

УДК 622.244

Є. Я. Коцкулич

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

## **ОСОБЛИВОСТІ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НА РОДОВИЩАХ БОРИСЛАВСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ**

*За результатами аналізу промислових даних сформульовано вимоги до первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району.*

*Показано доцільність використання органічних інгібіторів (поліетиленгліколів) разом з неорганічними (KCl, NaCl), з метою створення передумов досягнення інгібування та стабілізації структурних характеристик промивальних рідин.*

*Розроблено рецептури промивальних рідин з використанням екологічно безпечних органічних продуктів замість нафтових.*

***Ключові слова:** продуктивний пласт, родовище, інгібітор, свердловина, промивальна рідина.*

Підвищення якості робіт з первинного розкриття продуктивних пластів – одна з найважливіших проблем нафтогазовидобувної промисловості.

Основою успішного первинного розкриття вважається збереження природної проникності порід-колекторів та цілісності стінок свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Це досяжно в разі використання технологій, що виключають можливість потрапляння до пор порід-колекторів побічних матеріалів, або промивальних рідин, що не спричинять негативної дії на пласт, зокрема його закупорювання та втрати стійкості стінок свердловини [1].

Згідно з «Єдиними технічними правилами ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах» [2] розкриття продуктивних пластів необхідно здійснювати за умови, щоб гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини на 1,5–3,5 МПа (залежно від глибини буріння) перевищував пластовий. У реальних умовах репресія на продуктивний пласт значно перевищує норми через гідравлічні втрати та гідродинамічний тиск при спусканні бурильної колони та з інших негативних причин.

В інтервалах залягання продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району (БНПР) за умов тонкоритмічного чергування пісковиків, алевролітів та аргілітів кондиційна проникність порід-колекторів становить  $(0,1-1,0) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, нижня межа пористості середньо- та різнозернистих пісковиків – 6–7%, алевролітів – 11–12%.

Порівнявши діаметр пор низькопроникних порід-колекторів, який становить 5–20 мкм, та розміри частинок твердої фази промивальних рідин (глини та обважнювача), доходимо висновку, що тільки незначна частина твердої фази потрапляє до порового простору. У цілях збереження фільтраційних характеристик порід-колекторів на родовищах БНПР більше уваги приділяють складу і фізико-хімічним властивостям фільтрату бурового розчину.

Гідратація і як наслідок набухання глинистих порід, що містяться в породах-колекторах на родовищах БНПР, спричинені дифузією, адсорбцією та іонними обмінами, регулюють за допомогою введення домішок, так званих інгібіторів набухання.

Результати досліджень впливу різних видів промивальних рідин [1] на зміну коефіцієнта відновлення проникності наведено в табл. 1. Експерименти проводили за однакових умов фільтрації через гранульований пісковик.

Таблица 1. Влияние вида промывальной жидкости на проницаемость породы

Вид промывальной жидкости	Початкова проницаемость, Д	Відновлена проницаемость, Д	Коефіцієнт відновлення проницаєності
Розчин на нафтовій основі	0,72	0,72	1,00
Піна	0,58	0,55	0,94
Глинистий розчин без хімічного оброблення	0,59	0,42	0,72
Глинистий розчин з додаванням 1% карбоксиметилцелюлози (КМЦ)	0,43	0,26	0,60
Глинистий розчин з додаванням 10% вуглеводного реагента	0,44	0,21	0,48
Вода	0,53	0,31	0,59

За коефіцієнтом відновлення проницаєності найкращим умовам розкриття продуктивних пластів відповідають глинисті розчини без вмісту лугів. У пін коефіцієнт відновлення проницаєності значно вищий ніж розчинів на водній основі, а розчини на вуглеводневій основі забезпечують повне відновлення проницаєності.

Переваги мінералізованих промывальних рідин найбільшою мірою виявляються при розкритті порід із вмістом глини. Проаналізувавши дані досліджень [3] та наведені в табл. 2, доходимо висновку, що мінералізація розчину хлористим кальцієм значно ефективніша, ніж хлористим натрієм.

Таблица 3. Влияние солей на процесс глинизации пор

Порода	Тип води	Коефіцієнт відновлення проницаєності
Глинистий пісковик	Дистильована вода	0,26
	1%-вий розчин NaCl	0,36
	1%-вий розчин CaCl <sub>2</sub>	0,87

Розкриття продуктивних відкладів на родовищах БНПР здійснюють у стратиграфічних розрізах олігоценного та еоценного відділів палеогенової системи, а також розрізах крейдяної та юрської систем. Родовища БНПР характеризуються низьким пластовим тиском, малою проницаєстю та великим вмістом материнських глин. Північно-західне крило Верхньомасловецького родовища розташоване поблизу смт. Східниця та в санітарно-охоронній зоні курорту «Східниця».

У результаті аналізу якості розкриття пластів на родовищах БНПР вирішено такі проблемні питання:

- забезпечення максимального обмеження гідратації і набрякання глинистих мінералів розбурюваних порід;
- запобігання осадженню в порах і тріщинах твердих осадів, що утворюються внаслідок хімічної взаємодії фільтрату промывальної рідини з пластовими флюїдами (залишковою водою в колекторі);
- запобігання водяної і емульсійної блокади, наслідком якої є закупорювання простору між зернами породи і тріщин;
- попередження коагуляції компонентами твердої фази, які мають колоїдну дисперсність;

- забезпечення дотримання вимог екологічної безпеки.

З огляду на значення при проектуванні складів промивальних рідин традиційно уникали застосування хімічних компонентів, здатних утворювати осади при контакті з пластовими флюїдами, у тому числі гідролізованих поліакрилатів, гуматних реагентів. Останнім часом бурові підприємства Прикарпаття, зокрема Бориславська експедиція Прикарпатського УБР, застосовували при розкритті продуктивних пластів полімергуматні та гуматно-калієві реагенти.

Запобігання водяної і емульсійної блокади сприяє обробленню промивальних рідин поверхнево-активними речовинами (ПАР) деемульгуючої дії, що, зокрема, входять до складу нафтоемульсійних глинистих розчинів. Проте за вимогами екологічної безпеки забороняється використовувати нафтоемульсійні рідини.

Загалом колектори менілітових, еоценових і палеоценових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину складні. До складних належать колектори з такими ознаками:

- складним мінералогічним складом породоутворюючих речовин, включаючи великий вміст глинистих мінералів;
- складною структурою порового простору;
- багатофазною насиченістю в межах одного пласта (нафта і газ або нафта і вода – газ і вода).

Найбільшою нафтогазоносністю характеризуються породи менілітової світи олігоцену. Поклади в цих відкладах виявлено майже на всіх родовищах БНПР у I і II ярусах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Основним нафтоносним горизонтом цих відкладів є бориславський пісковик, що залягає в основі менілітової світи, клівські пісковики, надроговиковий горизонт та інші.

Літологічною неоднорідністю характеризуються колектори продуктивних горизонтів найбільшого в районі Бориславського родовища (табл. 3), що значно ускладнює досягнення якісного розкриття продуктивних пластів.

Проблему забезпечення стійкості глинистих порід і аргілітів при бурінні, а також збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів успішно вирішують шляхом посилення інгібуючих властивостей БПР. Склад і властивості промивальних рідин проектують з урахуванням гірничо-геологічних умов буріння та умов руйнування гірських порід.

У більшості складів БПР як інгібітор використовують хлорид калію (KCl). Механізм дії KCl полягає в заміні іонів натрію і (або) кальцію іонами калію на породі. Слабогідратований іон калію вільно проникає до міжплощинного простору глинистих мінералів і заміщує катіони обмінного комплексу. Фіксування іонів калію призводить до зменшення вільного простору у кристалічній решітці. Створюються умови для посилення зв'язаності глинистих часток, запобігання налипанню шламу на елементах бурильної колони, зменшення ймовірності прихоплення інструмента внаслідок адгезійної взаємодії, збереження колекторських властивостей продуктивної зони.

Проте у присутності KCl не повною мірою досягають обмеження гідратації порід і запобігання їх осипанню при бурінні. Перемотність, тріщинуватість, площинність нашарування порід сприяють проникненню фільтрату промивальної рідини до масиву породи. Вплив на зміну природи гідратних шарів, взаємодію часток глинистих порід та збереження їх міцності визначають експериментально і визначають оптимальну концентрацію солей-інгібіторів для конкретних геологічних умов і конкретної системи БПР.

У результаті порівняльного оцінювання впливу різних за природою солей (KCl, CaCl<sub>2</sub>, NH<sub>4</sub>Cl, NH<sub>4</sub>NO<sub>3</sub>, (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, KNO<sub>3</sub>) на приріст об'єму дисперсодів (глиноporошків, подрібненої гірської породи) із застосуванням приладу і методики К.Ф. Жигача і А.М. Ярова доходимо висновку, що зі збільшенням концентрації солей найчастіше зменшується коефіцієнт набухання і неістотно змінюється об'єм набухання.

Таблица 3. Характеристика літологічної неоднорідності колекторів продуктивних горизонтів Бориславського родовища

Горизонт	Коефіцієнт піщаності, частка одиниці	Коефіцієнт розчленування, кількість прошарків	Комплексний коефіцієнт, $K_p/K_r$ частка одиниці	Ефективна товщина, м	Пористість відкрита, частка одиниці	Проникність, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>
<b>1. Бориславська і Південно-Бориславська глибинні складки</b>						
Ямненський	0,479	7	0,068	31,1	0,12	2
Нижньоеоценовий	0,186	9	0,021	14,4	0,1	8
Верхньоеоценовий	0,306	7	0,044	12	0,12	8
Бориславський пісковик	0,653	4	0,163	17,2	0,13	13
Менілітовий	0,087	10	0,009	16,4	0,1	6,4
поляницький (Бориславська складка)	0,024	10	0,002	13,6	0,12	1
Полянницький (Південно-Бориславська складка)	0,059	5	0,012	14,7	0,12	1
<b>2. Піднасув</b>						
Еоцен-олігоценовий	0,148	20	0,007	40,4	0,1	2,4
Полянницький	0,136	6	0,028	15,2	0,09	1,3
<b>3. Попельська складка</b>						
Ямненський	0,746	6	0,124	38,8	0,09	2
Менілітовий	0,109	6	0,018	12,6	0,09	6
Полянницький	0,034	9	0,004	14,4	0,12	0,5
<b>4. Нижньо-Попельська складка</b>						
Менілітовий	0,098	6	0,016	8,0	0,1	5
<b>5. Насув</b>						
Ямненський, ділянка МЕР	0,528	11	0,048	45,8	0,17	47
Стрийський, ділянка Міріам	0,245	52	0,005	58,8	0,13	2
Стрийський, ділянка Мражниця	0,211	62	0,003	71,7	0,09	2
Попельсько-Стрийський, ділянка Мражниця	0,049	14	0,004	14,4	0,1	2

Не завжди обґрунтовано заперечують доцільність спільного застосування як інгібіторів солей різної природи (наприклад, KCl і NaCl, KCl і CaCl<sub>2</sub>). Як підтверджують результати виконаних досліджень, у присутності іонів натрію та кальцію інгібуюча дія іонів калію не знижується, оскільки їх проникнення до міжпаquetного простору глинистих порід випереджує.

У новітніх тенденціях створення високоінгібованих промивальних рідин поширено одночасне застосування неорганічних і органічних інгібіторів, створення подвійно- та потрійно-інгібованих систем. Адсорбційно-активні органічні сполуки (органічні солі, іономолекулярні ПАР, багатоатомні спирти, етери та ін.) здатні спричиняти часткову або повну гідрофобізацію поверхні гірських порід [4].

Водночас зауважимо, що додавання органічних інгібіторів до рецептури малоглинистої емульсійної промивальної рідини (МЕПР) з підвищеними інгібуючими властивостями не лише сприяло обмеженню гідратації порід та підвищенню стійкості стовбура свердловин, а й позитивно вплинуло на контроль фільтрації, поліпшило реологічні, змащувальні та фільтраційні властивості порід-колекторів. Разом з тим при визначенні динаміки набухання бентонітового порошку безпосередньо в розчинах таких органічних інгібіторів, як асфасол (з досліджуваних органоколоїдних сполук) і поліетиленгліколь ПЕГ-400 (із досліджуваних полігліколів), коефіцієнти набухання виявились непоказовими порівняно з коефіцієнтами набухання неорганічних інгібіторів. Так, у 1%- та 2%-их розчинах асфасолу коефіцієнти набухання становили відповідно 6,55 і 5,94%. Це свідчить про відмінності механізму інгібуючої дії неорганічних і органічних інгібіторів. Разом з тим їх спільне використання створює передумови досягнення інгібування і стабілізації структурних характеристик бурових промивальних рідин. Адсорбція органічних інгібіторів, зокрема ПЕГ-400, зумовлює зменшення абсолютного значення заряду поверхонь породи та часток дисперсної фази, а посилення їх адсорбції – підвищення інгібуючих властивостей промивальної рідини, стабілізацію її структурно-реологічних властивостей [5].

На сучасному етапі розроблення прогресивних технологій акцентують увагу на підвищенні екологічної безпеки промивальних рідин. З цих міркувань пошук альтернатив використанню нафти як вуглеводневої фази промивальних рідин стає щодалі актуальнішим. У межах дослідження випробовували такі продукти рослинного походження, як оливи ріпакову та рицинову, а також побічні продукти виробництва біодизелю (далі – біодизель) [6].

Встановили, що оптимальний вміст цих продуктів у МЕПР становить 5%, що за критерієм досягнення рівного ступеня структурованості рідини приблизно вдвічі менше від витрат нафти.

Малоглинисті емульсійні промивальні рідини (з альтернативними нафті вуглеводневими продуктами) вирізняються великим значенням коефіцієнта коагуляційного структуроутворення ( $\eta/\tau$ ) і його збереженням з температурою.

При розробленні рецептури МЕПР з підвищеними інгібуючими властивостями для визначення компонентного складу враховували ефекти синергізму, сенсibilізації за оптимального співвідношення інгредієнтів системи. До МЕПР входять такі компоненти: глинопорошок, лігносульфонатні реагенти (КССБ, КЛМ-СТ, РВС, Polithin), целюлозні реагенти (КМЦ, ПАЦ, КМК), біополімерні полісахариди (реагенти ксантанового ряду), ПАР (жиринокс, савенол), неорганічні інгібітори (КСІ, СаСІ<sub>2</sub> та ін.), органічні інгібітори (ПЕГ-400, ПЕГ-6000, Basodrill, асфасол, солтекс, сульфований асфальт), вуглеводневі сполуки (ріпакова та рицинова оливи, біодизель) та мастильні домішки (СБР, лабрикол, LC Lube, LC Lube Fine та ін.).

У результаті дослідження виявили, що полігліколі забезпечують фізико-хімічну оптимізацію захисної дії полімерів та поліпшують антифільтраційні властивості промивальних рідин. При цьому їх стабілізуюча дія зберігається також за підвищеної температури.

Зі збільшенням концентрації поліетиленгліколю ПЕГ-400 у системі малоглинистої емульсійної промивальної рідини спостерігалась тенденція до зменшення фільтрації (від 7 до 4 см<sup>3</sup> за 30 хв), статичного напруження зсуву з доволі високим коефіцієнтом відновлення проникності керна.

### **Висновки**

1. На основі аналізу якості первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах БНПР визначено основні проблемні питання з її підвищення, у тому числі з урахуванням екологічної безпеки.

2. Експериментальними дослідженнями обґрунтовано перевагу комплексного використання неорганічних і органічних інгібіторів.

3. Розроблено рецептури МЕРП з використанням замість нафтопродуктів екологічно безпечних органічних продуктів (рицинової та ріпакової оливок, побічних продуктів виробництва біодизеля), які забезпечують стійкість стовбура свердловини та збереження емкісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів і є резервом підвищення ефективності буріння та розкриття продуктивних пластів.

*За результатами аналізу промислових даних сформульовані вимоги до якості первинного вскривання продуктивних пластів на месторождениях Бориславского нефтепромышленного района.*

*Показана целесообразность использования органических ингибиторов (полиэтиленгликолей) вместе с неорганическими (KCl, NaCl), в целях создания условий достижения ингибирования и стабилизации структурных характеристик промысловых жидкостей.*

*Разработаны рецептуры промысловых жидкостей с использованием экологически безопасных органических продуктов вместо нефтяных.*

**Ключевые слова:** продуктивный пласт, месторождение, ингибитор, скважина, промысловая жидкость.

*The requirements to the quality of primary drilling-in at the fields of Boryslav oil area are defined on the base of the industrial data analysis.*

*It is presented the practicability of organic inhibitors (polyethylene glycol) use together with inorganic (KCl, NaCl) as it makes the conditions for inhibition effect and stabilization of the flush fluids structural characteristic.*

*It is developed the flush fluids formula with the environmentally-green organic products instead of oil products.*

**Key words:** productive bed, field, inhibitor, well, flush fluids.

### Література

1. Коцкулич Є.Я., Коцкулич Я.С. Стан якості первинного розкриття продуктивних пластів з аномально низькими пластовими тисками // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2(28). – С. 93–96.
2. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 48 с.
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. Андрусак А.М., Тершак Б.А., Мрозек Є.Р. Системи подвійноінгібованих промивальних рідин // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 5. – С. 16–19.
5. Досвід застосування інгібованих промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів на родовищах Прикарпаття / А.М. Андрусак, Б.А. Тершак, Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Тези доп. Міжнар. наук.-техн. конф. «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі», 3–6 жовт. 2012 р., м. Івано-Франківськ. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 48–50.
6. Андрусак А.М., Коцкулич Є.Я. Удосконалення рецептур інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів // Матер. міжнар. наук.-техн. конф. «Нафтова енергетика», – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С. 519–521.

*Надійшла 14.05.14*