

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПОВЕРХНЕВИХ І РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БЕЗГЛИНИСТОГО БІОПОЛІМЕРНОГО БУРОВОГО РОЗЧИНУ, ОБРОБЛЕНОГО ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНОЮ РЕЧОВИНОЮ М-1

М. С. Полутренко, В. В. Богославець, Ю. Д. Волошин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0432) 727137,  
e-mail: volodjabogoslavets1987@gmail.com

Розглядається важливе питання підвищення якості первинного розкриття продуктивних пластів за рахунок застосування системи бурових розчинів, оброблених поверхнево-активною речовиною М-1. Для якісного розкриття пропонується використовувати безглинистий біополімерний буровий розчин. Проаналізовано основні особливості використання М-1 як добавки до біополімерного бурового розчину, який застосовується на родовищах України. Обґрунтовано рецептуру та проведено дослідження впливу ПАВ М-1 на параметри безглинистого біополімерного розчину для первинного розкриття продуктивних пластів.

Оброблено неіоногенною поверхнево-активною речовиною (ПАВ) М-1 базову рецептуру біополімерної безглинистої промивальної рідини. Із використанням нафти густиною  $838 \text{ кг/м}^3$  Качанівського нафтового родовища проведено вимірювання коефіцієнта міжфазного натягу на межі розділу фаз «фільтрат бурового розчину – нафта» сталагмометричним методом в діапазоні зміни концентрації (мас. %) М-1 від 0 до 5. Показано вплив концентрації М-1 на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз «нафта – фільтрат біополімерного бурового розчину» та знайдено критичну концентрацію міцелоутворення (ККМ) поверхнево-активної речовини у фільтраті, перевищення якої не понижує величину міжфазного натягу, а сприяє міцелоутворенню. Експериментально встановлено, що з підвищенням концентрації М-1 коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз «нафта – фільтрат бурового розчину» різко знижується, що призводить до збільшення інтенсифікації пластового флюїду. Визначено реологічні властивості бурових розчинів за допомогою ротаційної віскозиметрії. Проведено обробку даних ротаційної віскозиметрії та визначено, що найбільш адекватною виявилась модель Гершеля-Балклі. Встановлено поліноміальні залежності впливу температури на реологічні властивості безглинистого біополімерного бурового розчину.

Ключові слова: буровий розчин, поверхнево-активна речовина, коефіцієнт міжфазного натягу, критична концентрація міцелоутворення, реологічні властивості.

Рассматривается важный вопрос повышения качества первичного вскрытия продуктивного пласта за счет применения системы буровых растворов, обработанных поверхностно-активным веществом М-1. Для качественного раскрытия предлагается использовать безглинистый биополимерный буровой раствор. Проанализированы основные особенности использования М-1 в качестве добавки к биополимерному буровому раствору, применяемому на месторождениях Украины. Обоснована рецептура и исследовано влияние ПАВ М-1 на параметры безглинистых биополимерного раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов. Модель биополимерной безглинистой промывочной жидкости обработана неионогенным поверхностно-активным веществом (ПАВ) М-1. С использованием нефти плотностью  $838 \text{ кг/м}^3$  Качановского нефтяного месторождения проведены измерения коэффициента межфазного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат бурового раствора – нефть» сталагмометрическим методом в диапазоне изменения концентраций (мас.%) М-1 от 0 до 5. Показано влияние концентрации М-1 на коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть – фильтрат биополимерного бурового раствора» и найдена критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) поверхностно-активного вещества в фильтрате, превышение которой не снижает величину межфазного натяжения, а способствует мицеллообразованию. Экспериментально установлено, что с увеличением концентрации М-1 коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть – фильтрат бурового раствора» резко снижается, что приводит к увеличению интенсификации пластового флюида. Определены реологические свойства буровых растворов с помощью ротационной вискозиметрии. Установлены полиномиальные зависимости влияния температуры на реологические свойства безглинистого биополимерного бурового раствора.

Ключевые слова: буровой раствор, поверхностно-активное вещество, коэффициент межфазного натяжения, критическая концентрация мицеллообразования, реологические свойства.

An important issue of improving the quality of the initial opening of the reservoir through the use of a system of drilling fluids treated with surfactant М-1. For high-quality disclosure, it is proposed to use clay-free biopolymer drilling mud. The main analyzed features of М-1 use as an additive to biopolymer drilling mud used in Ukrainian

*deposits. The formulation is substantiated and the study of clay-free biopolymer solution for primary opening of productive layers is carried out. Processed non-ionic surface active agent (surfactant) M-1 model biopolymer clayless drilling mud. With the use of oil (density 838 kg /m<sup>3</sup>) Kachanivsky oilfield conducted measuring the interfacial tension coefficient at the interface "mud filtrate – oil" stalagmometric method by changes in the concentration range (% by weight) M-1 from 0 to 5. The influence of M-1 concentration on the interfacial tension coefficient at the interface of "oil – biopolymer drilling fluid filtrate" is shown and the critical concentration of micelle formation (CCM) of surfactant in the filtrate is found, the excess of which does not reduce the interfacial tension. It has been experimentally established that with increasing concentrations of M-1, the interfacial tension factor at the interface between the phases of "oil – filtrate of the drilling fluid" is sharply reduced, which leads to an increase in the formation fluid formation fluid. The rheological properties of drilling fluids with rotational viscometry are determined. Polynomial dependences of temperature influence on rheological properties without clay biopolymer drilling mud have been established.*

Key words: drilling fluid, the surfactant, the interfacial tension coefficient, critical concentration of micelle formation, rheology.

## **Вступ**

Збереження природної проникності продуктивних пластів є найважливішою вимогою до технологій завершення свердловин. Від ефективного її вирішення залежить продуктивність свердловин і ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки родовищ.

Якість первинного розкриття продуктивних горизонтів під час буріння нафтових і газових свердловин визначає успішність подальшої розробки родовищ. Результати багатьох досліджень вказують на доцільність підвищення поверхневої активності фільтратів промивальних рідин.

У разі проникнення фільтрату в нафтоносний пласт зменшуються показники природної проникності привибійної зони. Капілярні тиски сприяють проникненню фільтрату вглиб пласта, а запобігти цьому можна зменшенням міжфазного натягу.

Проникнення у привибійну зону фільтрату бурового розчину на водній основі відтискає нафту від вибою свердловини. Під час зворотнього витиснення водного фільтрату нафтою значна його частина може затримуватися в поровому просторі і чинити опір рухові нафти до свердловини. Додатки поверхнево-активних речовин (ПАР) знижують міжфазний натяг на межі води з нафтою, а також зменшують сили міжмолекулярної взаємодії водного фільтрату з твердою поверхнею у поровому просторі, що полегшує приплив нафти до привибійної зони.

Результати багатьох досліджень [1,2-4] свідчать про доцільність підвищення поверхневої активності фільтратів бурових розчинів для якісного розкриття продуктивних пластів.

Додавання ПАР до бурового розчину змінює фізико-хімічні властивості флюїдів, характер розподілу нафти і води у поровому просторі колектора та впливає на фільтраційні параметри зони проникнення. Вибір ПАР для бурових розчинів при первинному розкритті продуктив-

них пластів потребує досліджень їх впливу на характер витиснення нафти з керну гірської породи, а також на параметри бурового розчину (реологічні властивості, фільтрацію, СНЗ та ін.).

Є.М. Соловійов [9] сформулював наступні найважливіші вимоги до ПАР, які застосовуються для розкриття і обробок привибійної зони пласта. ПАР, що вводять в буровий розчин для розкриття продуктивного пласта і використовують для обробок ПЗП, мають задовольняти таким вимогам:

- покращувати змочуваність породи нафтою в присутності водного фільтрату бурового розчину чи технологічної рідини;
- не утворювати нерозчинного осаду при контакті з пластовими водами;
- перешкоджати диспергуванню і набуханню глинистих частинок у присутності водного фільтрату в пласті;
- у якомога меншій мірі адсорбуватися на поверхні породи, оскільки при активній адсорбції різко збільшується витрата ПАР і вартість обробки;
- перешкоджати утворенню емульсії в пористому середовищі, а в тих випадках, коли утворення емульсії неминуче, сприяти якомога більш тонкому подрібненню глобул дисперсної фази в ній, перешкоджати коалесценції цих глобул;
- перешкоджати утворенню на межі фаз адсорбованих шарів желеподібної структури, оскільки такі шари створюють великий гідравлічний опір фільтрації пластової рідини до свердловини.

Слід відмітити, що питанню якості розкриття продуктивних пластів при бурінні приділяється недостатня увага. В окремих випадках ПАР взагалі у буровому розчині відсутні. Рецептури бурових розчинів вибирають без врахування вимог збереження природних властивостей колекторів.

Таблиця 1 – Параметри безглинистого біополімерного бурового розчину

Параметри розчину	Одиниці виміру	Значення
Густина розчину	кг/м <sup>3</sup>	1160
Умовна в'язкість (по малій воронці 200/100 мл)	с	20
СНЗ(Gel) 1хв. 10хв.	дПа	38
	дПа	43
Ефективна в'язкість (AV)	мПа*с	42,5
Пластична в'язкість (PV)	мПа*с	27
ДНЗ (УР)	дПа	148
Фільтрація	см <sup>3</sup> /30хв	2,5
Загальна мінералізація	%	21,5
Вміст КСІ	%	2,7
рН розчину		8,3

Як відомо [1,6], забруднення колектора є результатом утворення в ньому зони підвищеного водонасичення, проникнення у поровий простір пласта твердих глинистих частинок, які містять буровий розчин, кольматації порових каналів. Тому під час розкриття продуктивних пластів бажано використовувати бурові розчини, які не містять глинистої фази і не впливають на продуктивний пласт негативно: мають низький показник фільтрації у продуктивний пласт, зменшуючи радіус його обводнення, запобігають набуханню і диспергуванню глинистого матеріалу пласта [1, 4].

Для підвищення якості розкриття продуктивних нафтових пластів необхідно розробити і впровадити нові рецептури біополімерних бурових розчинів. Тому проблема розробки, лабораторного дослідження та впровадження нових рецептур біополімерних бурових розчинів є актуальною і важливою для галузі.

#### Обґрунтування рецептури та проведення досліджень

Обґрунтування рецептури обробки бурових розчинів для первинного розкриття продуктивних пластів потребує досліджень впливу ПАР на фізико-хімічні властивості, характер витіснення нафти з гірської породи, а також на технологічні параметри бурового розчину (реологічні властивості, фільтрацію, статичне напруження зсуву та ін.). При цьому враховують, що ПАР: не має вступати в реакцію з пластовими рідинами, наслідком якої є утворення осаду; в системі "нафта – залишкова вода – порода – фільтрат"; має знижувати міжфазний натяг фільтрату на межі розділу з нафтою при порівняно малих концентраціях; має характеризуватися мінімальною адсорбуючою активністю щодо поверхні твердих тіл; за термостійкіс-

тю має відповідати температурним умовам залягання об'єкта; не повинна спінювати промивальну рідину; повинна бути малотоксичною.

З огляду на перелічене вище, нами проведено дослідження реологічних та поверхневих параметрів біополімерної безглинистої промивальної рідини, обробленої поверхнево-активною речовиною М-1.

Поверхнево-активна речовина М-1 відноситься до класу неіоногенних ПАР.

Склад промивальної рідини (за масою від вихідного об'єму води): біополімер – 3,5 %; хлорид калію – 3%; хлорид натрію – 25%; карбонатний блокатор (мікромармур) – 10% (МК-35 – 5%, МК-50 – 5%); органічний блокатор (К-200) – 1,5%; бактерицид – 0,1%.

Параметри промивальної рідини представлено в таблиці 1.

З метою мінімізації міжфазного натягу на границі розділу «нафта (взята з Качанівського родовища густиною 838 кг/м<sup>3</sup>) – фільтрат бурового розчину», обробка базової рецептури виконувалась з допомогою ПАР М-1.

Вимірювання коефіцієнта міжфазного натягу на межі розділу фаз «фільтрат бурового розчину – нафта» здійснювали сталагмометричним методом [5, 6] із використанням, як зазначалось вище, нафти Качанівського нафтового родовища. Концентрації (мас. %) М-1, (ПАР) змінювали від 0 до 5.

На рисунку 1 показано вплив концентрації М-1 на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз «нафта – фільтрат біополімерного бурового розчину», що дозволяє діагностувати критичну концентрацію міцелоутворення (ККМ), перевищення якої не понижує величину міжфазного натягу, а сприяє міцелоутворенню.

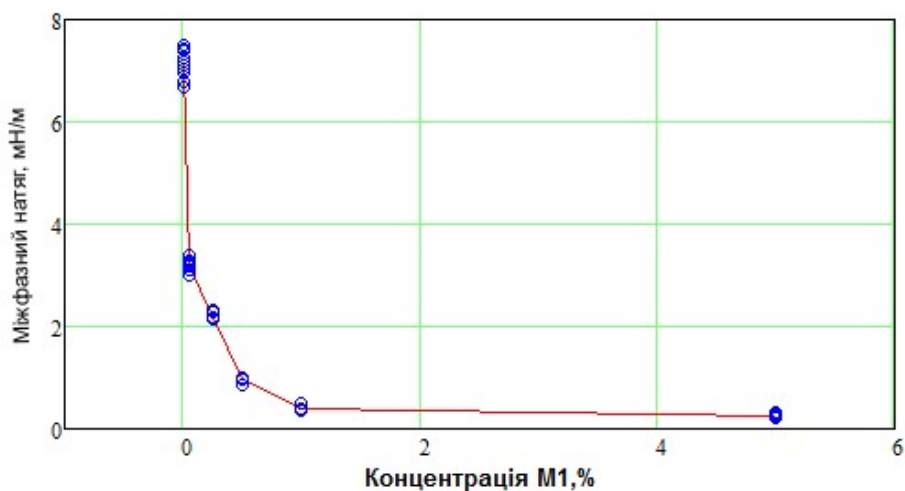


Рисунок 1 – Вплив ПАР (М-1) на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз «нафта – фільтрат бурового розчину»

Таблиця 2 – Значення факторів і кутів закручування

№ з/п	Температура, °С	Кутові швидкості обертання, об/хв							
		3	6	30	60	100	200	300	600
1	20	3,5	7,0	9	17	23	30	41	51
2	30	3,0	6,5	9	16	21	26	37	45
3	40	3,0	6,5	7	14	19	24	34	41
4	50	2,0	4,0	6	13	18	22	30	37
5	60	2,0	4,0	6	12	16	20	28	34
6	70	2,0	4,0	5	11	15	19	26	32
7	80	1,5	3,0	5	11	14	18	25	31
8	90	1,0	3,0	5	10	14	17	24	30

ККМ – це концентрація ПАР, при якій в розчині утворюються велика кількість міцел, що перебувають в термодинамічній рівновазі з молекулами, і різко змінюється ряд властивостей розчину. Механізм міцелоутворення можна пояснити таким чином [5]. З підвищенням концентрації зростає хімічний потенціал ПАР, тобто збільшується енергія системи. При малих концентраціях молекули ПАР виходять у поверхневий шар, зменшуючи тим самим енергію. Коли поверхневий шар стає насиченим, система виводить гідрофобні ланцюги з води в нову фазу – міцелу, виділяючи її від води гідрофільною оболонкою з полярних груп.

За результатами досліджень визначена критична концентрація міцелоутворення для М1 на рівні 1 %, тому при подальших дослідженнях впливу М1 на властивості розчину в рецептурі фіксований вміст М1 становить 1 %. Вимірювання реологічних властивостей (таблиця 2) здійснено на ротаційному віскозиметрі OFI Model 800, а реологічні параметри бурового розчину температур 20-90 °С оцінювались за допомогою програми “Rheometry” [11,12]. Ви-

хідними даними для визначення реологічних властивостей бурових розчинів за допомогою ротаційної віскозиметрії є результати вимірювань напружень зсуву при різних кутових швидкостях обертання гільзи віскозиметра (від 3 до 600 об/хв), які характерні для течії рідини в трубах (табл. 2).

#### Виклад результатів проведених досліджень

Дані ротаційної віскозиметрії обробляля для реологічно стаціонарних моделей: Ньютона, Шведова-Бінгама, Оствальда, Гершеля-Балклі, Шульмана-Кессона.

При пакетній обробці даних для 8 експериментів найбільш адекватною виявилась модель Гершеля-Балклі [11, 12]. В таблиці 3 наведено також значення зміни реологічних властивостей  $\tau_0$ ,  $k$ ,  $n$  бурового розчину. На рисунках 3, 4 представлено залежність динамічного напруження зсуву та показника нелінійності базової рецептури безглинистої промивальної рідини від температури.

Таблиця 3 – Результати визначення реологічних параметрів

Дослід	Параметри реологічної моделі Гершеля-Балклі			Дисперсія адекватності, Па <sup>2</sup>
	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі Гершеля-Балклі			
	$\tau_0$ , Па	$k$ , Па · с <sup>n</sup>	$n$	
1	9.458	1.842	0.593	1.972
2	8.684	1.619	0.595	0.437
3	3.641	2.343	0.532	0.23
4	2.829	2.35	0.516	1.134
5	3.899	1.814	0.54	0.295
6	2.065	1.999	0.52	0.484
7	3.417	1.511	0.555	0.71
8	2.315	1.786	0.523	0.337

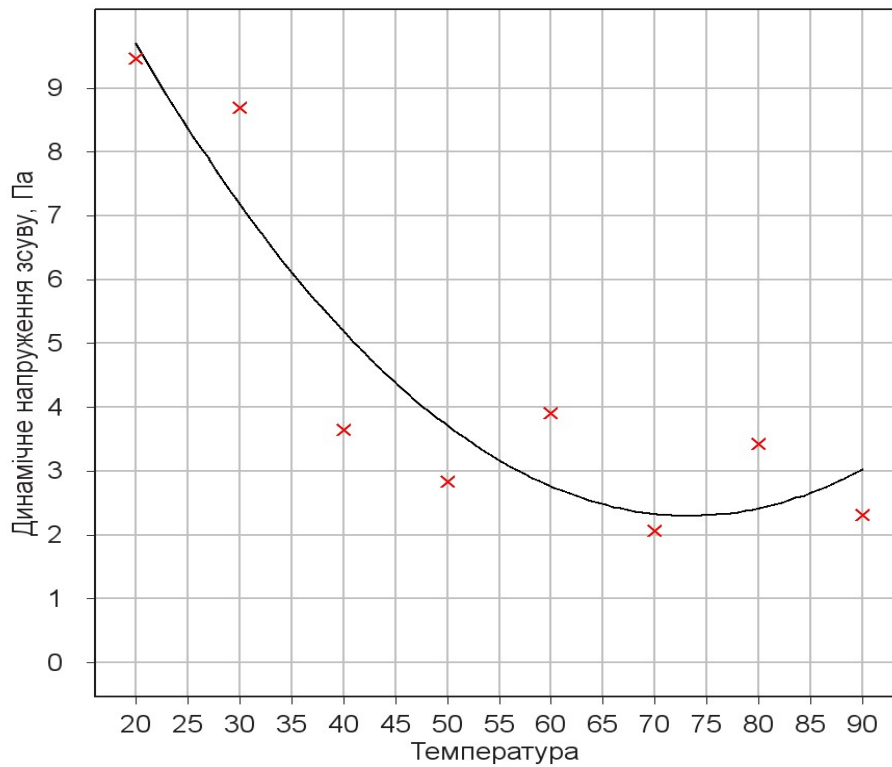


Рисунок 3 – Залежність динамічного напруження зсуву базової рецептури безглинистої промивальної рідини від температури

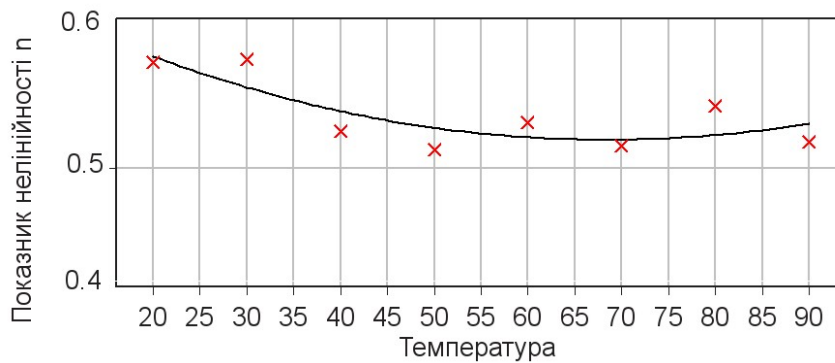


Рисунок 4 – Залежність показника нелінійності базової рецептури безглинистої промивальної рідини від температури

### Висновки

Проведено дослідження впливу неіоногенної ПАР М-1 на властивості безглинистого біополімерного бурового розчину.

Вивчено вплив концентрації М-1 на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз «нафта – фільтрат біополімерного бурового розчину» та знайдено критичну концентрацію міцелоутворення поверхнево-активної речовини у фільтраті, перевищення якої не понижує величину міжфазного натягу, а сприяє міцелоутворенню.

Встановлено, що при застосовуванні неіоногенної ПАР М-1 вагомо знижується коефіцієнт міжфазного натягу, а технологічні параметри змінюються не суттєво. При цьому найбільш адекватною реологічною моделлю є модель Гершеля-Балклі. Тому ПАР М1 можна рекомендувати як компонент біополімерної системи з метою підвищення якості первинного розкриття продуктивних горизонтів.

### Література

1. Мысльюк М.А., Салыжин Ю. М., Богославец В. В. Об ухудшении коллекторских свойств продуктивных пластов. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 1. С. 36–40.

2. Васильченко А. О., Кустурова О. В., Мислюк М. А. До вибору системи бурового розчину. *Нафтова і газова промисловість*. 2008. № 6. С. 10–12.

3. Мислюк М. А., Салижин Ю. М. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 5. С. 25–28.

4. Мысльюк М. А. Салыжин Ю. М., Богославец В. В., Лубан Ю. В. О применении биополимерной системы «Биокар» для вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №3. С.35–39.

5. Боднар Р. Т., Кисіль І. С. Контроль поверхневого натягу відбором з рухомих розчинів поверхнево-активних речовин. *Тези доповідей науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України»* (Івано-Франківськ, 16-18 листопада 2010). Івано-Франківськ, 2010. С. 171–175.

6. Кисіль І.С., Михайлюк В.Д., Біліщук В.Б., Хемій І. Ю. Вимірювання динамічного міжфазного натягу розчинів поверхнево-активних речовин методикою фіксованої обертової краплі. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. № 6. С. 33–36.

7. Мысльюк М. А., Богославец В. В., Лубан Ю. В., Лубан С. В., Ляшенко С.О. Исследование реологических свойств биополимерной системы «Биокар». *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2015. № 8. С. 31–36.

8. Мислюк М. А., Васильченко А. О. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття. *Нафтова і газова промисловість*. 2009. № 1. С. 23–25.

9. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин: учебник для вузов. М., Недра, 1979. 360 с.

10. Гуцуляк Б. М., Мельник О. Д. Фізична і колодна хімія. Поверхневі явища, що супроводжують зменшення поверхневого натягу: конспект лекцій. Івано-Франківськ: Факел, 2001. 90 с.

11. Мислюк М. А., Салижин Ю. М. Ротаційна віскозиметрія: нові підходи до обробки даних. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 6. С. 17–21.

12. Myslyuk M., Salyzhyn I. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry. *Applied Rheology*. 2012. No 22 3. P. 32381–32388.

### References

1. Myislyuk M. A., Salyizhin Yu. M., Bogoslavets V. V. Ob uhdshenii kollektorskih svoystv produktivnyh plastov. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2014. No 1. P. 36–40. [in Russian]

2. Vasylychenko A. O., Kusturova O. V., Myislyuk M. A. Do vyboru systemy burovoho rozchynu. *Naftova i hazova promyslovistst*. 2008. No 6. P. 10–12. [in Ukrainian]

3. Myslyuk M. A., Salyzhyn Yu. M. Systema vyboru optymalnykh retseptur obrobky burovyykh rozchyniv. *Naftova i hazova promyslovist*. 2007. No 5. P. 25–28. [in Ukrainian]

4. Myislyuk M. A. Salyizhin Yu. M., Bogoslavets V. V., Luban Yu. V. O primenenii biopolimernoy sistemyi «Biokar» dlya vskryitiya nizkopronitsaemyih produktivnih plastov. *Stroitelstvo neftyanyyh i gazovih skvazhin na sushe i na more*. 2014. No 3. P. 35–39. [in Russian]

5. Bodnar R. T., Kysil I. S. Kontrol poverkhnevoho natiahu vidborom z rukhomykh rozchyniv poverkhnevo-aktyvnykh rehovyn. *Tezy dopovidei naukovo-tekhnichnoi konferentsii «Pidvyshchennia efektyvnosti burinnia sverdlovyn ta intensyfikatsii naftohazovydobutku na rodovyshchakh Ukrainy»* (Ivano-Frankivsk, 16-18 lystopada 2010). Ivano-Frankivsk, 2010. P. 171–175. [in Ukrainian]

6. Kisil I.S., Mykhailiuk V.D., Bilishchuk V.B., Khemii I. Yu Vymiriuvannia dynamichnoho mizhfaznoho natiahu rozchyniv poverkhnevo-aktyvnykh rehovyn metodykoiu fiksovanoi ober-tovoi krapli. *Naftova i hazova promyslovis-t.* 2010. No 6. P. 33–36. [in Ukrainian]
7. Myislyuk M. A., Bogoslavets V. V., Luban Yu. V., Luban S. V., Lyashenko S.O. Issledovanie reologicheskikh svoystv biopolimernoy sistemyi «Biokar». *Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more.* 2015. No 8 . P. 31–36. [in Russian]
8. Mysliuk M. A., Vasylchenko A. O. Pop-eredzhennia zabrudnennia produktyvnykh plastiv pid chas yikh rozkryttia. *Naftova i hazova promyslovis-t.* 2009. No 1. P. 23–25. [in Ukrainian]
9. Solovev E.M. Zakanchyvanye skvazhyn: uchebnyk dlia vuzov. M.: Nedra, 1979. 360 p. [in Russian]
10. Hutsuliak B. M., Melnyk O. D. Fizychna i kolodna khimiia. Poverkhnevi yavyshecha, shcho suprovodzhuiut zmeshennia poverkhnevoho natiahu: konspekt lektsii. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2001. 90 p. [in Ukrainian]
11. Mysliuk M. A., Salyzhyn Yu. M. Rota-tsiina viskozimetriia: novi pidkhody do obrobky danykh. *Naftova i hazova promyslovis-t.* 2007. No 6. P. 17-21. [in Ukrainian]
12. Myslyuk M., Salyzhyn I. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry. *Applied Rheology.* 2012. No 22 3. P. 32381–32388.