;
- жиринокс (савенол) (0,4 %) – неіоногенні ПАР;
- ЗМАД (СБР) (3,0 %) – змашувальна домішка;
- крейда, мармурова крихта (5 %) – неорганічний блокатор;
- вода – решта.

Після спуску і цементування хвостовика в інтервалі 2843-3305 м свердловина була заповнена полімеркалієвою промивальною рідиною об'ємом 123,7 м<sup>3</sup>, яка переведена в МЕПР після попереднього доведення її густини до проектної ( $1060 \text{ кг/м}^3$ ) шляхом розбавлення водою.

Перехід на малоглинисту емульсійну промивальну рідину здійснювали по-етапно:  
 етап 1 – до вихідної промивальної рідини додавали 2% СБР + 10% нафти + 0,5% жириноксу і перемішували протягом одного циклу промивання;  
 етап 2 – промивальна рідина №1 + 0,3% CaCl<sub>2</sub>;  
 етап 3 – промивальна рідина №2 (після етапу 2)+ 5% КМЦ 2%-ної концентрації + 1% солтексу, з перемішування протягом одного циклу.

Після цього параметри МЕРП були наступними:

- густина – 1060 кг/м<sup>3</sup>;
- умовна в'язкість – 192 с;
- показник фільтрації – 2,5 см<sup>3</sup>/30хв;
- товщина фільтраційної кірки – 0,5 мм;
- коефіцієнт тертя кірки – 0,0568;
- статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв. – 96/130 дПа;
- пластична в'язкість – 66,75 мПа·с;
- динамічне напруження зсуву – 238,5 дПа.

Регулювання структурно-реологічних і в'язкісних характеристик промивальної рідини проводили шляхом додавання водного розчину 10%-ної концентрації КССБ (20%) з одночасним введенням савенолу (0,05 %) і СБР (1,0%), що забезпечило зниження показників умовної в'язкості до 48 с, СНЗ<sub>1/10</sub> – до 58/104 дПа, пластичної в'язкості – до 24,5 мПа·с, динамічного напруження зсуву – до 207 дПа, фільтрації – до 3,5 см<sup>3</sup>/30хв.

З метою ефективного емульгування вуглеводневої фази промивальної рідини використано поверхнево-активну речовину (ПАР) жиринокс в кількості 0,3%.

Параметри промивальних рідин, що застосовувалися для буріння свердловини, із врахуванням доповнення №1 до робочого проекту–прив'язки №28-2007 ІФ приведені в табл. 1.

**Таблиця 1. Типи та параметри промивальних рідин під час буріння свердловини 83 Старо-Самбірська**

Тип промивальної рідини	Інтервал, м		Густина, кг/м <sup>3</sup>	Умовна в'язкість, с	Водовіддача, см <sup>3</sup> /30хв	Кірка, мм	СНЗ, дПа		Вміст твердої фази, %			Мінералізація, г/л	рН	Густина рідини до обважнення, кг/м <sup>3</sup>
	від	до					1 хв.	10 хв.	колоїдної	піску	всього			
Глиниста необроблена	2	20	1180	не регламентується										
Глиниста необроблена	20	350	1140	50–60	8–10	1,5	30	60	2,5	2,0	6,3	–	8,0	–
Лігносульфонатна	350	2130	1180	60–80	6–8	1,0	60	100	2,6	2,0	6,5	–	9,0	–
Лігносульфонатна	2130	2500	1300	60–80	6–8	1,0	60	100	2,7	2,0	12,9	–	9,0	1180
Лігносульфонатна	2500	2843	1480	60–80	6–7	1,0	45	100	2,5	2,0	12,8	–	9,0	1300
Полімеркалієва	2843	3305	1360	50–70	3–4	0,5–1		85	2,6	2,0	14,7	110	9,0	1180
Малоглиниста емульсійна	3305	3470	1060	40–80	–	0,5	40-60	60-90	1,9	1,0	4,6	30-50	9-10	–

В процесі поглиблення свердловини під час буріння під експлуатаційну колону з глибини 3305 м до проектної (3485 м) регулярно відбирали проби МЕРП, вимірювали її властивості і при потребі проводили регулювання параметрів промивальної рідини до проектних значень із застосуванням реагентів, передбачених доповненням №1 до проекту (СБР, жиринокс, солтекс, КМЦ, КССБ, NaOH, CaCl<sub>2</sub>, крейда або мармурова крихта, глинопорошок бентонітовий) за рекомендаціями НДПІ ПАТ «Укрнафта».

Результати аналізів проб МЕРП відібраних з різних глибин в інтервалі 3305-3485 м приведені в табл. 2. Параметри МЕРП вимірювалися в лабораторії НДПІ ПАТ "Укрнафта" та проводився аналіз фізико-хімічних властивостей МЕРП. За результатами досліджень розроблялись рекомендації з додаткового оброблення рідини у разі потреби хімічними реагентами, передбаченими доповненням №1 до технічного проекту.

Таблиця 2. Параметри проб МЕРП, відібраних із свердловини 83 Старо-Самбірська

Параметри МЕРП	Проектні	Фактичні параметри проб МЕРП, відібраних з глибини, м									
		3305	3305	3322	3339	3351	334	3398	3417	3464	3485
Температура рідини, °С	–	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Густина, кг/м <sup>3</sup>	1060	1040	1060	1060	1080	1090	1090	1100	1100	1100	1090
Умовна в'язкість, с	40-80	124	80	60	52	80	80	96	64	60	50
СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	40-60/ 60-90	73/ 103	79/ 99	76/ 104	54/ 82	85/ 99	87/ 96	104/ 133	85/ 93	92/ 110	64/ 86
Фільтрація за 30 хв., см <sup>3</sup>	3-4	5,5	4,0	4,0	5,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Товщина кірки, мм	0,5	2,0	1,0	1,5	0,5	1,5	1,0	1,0	1,0	0,5	0,5
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,09	0,11	0,122	0,087	0,131	0,066	0,08	0,101	0,101	0,118
Пластична в'язкість, МПа·с	–	26,5	29,0	26,0	26,0	27,5	27,5	30,0	26,0	29,0	24,0
Динамічне напруження зсуву, дПа	–	288	239	210	176	276	327	326	273	279	216
Водневий показник	9-10	8,03	8,22	8,15	8,1	8,04	8,27	8,06	8,18	8,34	8,33
Вміст іонів Са <sup>++</sup> , мг/л	–	300,6	601	501	–	401	200,4	400,8	601,2	300,6	400,8
Вміст іонів Mg <sup>++</sup> , мг/л	–	182,4	243	243	–	122	182,4	121,6	182,4	243,2	243,2
Загальна мінералізація, %	3-5	4,0	3,53	3,57	–	4,0	3,4	4,55	4,47	4,3	4,1
Вміст колоїдної фази, %	1,9	2,31	1,98	1,98	–	1,98	1,98	2,15	2,15	2,15	1,8

За даними таблиці 2 видно, що в'язкісні, структурно-реологічні, фільтраційні, інгібуючі та мастильні властивості МЕРП відповідали проектним значенням.

Розкриття продуктивних пластів свердловиною 83 Старо-Самбірська із застосуванням розробленої нами МЕРП проведено без ускладнень, коефіцієнт відновлення проникності порід-колекторів становив в межах 85–90%.

#### Висновки

1. Проаналізовано гірничо-геологічні умови спорудження свердловин на Старо-Самбірському родовищі та стан первинного розкриття продуктивних пластів, удосконалена рецептура подвійноінгібованої малоглинистої промивальної рідини, застосування якої забезпечує підвищення якості первинного розкриття.

2. Розроблена і реалізована технологія застосування малоглинистої емульсійної промивальної рідини під час первинного розкриття продуктивних пластів в свердловині 83 Старо-Самбірська з авторським супроводом за дотриманням проектних значень параметрів промивальної рідини.

3. Результати виконаних робіт підтвердили технологічність використання малоглинистої промивальної рідини та високу якість первинного розкриття продуктивних пластів в свердловині 83 Старо-Самбірська.

*Приведены факторы, отрицательно влияющие на качество вскрытия продуктивных пластов в сложных горно-геологических условиях. Приведены геолого-физические характеристики пород-коллекторов Старо-Самборского месторождения, сведения о возможных осложнениях при сооружении скважин, типы и параметры промывочных жидкостей. Приведено компонентный состав малоглинистой эмульсионной промывочной жидкости (МЭПР), рекомендованной для первичного вскрытия продуктивных пластов при сооружении скважины 83 Старо-Самборская и обоснованы преимущества ее использования. Описана технология перевода полимеркальциевой промывочной жидкости в МЭПР непосредственно в скважине и регулирование ее параметров в процессе вскрытия продуктивных пластов, показана технологичность использования МЭПР и подтверждено высокое качество вскрытия продуктивных горизонтов.*

**Ключевые слова:** продуктивный пласт, коллекторские свойства, промывочная жидкость, скважина.

*In the article it has been described reasons, which have negative affect on the quality of primary uncovering of producing horizons in complicated geological conditions. It has described geological and geophysical characteristic of reservoir formation of Starsambir oilfield, expected complications during well drilling process, types and parameters*

*of drilling mud. The article author's proposes composition of clayless emulsion drilling mud (CEDM) which is recommended for primary uncovering of producing horizons during drilling of a well No.83 Staro-Sambirska. It has been described mud advantages and application. In the article there is a description of technology of drilling mud conversion from polymer-potassic to clayless emulsion directly in the well and regulation of their parameters during primary uncovering of producing horizons. The authors describes technology of CEDM using and confirms the highest quality of primary uncovering of producing horizons.*

**Key words:** producing horizon, collecting properties, drilling mud, well.

### Література

1. Андрусак А. М., Коцкулич Є. Я. Удосконалення рецептур інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів // Матеріали Міжнародн. наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика". – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С.19–22.
2. Досвід застосування інгібованих промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів на родовищах Прикарпаття / А. М. Андрусак, Б. А. Тершак, Я. С. Коцкулич, Є. Я. Коцкулич // Міжнародної науково-технічна конференція "Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі". – Івано-Франківськ, 3–6 жовтня 2012р. – С. 48–50.
3. Коцкулич Є. Я. Особливості первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология изготовления и применения. Сб. научн. тр., вып.17. – К. : , 2014. – С. 41–46.
4. Закон України «Про природно-заповідний фонд України» від 16.06.1992, №2456 – XII (поточна редакція від 26.04.2014).
5. Закон України «Про правовий режим зон санітарної охорони водних об'єктів» Постанова Кабінету Міністрів від 18.12.1998 №2024 (поточна редакція від 19.10.2012).

Надійшла 28.05.15

УДК 622.233

А. А. Кожевников<sup>1</sup>, А. К. Судаков<sup>1</sup>, Б. Т. Ратов<sup>2</sup>, доктора технических наук;  
А. Ф. Камышацкий канд. техн. наук<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Национальный горный университет, г. Днепрпетровск, Украина

<sup>2</sup>Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева, г. Алматы,

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКВАЖНОСТИ И ПОРИСТОСТИ РЫХЛОЙ ГРАВИЙНОЙ ОБСЫПКИ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА. ЧАСТЬ 1

*Представлена методика расчета скважности и пористости гравийных фильтров.*

**Ключевые слова:** водоснабжение, буровая скважина, гравийный фильтр, водоприемная часть скважины.

Гравий (небольшие гладкие фрагменты твердых пород) является достаточно эффективным природным фильтром, способным задержать даже самые мелкие частицы и имеющим хорошие способности к самоочистке – в данном случае это вывод отфильтрованных частиц из потока воды, проходящего через слой гравия. Поэтому, мелкий гравий (1–2,5 мм) используют в качестве дополнительного фильтрующего слоя в зоне водозабора скважины.

Эффективность гравийного фильтра напрямую зависит от характеристик самого гравия, а также от толщины гравийного слоя.

Многие авторы занимались вопросами улучшения работы гравийных фильтров.

Гравийная засыпка существенно улучшает водозахватную способность скважин. По данным С. К. Абрамова (1962), расход оставался неизменным при увеличении скважности дрены, помещенной в гравийный слой. На контакте фильтра с породой гидравлическое сопротивление было весьма существенным.

По данным Н. Т. Эфендиева, закладка дренажных труб различной скважности в гравийную обсыпку устраняет гидравлическую разницу между трубами с водоприемными отверстиями и