

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ НАФТИ ДО СВЕРДЛОВИНИ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ СИСТЕМ

Р.М. Кондрат, Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua*

Оброблення привибійної зони пласта в нафтових, газових та водозабірних свердловинах розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) проводять для відновлення початкової проникності продуктивних пластів шляхом видалення забруднюючих речовин.

Удосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини є актуальним завданням сьогодення.

Виконано дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальні (нафтовідмивальні) властивості розчинів різних ПАР та мікроемульсійних систем. За результатами досліджень збільшення коефіцієнта нафтовитіснення під впливом магнітного поля спостерігається для складних систем мікроемульсійного типу (мирол, пінол), а на молекулярний розчин (савенол, сульфанол, жиринокс і нафтазол) магнітне поле практично не впливає.

За результатами експериментальних досліджень оброблення привибійних зон свердловин мікроемульсійними розчинами в умовах, максимально наближених до пластових, найбільш ефективними та економічно обґрунтованими для очищення від забруднень в ПЗП є мікроемульсія 0,5% конденсатного розчину жириноксу із об'ємним співвідношенням 0,1:0,9 і 1% водного розчину пінолу. Коефіцієнт відновлення проникності після запомповування одного порового об'єму закольматованої зони моделі пласта становив 0,538, а після запомповування двох об'ємів - 0,803.

Ключові слова: видобуток, коефіцієнт вилучення нафти, інтенсифікація, мікроемульсія, свердловина.

Обработка призабойной зоны пласта в нефтяных, газовых и водозаборных скважинах растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) проводят для восстановления исходной проницаемости продуктивных пластов путем удаления загрязняющих веществ.

Совершенствование технологий применения поверхностно-активных систем с целью интенсификации притока нефти к скважине является актуальной задачей сегодняшнего дня.

Выполнены исследования влияния магнитного поля на нефтеотмывающие (нефтеотмывающие) свойства растворов различных ПАВ и микроэмульсионных систем. По результатам исследований увеличение коэффициента нафтовитиснения под воздействием магнитного поля наблюдается для сложных систем микроэмульсионного типа (мирол, пинол), а на молекулярный раствор (савенол, сульфанол, жиринокс и нафтазол) магнитное поле практически не влияет.

По результатам экспериментальных исследований обработкой призабойных зон скважин микроэмульсионными растворами в условиях, максимально приближенных к пластовым, наиболее эффективными и экономически обоснованными для очистки от загрязнений в ПЗУ является микроэмульсия 0,5% конденсатного раствора жириноксу с объемным соотношением 0,1:0,9 и 1% водного раствора пинола. Коэффициент восстановления проницаемости после закачке одного порового объема закольматованной зоны модели пласта составил 0,538, а после закачке двух объемов - 0,803.

Ключевые слова: добыча, коэффициент извлечения нефти, интенсификация, микроэмульсия, скважина

Bottom hole treatment of oil, gas, and water wells with the help of surfactant solutions (SAS) is conducted to recover initial pay zone permeability by removing pollutions.

Improving of surfactant system application technology in order to intensify oil inflow is an urgent task today.

Study of the magnetic field influence onto the oil recovery properties of solutions of various surfactants and microemulsion systems has been done. According to the study the oil recovery rate increase under the magnetic field influence is observed for complex microemulsion type systems (myrol, pinole), and the molecular solution (savenol, sulfanol, zhyrynoks and naphthosol) is hardly influenced by the magnetic field.

The experimental study results of the bottom hole zones treatment with the help of microemulsion solutions under the conditions close to the reservoir conditions, have shown that the most effective and economically feasible for the bottom hole zone decontamination is the microemulsion of 0.5% condensate zhyrynoks solution with the volumetric ratio of 0.1:0.9 and 1% water solution of pinol. The permeability recovery factor after injection of one pore volume of a reservoir model contaminated area is 0.538 and after injection of two volumes it is 0.803.

Keywords: mining, oil recovery factor, intensification, microemulsion, well

Привибійна зона свердловин забруднюється в процесі буріння, освоєння та експлуатації. Погіршення стану привибійної зони свердловин під час буріння та освоєння зумовлено твердою фазою і фільтратом промивальної рідини, у видобувних свердловинах – випаданням солей з пластової води парафіну і асфальтеносмолопарафінових речовин (АСПР) з нафти, у нагніта-

льних свердловинах – механічними домішками, продуктами корозії і т. п.

Оброблення привибійної зони пласта в нафтових, газових та водозабірних свердловинах розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) проводять для відновлення початкової проникності продуктивних пластів шляхом видалення забруднюючих речовин.

Таблиця 1 – Результати дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальну здатність водних розчинів ПАР

Тип ПАР		Коефіцієнт витіснення, %			
		водою	приріст розчином ПАР	кінцевий	від залишкової нафти
5% савенол	-	43,5	31,3	74,8	55,4
	омагнічений	50,6	28,9	79,5	55,6
5% сульфенол	-	49,0	14,7	63,7	28,8
	омагнічений	52,3	13,8	66,1	29,0
5% мирол -1	-	59,0	16,7	75,7	40,7
	омагнічений	64,2	16,4	80,6	45,8
	омагнічений (через 1 добу)	62,9	14,8	77,7	42,5
	омагнічений (через 2 доби)	54,0	17,8	71,8	41,2
5% пінол	-	57,9	12,5	70,4	29,8
	омагнічений	51,3	20,2	71,5	41,5
	омагнічений (через 1 добу)	59,6	14,9	74,5	36,8
	омагнічений (через 2 доби)	56,4	13,7	70,1	31,8
5% жиринокс	-	60,7	18,4	79,1	46,8
	омагнічений	61,5	19,3	80,8	47,1
5% нафтазол (співвідношення компонентів 0,5:0,5)	-	57,5	25,8	83,3	62,9
	омагнічений	61,1	19,5	80,6	62,7

Удосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини є актуальним завданням сьогодення.

Проводились дослідження впливу магнітного поля на функціональні властивості різних типів ПАР та мікроемulsionьних систем. Вплив магнітного поля вивчали за такими важливими показниками, як поверхнева активність (міжфазний натяг) водних розчинів ПАР на межі з вуглеводнем (гасом) та нафтовитіснювальна здатність шляхом порівняння їх величин для розчинів до і після оброблення магнітним полем. Міжфазний натяг водних розчинів ПАР на границі з очищеним гасом вивчали методом обертової краплі на приладі ВМН-1 виробництва ІФНТУНГ [1]. Дослідження нафтовитіснювальної (нафтовідмивальної) здатності розчинів ПАР до і після оброблення магнітним полем виконувалися за експрес-методикою [2].

За результатами досліджень встановлено, що вплив магнітного поля на розчини ПАР призводить до зниження міжфазного натягу (збільшення поверхневої активності). Крім того, встановлено, що з часом поверхнева активність омагнічених розчинів ПАР знижується, і впродовж 2-3 діб приймає попереднє значення.

Дослідження нафтовитіснювальної здатності здійснювалися для умов Долинського нафтового родовища (пластова вода, нафта і пластова температура становили 70 °С). Результати досліджень наведено в табл. 1.

З табл. 1 видно, що магнітне оброблення розчинів савенолу, жириноксу, нафтазолу та

сульфанолу не впливає на їх нафтовитіснювальну здатність, в той же час оброблення розчинів пінолу і миролу покращує її. Так, 5 % розчин миролу до омагнічення витісняє 40,7 % залишкової нафти, а після омагнічення - 45,8 %; 5 % розчин пінолу витісняє до омагнічення 29,8 % залишкової нафти, а після омагнічення - 41,5 %. В результаті досліджень встановлено, що вплив магнітного поля відбувається тільки на мирол і пінол, які є складними системами мікроемulsionьного типу (в нафтовій справі відомі як міцеллярні розчини). Для магнітного поля на савенол, сульфенол, жиринокс і нафтазол не призводить до збільшення нафтовитіснювальної здатності їх розчинів. Це явище пояснюється тим, що ці розчини є молекулярними.

Мирол і пінол є мікроемulsionьні розчини, отримані хімічним способом і тут є обмеження щодо виготовлення необхідної кількості потрібного продукту. Тому для отримання потрібної кількості мікроемulsionьних розчинів будемо використовувати механічний метод, а саме гідродинамічний випромінювач звукових коливань. Для отримання мікроемulsionьного розчину використовуємо газоконденсат.

Шляхом пропомповування через магнітне поле напруженістю $(8-100) \cdot 10^4$ А/м розчину ПАР досліджувався вплив його на функціональні властивості як поверхнево-активних речовин, так і приготівлених на їх основі мікроемulsionьних систем. Для отримання мікроемulsionьних систем водний розчин ПАР і рідкий вуглеводень (наприклад, газоконденсат) одночасно подавали із швидкістю 1,0-1,2 м/с на спеціаль-

но виготовлений гідродинамічний випромінювач звукових коливань, в якому при частоті 650-720 Гц формувалися міцели розміром 3-9 мкм.

Мікроемульсії, створені на основі 1 % пінолу з вмістом конденсату 2-6 % об., витісняли до 50 % залишкової нафти, але через 1 добу ця мікроемульсія розшаровувалася. При цьому нафтовитіснювальна здатність знизилася до 29,3 %. Нафтовитіснювальна здатність 1,0 % розчину пінолу становила лише 25% від залишкової нафти.

Мікроемульсія, яка містила в собі всього 0,45 % жириноксу за нафтовитіснювальною здатністю не поступається 5 % розчину миролу, і при вмісті ПАР на порядок менший, буде економічно виправданою. Крім того встановлено, що вплив магнітного поля на мікроемульсію підвищує її нафтовитіснювальну здатність. Такі мікроемульсії є більш стабільними (не розшаровуються), що теж сприяє покращенню її нафтовитіснювальної здатності в цілому.

З метою вивчення особливості діяння розчинів ПАР на закономірності очищення від забруднення привибійної зони здійснено серію експериментальних досліджень. Дослідження виконувались на моделі пласта, яка складалася з окремих кернів загальною довжиною близько 15 см. У всіх експериментах на виході з моделі пласта розміщувався керн довжиною 5 см. Модель підготовлялася до дослідів за стандартного методикою у відповідності до ОСТ-39-19 5-86 [3] при кімнатній температурі. Витрата витіснювального агента становила 1 см³ за 10-15 хв, так щоб тиск на манометрі був значно більший від ціни поділки манометра. При найбільшій проникності моделі тиск становив не менше 0,5 МПа.

Дослідження здійснювались в наступній послідовності.

1. В "прямому" напрямку вимірювалася проникність моделі для нафти.

2. Зі сторони виходу з моделі пласта виймався п'ятисантиметровий керн, і окремо через нього пропомповувалася стійка водонафтова емульсія, що містила в собі до 30 % води, до зниження проникності в 10 разів.

3. Закольматований таким чином керн розміщувався на попереднє місце (таким чином моделюється забруднення привибійної зони свердловини).

4. Запомповувалася нафта через модель пласта до стабілізації фільтрації (стабілізації показів манометра за постійної витрати нафти. Незмінність показів манометра вважалася досягнутою при 5-6 відліках, які брали через 1 см³).

5. Вимірювалася проникність моделі пласта.

6. Зі зворотної сторони (з виходу) моделі запомповувався розчин ПАР в кількості одного або двох порових об'ємів закольматованого вірця (об'єм запомповуваних ПАР має бути не більше двох порових об'ємів, тому що продукти реакції не повинні виходити з порового простору. Для запомповування більших об'ємів потрібно було би збільшити розміри моделі).

При запомповуванні реагента на виході з моделі, то установка на вході відпомповувала нафту назад.

7. Витримувався реагент в поровому просторі 16 годин для реагування.

8. В прямому напрямку запомповувалася нафта до стабільної фільтрації і вимірялася проникність для нафти.

Була здійснена серія експериментів з дослідження зміни проникності пласта до та після кольматації водонафтовими емульсіями. Із реагентів використовували 0,5% і 5% водні розчини жириноксу, газоконденсат, 5% газоконденсатний розчин жириноксу, 5% міцелярний розчин, мікроемульсійного розчину до складу якого входять 0,5% жириноксу на газоконденсаті і 1% водний розчин пінолу. Результати експериментів наведено в табл. 2.

Водний розчин жириноксу із масовою концентрацією 0,5% засвідчив практично від'ємний результат. При запомповуванні одного об'єму розчину від об'єму закольматованої зони коефіцієнт відновлення проникності становив 0,034 (коефіцієнт відновлення проникності – це відношення зміни проникності після відмивання до проникності закольматованого зразка, а при запомповуванні двох об'ємів 0,5% водного розчину жириноксу результат також був від'ємним).

При запомповуванні одного об'єму 5% водного розчину жириноксу від об'єму закольматованої зони коефіцієнт відновлення проникності становив 0,147, при відмиванні газоконденсатом - 0,281, а при відмиванні 5% газоконденсатним розчином жириноксу - 0,858, при відмиванні 5% міцелярним розчином при одному об'ємі запомповування 0,622, а при двох об'ємах - 0,938.

Проводились дослідження із запомповування мікроемульсії (0,5% жириноксу на газоконденсаті і 1% водного розчину пінолу) в кількості одного об'єму від об'єму закольматованої зони моделі пласта. Коефіцієнт відновлення проникності становив 0,538, а при двох об'ємах запомповування - 0,803.

З наведеного вище видно, що найбільш ефективними для руйнування забруднень в ПЗП будуть 5,0 % вуглеводневі розчини жириноксу і 5,0 % міцелярні розчини. Проте такі оброблення будуть дуже дорогими, особливо перші. Застосування мікроемульсії дозволяє значно здешевити оброблення ПЗП за рахунок зменшення витрат на придбання ПАР, а збільшення об'єму запомпованої мікроемульсії у 2-3 рази (це досягається за рахунок використання менших концентрацій ПАР) дає змогу значно підвищити ефективність оброблень ПЗП загалом.

Наочно це відображено на рис. 1 і 2, на яких зображені результати експериментів з використанням мікроемульсії для відновлення проникності ПЗП після кольматації.

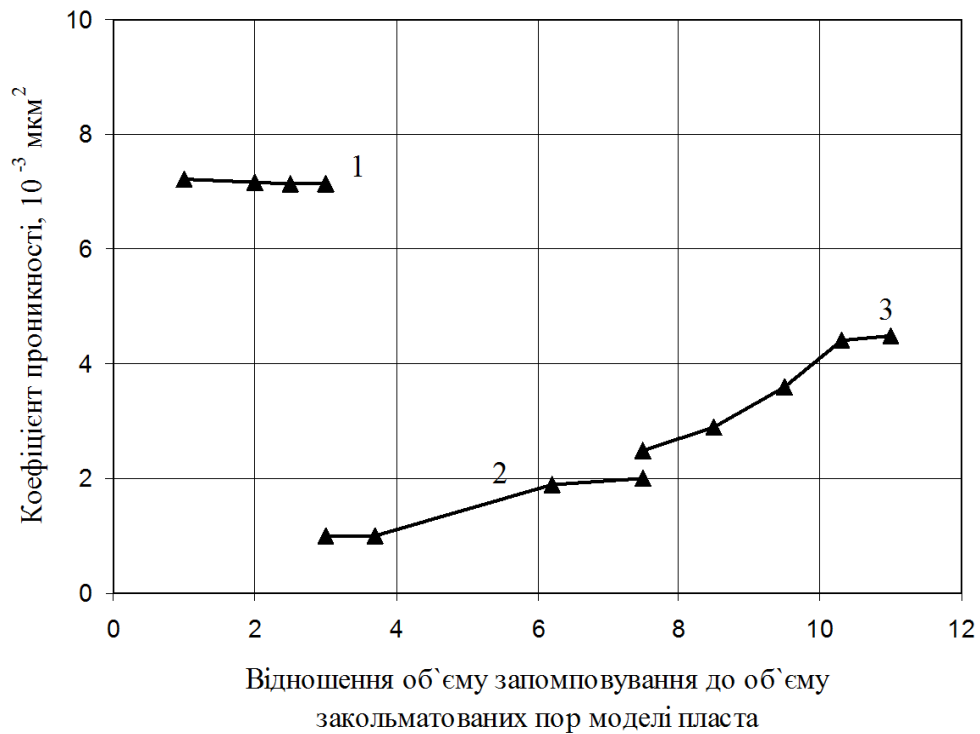
Таблиця 2 – Результати лабораторних досліджень відновлення після кольматації вуглеводними емульсіями проникності частини моделі пласта, що моделює забруднену зону свердловини

№ моделі	Розміри зразка, см		Об'єм зразка, см ³	Пористість, %	Об'єм пор, см ³	Залишкова водонасиченість, %	Об'єм нафтонасичених пор, см ³	Проникність моделі пласта для нафти, 10 ⁻³ мкм ²		Відмивання за кольматованої зони	Проникність моделі пласта для нафти, 10 ⁻³ мкм ²	Коефіцієнт відновлення проникності	
	Довжина	Діаметр						до кольматації	після кольматації				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	9,8	2,78	55,09	18,0	9,92	27,0	7,24	8,0	2,1	Водний розчин жириноксу (0,5)	1,0	2,2	0,034
	5,0*	2,8	30,08	17,5	2,38	29	3,82						
2	10,1	2,75	59,96	20,1	12,05	31	8,31	7,7	2,1	Водний розчин жириноксу (5,0)	2,0	1,8	-0,054
	4,8*	2,71	27,67	19,8	5,45	29,5	3,83						
3	5,7	2,73	33,34	19,1	6,37	32,0	7,79	7,3	2,2	Газоконденсат	1	2,95	0,147
	4,3	2,76	35,71	19,8	5,09								
	Разом		59,05	19,4	11,46								
	5,0*	2,8	30,77	18,7	5,75	27,9	4,14						
4	7,9	2,75	41,9	21,0	9,85	33,0	8,31	7,5	1,7	Газоконденсат	1	5,9	0,281
	2,2	2,77	13,25	19,3	2,56								
	Разом		66,15	20,6	12,41								
	5,1*	2,79	31,16	19,1	5,95	29,7	4,18						
5	9,7	2,73	56,75	17,9	10,16	27,8	7,34	7,9	1,95	Газоконденсатний розчин жириноксу (5,0)	1	6,2	0,858
	5,0*	2,75	29,68	19,1	5,67	31,0	3,91						
6	10,2	2,77	61,44	17,8	10,94	33,0	7,33	7,6	2,04	Міцелярний розчин (5,0)	1	5,5	0,622
	4,9*	2,76	29,3	18,3	5,36	31,2	3,69						
7	10,0	2,75	59,36	17,5	10,39	30,0	7,27	7,75	2,1	Мікроемульсія (0,5 жириноксу і 1,0 пінолу)	1	4,8	0,538
	4,8*	2,8	29,54	18,1	5,35	31,0	3,69						
8	9,8	2,76	57,75	17,4	10,24	27,9	7,22	7,2	2,0	Мікроемульсія (0,5 жириноксу і 1,0 пінолу)	1	4,8	0,538
	5,0*	2,75	29,68	19,1	5,67	31,1	3,93						

Продовження таблиці 2

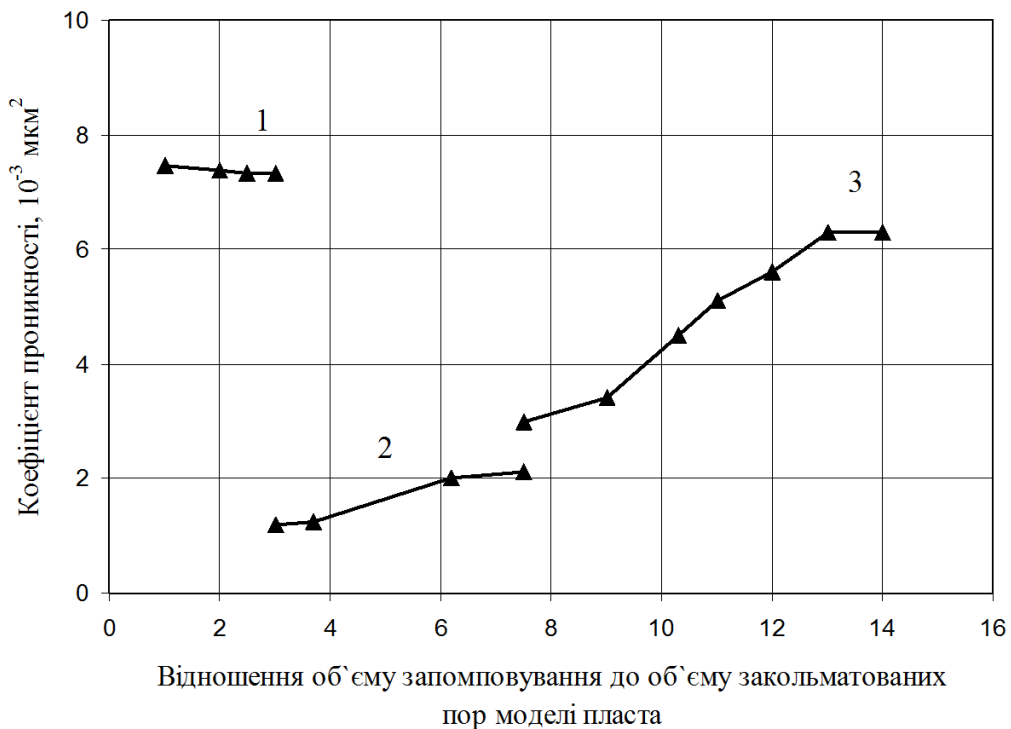
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
9	5,2	2,77	31,32	17,7	5,54	32,0	7,45	7,33	2,11		2	6,3	0,803
	4,9	2,75	29,9	18,1	5,41								
	Разом		61,22	17,9	10,95	29,5	4,08						
	4,9*	2,8	30,02	19,2	5,79								

Примітка: * закольматований керн, який розміщується на виході з моделі.



1 – коефіцієнт проникності до кольматації; 2 – коефіцієнт проникності після кольматації;
3 – коефіцієнт проникності після відмивання

Рисунок 1 – Відновлення проникності моделі пласта при відмиванні закольматованої зони пласта одним об'ємом мікроемulsії від об'єму пор закольматованої зони



1 – коефіцієнт проникності до кольматації; – коефіцієнт проникності після кольматації;
3 – коефіцієнт проникності після відмивання

Рисунок 2 – Відновлення проникності моделі пласта при відмиванні закольматованої зони пласта двома об'ємами мікроемulsії від об'єму пор закольматованої зони

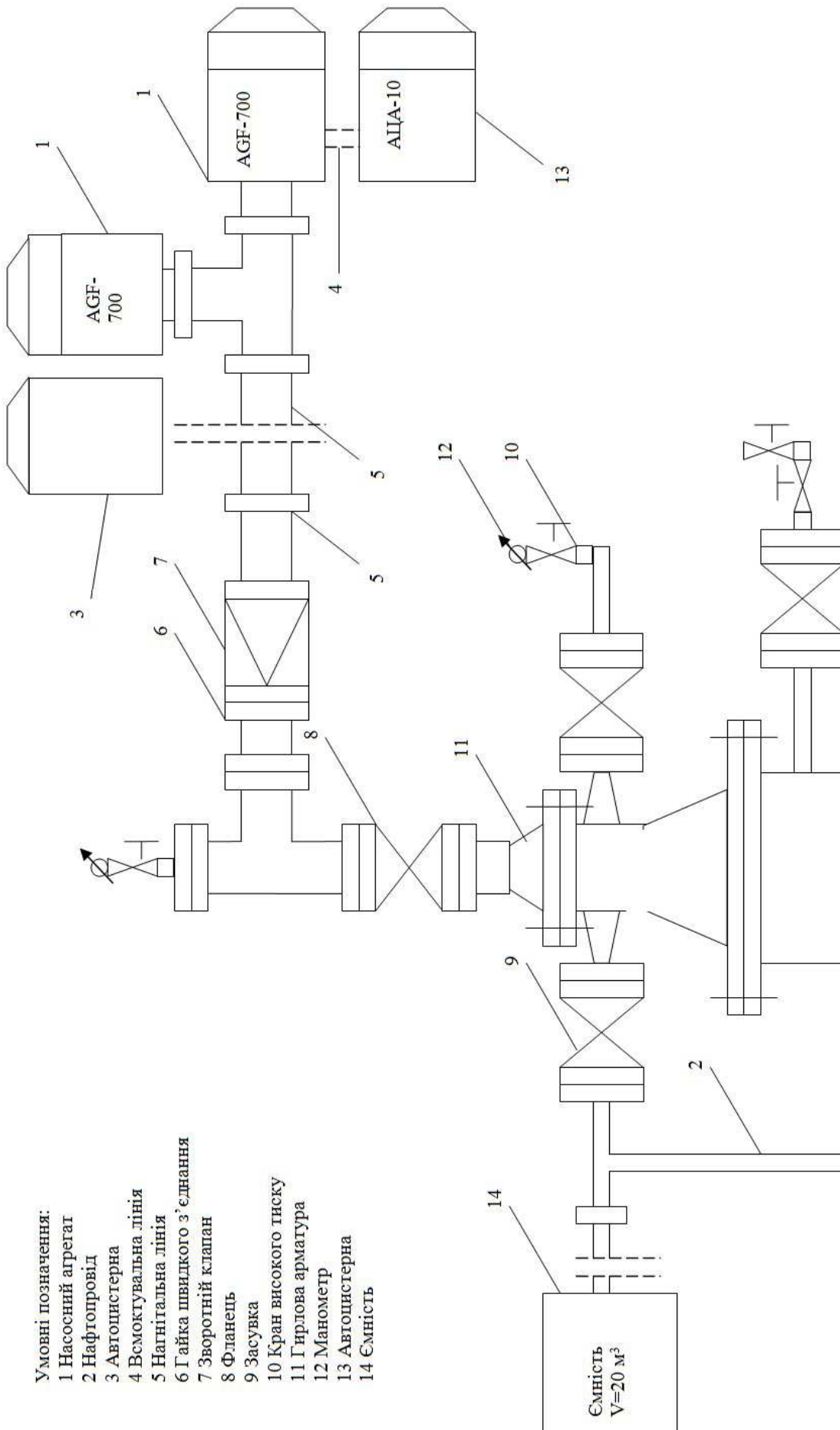


Рисунок 3 – Схема обв'язки гирла свердловини при проведенні оброблення ІЗП мікроємльсіями

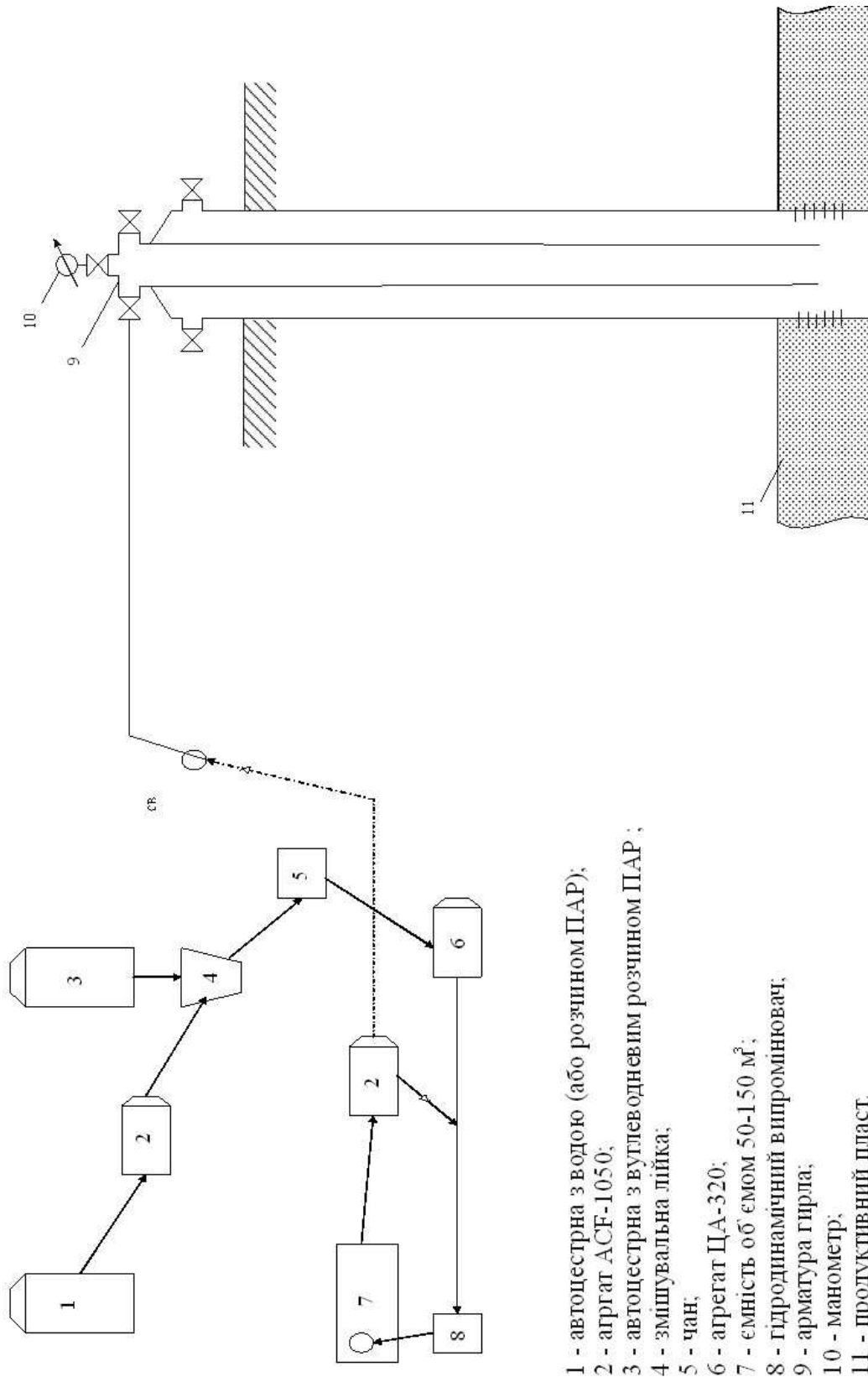


Рисунок 4 – Схема приготування і заповнення мікромульсії у свердловину

Із рис. 1 видно, що проникність моделі пласта до кольмататії становила $(7,2-7) \cdot 10^{-3}$ мкм², після кольмататії порового простору проникність знизилась до $(1-2) \cdot 10^{-3}$ мкм², а після відмивання мікроемulsionю проникність відновилась до $4,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На рис. 2 наведено результати експерименту для запопмування мікроемulsionі в розмірі двох об'ємів розчину від об'єму закольматованих пор пласта. Проникність моделі пласта до кольмататії становила $(7,45-7,33) \cdot 10^{-3}$ мкм², після кольмататії порового простору проникність знизилась до $(1,25-2,11) \cdot 10^{-3}$ мкм², а після відмивання мікроемulsionю проникність відновилась до $6,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таким чином, найбільш ефективними та економічно обґрунтованими для руйнування забруднень в ПЗП будуть мікроемulsionі з 0,5% конденсатного розчину жириноксу і 1% водного розчину пінолу. Коефіцієнт відновлення проникності при запопмуванні одного порового об'єму закольматованої зони моделі пласта становить 0,538, а при запопмуванні двох об'ємів - 0,803.

Для реалізації технології розроблено комплект робочих креслень та виготовлено дослідно-промисловий взірець пристрою для приготування мікроемulsionі – гідродинамічний випромінювач.

Приготування мікроемulsionі здійснюється як на спеціалізованій базі приготування розчинів, так і безпосередньо на свердловині. Типова технологічна схема об'язки і розташування техніки під час оброблення привибійної зони пласта зображена на рисунках 3, 4.

Приготування мікроемulsionі безпосередньо на свердловині здійснюється за наступною схемою:

- спочатку у вуглеводневій рідині (конденсат, гас, дизпаливо, легка нафта тощо) об'ємом, який необхідний для отримання робочого розчину мікроемulsionі з його від 7,0 % до 10,0 % об'ємом розчиняється жиринокс у загальній кількості 5 % від об'єму вуглеводню;

- приготовлений таким чином ~ 5,0 % вуглеводневий розчин ПАР з автоцистерни 3 подається в змішувальну лійку 4 з витратою ~ 30,0 дм³/хв;

- паралельно агрегатом АСФ-1050 подається на змішувальну лійку 4 з витратою ~300,0 дм³/хв прісна вода (або від 1,0 % до 1,5 % розчин неіоногенного ПАР);

- із змішувальної лійки суміш поступає в чанок 5, звідти агрегатом ЦА-320 з витратою ~ 330,0 дм³/хв вона подається на гідродинамічний випромінювач 8 при тиску більше 0,05 МПа з наступним запопмуванням її в ємність 7. Для досягнення однорідності мікроемulsionі агрегатом ЦА-320 пропомпується утворена мікроемulsionія «сама на себе» в ємність 7;

- після приготування міцелярної мікроемulsionі відбирається проба для лабораторних випробувань з ємності 7. Встановлено, що ця мікроемulsionія впродовж 1-2 діб була стабільною;

- на наступну добу після приготування мікроемulsionія випробується в лабораторних умовах на нафтовитіснювальну здатність, результати яких наведено в табл. 3. Дослідження здійснювались за експрес-методом;

- з ємності 7 мікроемulsionія запопмується в продуктивний пласт і свердловина закривається від 24 до 36 годин для взаємодії, після чого свердловина запускається в роботу.

Як приклад приготування міцелярної мікроемulsionі наводимо її склад під час здійснення оброблення ПЗП у свердловині 222 Долинського нафтового родовища. Для приготування мікроемulsionі: у 2,85 м³ конденсату Танявського родовища розчинено 0,15 м³ жириноксу, і приготовлений таким чином: 5,0 % вуглеводневий розчин ПАР змішувався з 27,0 м³ прісної води, яка пропомпувалась через гідродинамічний випромінювач звукових коливань.

Мікроемulsionія має наступний склад:

- 0,51 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);

- 7,3 % вуглеводневої рідини (конденсату);

- решта – вода.

Оброблення ПЗП таким складом здійснювались у 2002-2004 рр, а з 2005 р до прісної води додавали АПАР (спочатку пінол, а пізніше нафтові сульфонати – мирол, КНС). Ці мікроемulsionі мали наступний склад:

- 0,5-1,5 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);

- 4,5-10 % вуглеводневої рідини (конденсату);

- 0,3-1,5 % водорозчинного АПАР (пінолу, миролу, КНС);

- решта – вода.

До 2006 р об'єм мікроемulsionі під час оброблення ПЗП становив 30-50 м³, а з 2007 р його збільшили у 3 рази (100-150 м³), при незмінній загальній концентрації ПАР. Така мікроемulsionія мала наступний склад:

- 0,2-0,3 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);

- 4,5 % вуглеводневої рідини (конденсату);

- 0,1 % водорозчинного АПАР (миролу, КНС);

- решта – вода.

Об'єм мікроемulsionі збільшили через те, що при незмінній концентрації ПАР досягається глибше оброблення привибійної зони пласта і при цьому не погіршується ефект після оброблення привибійної зони.

Дослідно-промислові випробування запропонованої технології з використанням мікроемulsionі, що одержана на основі конденсату, для інтенсифікації припливу нафти до свердловин на завершальній стадії розробки родовищ здійснено на 54 свердловинах родовищ НГВУ “Долина нафтогаз”.

Ефективність застосування технології з використанням мікроемulsionі, що одержана на основі конденсату, за роками і для різних родовищ наведено в табл. 4 і 5.

З наведеного видно, що середній дебіт свердловин по роках після оброблень збільшується у 2-8 разів і в середньому за час впровадження

Таблиця 3 – Результати визначення нафтовитіснювальних властивостей мікроемульсій, що одержані на основі вуглеводнів у процесі дослідно-промислових випробувань

Склад мікроемульсії (масова частка, %)		Коефіцієнт витіснення нафти, %			
Водна фаза	Вуглеводнева фаза	водою	розчи- ном емуль- сії	кінце- вий	від залиш- кової нафти
вода	Танявський конденсат (5%) +жиринокс (0,5%)	58,8	9,6	66,6	23,1
1,5% розчин нафтового сульфонату	Танявський конденсат (5%) +жиринокс (0,5%)	70,5	10,5	81,0	35,5

Таблиця 4 – Ефективність застосування технології оброблення ПЗП з використанням мікроемульсії, що одержана на основі газоконденсату

Рік впровадження	Кількість оброблень, свердловино- операцій	Середня три- валість ефекту на одне обро- блення, діб	Збільшення дебіту нафти після оброб- лень, разів	Додатковий видобуток нафти на одне оброб- лення	
				нафти, т	газу, ³ тис.м ³
2004	4	100,7	2,35	118,38	24,88
2005	3	177,6	8,15	1970,31	566,75
2006	10	145,3	2,35	358,06	200,39
2007	11	231,8	4,58	965,40	223,68
2008	15	173,3	3,23	640,63	243,60
2009	11	160,8	3,76	313,19*	91,63*
В середньому за 2004-2009 рр.	54	164,9	4,07	630,55	202,32
Примітка.	* Додатковий видобуток нафти буде більший за рахунок видобутку в наступні роки				

Таблиця 5 – Ефективність застосування технології оброблення ПЗП з використанням мікроемульсії, що одержана на основі газоконденсату для різних родовищ

Родовище	Кількість оброблень, свердловино- операцій	Середня три- валість ефекту на одне обро- блення, діб	Збільшення дебіту нафти після оброб- лень, разів	Додатковий видобуток нафти на одне оброб- лення	
				нафти, т	газу, ³ тис.м ³
Долинське	30	241,85	3,182	567,16	170,96
Північно- Долинське	8	555,95	3,68	1516,81	486,93
Спаське	7	486,48	3,426	409,00	176,26
Струтинське	9	117,489	2,410	226,37	74,148

збільшення дебіту нафти становило 4,07 разів, при середній тривалості ефекту 164,9 діб. Додатковий видобуток нафти на одне оброблення становить 300-900 т, а за час впровадження – 630,55 т.

Збільшення дебіту нафти для Долинського, Північно-Долинського, Спаського родовищ приблизно однакове (3,1-3,7 разів) і трохи менше для Струтинського родовища – у 2,4 разів. Додатковий видобуток нафти на одне оброблення становить 400-560 т, а для Струтинського родовища – 226,37 т. Що стосується Північно-Долинського родовища, то для нього середні показники є вищими і становлять 1,5 тис.т. Це

пояснюється тим, що в цілому на цьому родовищі оброблялися свердловини з вищим потенційним дебітом нафти.

Висновки

1. Виконано дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальні (нафтовідмивальні) властивості розчинів різних ПАР та мікроемульсійних систем. За результатами досліджень збільшення коефіцієнта нафтовитіснення під впливом магнітного поля спостерігається для складних систем мікроемульсійного типу (мирол, пінол), а на молекулярний розчин (са-

венол, сульфанол, жиринокс і нафтазол) магнітне поле практично не впливає.

2. Мирол і пінол є мікроемulsionними розчинами, отриманими хімічним способом і тому є обмеження щодо виготовлення необхідної кількості продукту. Тому для створення мікроемulsionних розчинів запропоновано використовувати механічний метод, а саме гідродинамічний випромінювач звукових коливань. За результатами дослідження найбільш стабільною в часі та найкращими нафтовитіснювальними властивостями володіє мікроемulsionна ступного складу: 0,5% конденсатний розчин жириноксу із об'ємним співвідношенням 0,1:0,9. Коефіцієнт додаткового витіснення нафти такою мікроемulsionсією становить 49-52,8% і не змінюється впродовж 7-10 діб.

3. За результатами експериментальних досліджень оброблення привибійних зон свердловин мікроемulsionними розчинами в умовах, максимально наближених до пластових, найбільш ефективними та економічно обгрунтованими для очищення від забруднень в ПЗП є мікроемulsionсія 0,5% конденсатного розчину жириноксу із об'ємним співвідношенням 0,1:0,9 і 1% водного розчину пінолу. Коефіцієнт відновлення проникності після запомпювання одного порового об'єму закольматованої зони моделі пласта становив 0,538, а після запомпювання двох об'ємів - 0,803.

4. Впродовж 2004-2009 рр. випробувано і впроваджено запропоновану технологію інтенсифікації припливу нафти до свердловин з використанням мікроемulsionсії, що одержана на основі газового конденсату і стабілізована магнітним полем. Проведено 54 свердловино-оброблення, що дало можливість додатково видобути 34049,66 т нафти та 10925,46 м³ газу.

Література

1 Кісіль І. С. Методи і прилади контролю якості розчинів поверхнево-активних речовин шляхом вимірювання поверхневого і міжфазного натягів: дис. докт. техн. наук: 05.11.13. – Івано-Франківськ, 1991. – 390 с.

2 Кондрат Р. М. Поверхнево-активні речовини для процесів нафтовилучення / Р.М. Кондрат., Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк, Б.Л. Литвин // Фізика і хімія твердого тіла. – 2008. – № 3, Т.9. – С. 655-658.

3 ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.13*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Дорошенком В.М.**
(Управління геології і розвідки нафти і газу
ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*