

перерваний в стадії розвитку. Встановлена в результаті швидкість міграції нафти складає біля 4-7 см в рік.

Нами також започатковані експерименти з моделювання міграції в нафтонасиченій частині моделі виснаженого обводненого покладу. Тобто після витиснення нафти водою вивчаються закономірності перерозподілу залишкової нафти.

Міграція в реальному виснаженому пласті відбувається як вертикальна, так і лотеральна. Джерела енергії міграції - гравітаційні сили, можливий також напір води в результаті проникнення атмосферних осадів та іншої сторонньої води, сил енергії розчиненого і вільного газу. Вторинна міграція залишкових вуглеводнів відбувається, в основному, по «старих» каналах, по шляху первинної міграції. Однак, коли на шляху зустрічаються канал з меншим фільтраційним опором, наприклад, свердловина чи тріщина, то флюїди рухаються по них.

Таким чином результати експериментальних досліджень показали можливість підвищення нафтовіддачі шляхом поєднання режиму розчиненого газу з підтриманням пластового тиску. При гравітаційному режимі відбувається перерозподіл залишкових вуглеводнів з швидкістю декілька сантиметрів в рік. При цьому у покладі формуються зони з підвищеною нафтонасиченістю, виявлення і підключення яких в розробку дасть можливість підвищити коефіцієнт нафтовіддачі.

УДК 622.276.054

## **ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИБОРУ СКЛАДУ ПІННИХ СИСТЕМ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ВІД ПІЩАНИХ КОРКІВ ВИБОЇВ СВЕРДЛОВИН**

*Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх, А.В. Угриновський*

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 72-71-41,  
e-mail: [public@nung.edu.ua](mailto:public@nung.edu.ua)

У процесі експлуатації свердловин з нестійкими колекторами при перевищенні депресією на пласт критичного значення відбувається руйнування породи у привибійній зоні. Частинки породи виносяться із пласта у свердловину і у привибійній зоні утворюється каверна.

За швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ), яка є нижчою мінімально необхідного значення для винесення твердої фази на поверхню, частинки породи скупчуються на вибої з утворенням піщаного корка. Піщані корки призводять до зниження дебіту свердловини і можуть спричинити прихоплення НКТ.

Ліквідацію піщаних корків у свердловинах здійснюють періодичними промиваннями свердловин методом циркуляції рідини або очищенням: гідробурами та іншими пристроями. Вибір методу ліквідації піщаного корка залежить від ступеня його сипкості.

Вибір промивального агента залежить від стану привибійної зони пласта, а також величини пластового тиску.

Промивальні агенти, які застосовують для промивання свердловин методом циркуляції рідини, поділяють на нестисливі (вода, сольові розчини, легкі фракції нафти, кислоти, рідкі біополімерні суміші) і стисливі (сухий стиснутий газ, аеровані рідини, піни). Нестисливі промивальні агенти використовують, якщо пластовий тиск є близький до гідростатичного тиску. Для ліквідації піщаних корків на виснажених газових родовищах з пластовими тисками набагато нижчими гідростатичного тиску необхідно використовувати промивальні агенти, які не проникають у пласт. Цим умовам найбільш повно відповідає піна.

Піни мають ряд переваг перед газоподібними і аерованими системами, а саме: підвищену стійкість; можливість регулювання густини в широкому діапазоні; кращу виносну здатність за рахунок флотаційного ефекту; низьку фільтраційну здатність; підвищену в'язкість; здатність тимчасово блокувати пористе середовище у присвердловинній зоні пласта.

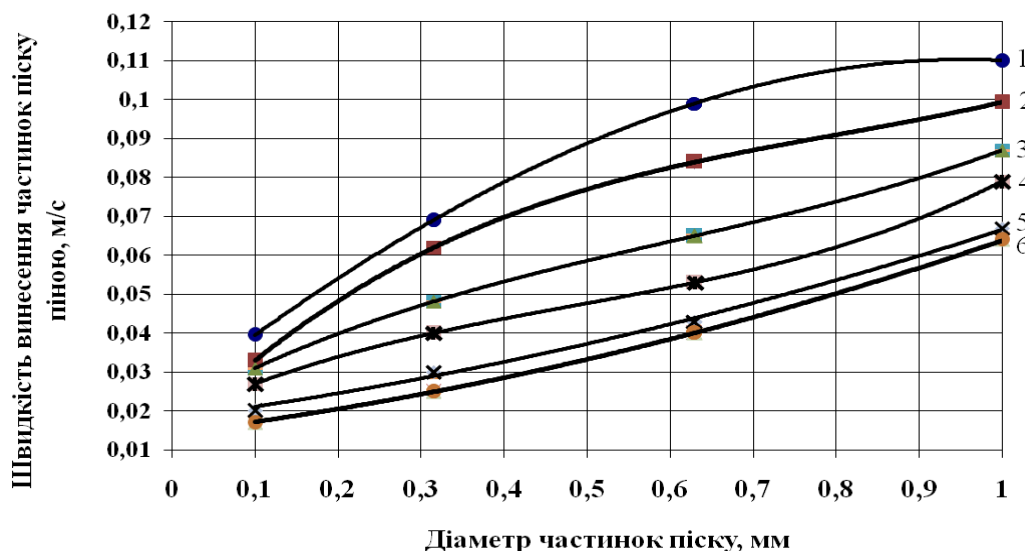
Пінні системи на відміну від нестисливих рідин мають меншу густину і високу несучу

(утримуючу) здатність, яка дозволяє промивати свердловини без негативного впливу на пласт, порівняно з іншими промивальними агентами.

У нафтогазопромисловій практиці використовують такі види пін: двофазну (отримують шляхом аерації води, обробленої ПАР), трифазну (готують шляхом аерації глинистого розчину з додаванням ПАР), пінокислотну (отримують шляхом аерування кислотного розчину з додаванням ПАР). Для ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин використовують двофазні піни.

При винесенні твердої фази з вибою свердловини піною необхідно забезпечити її високу виносну здатність, що досягається уведенням у пінну систему речовин-стабілізаторів піни. З метою вибору концентрації піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни та оцінки умов винесення твердої фази з вибою свердловин піною проведено експериментальні дослідження на лабораторній моделі свердловини, виконаної у вигляді вертикальної скляної колонки. У досліді у колонку засипали підготовлену фракцію піску, після чого подавали у нижню частину колонки водний розчин досліджуваних піноутворюючих ПАР з речовиною стабілізатором піни за допомогою дозувального насоса і газ (повітря), за допомогою компресора, поступово збільшуючи витрату газу. Винесені з колонки частинки піску з піною збирали у мірній ємності, пісок попередньо зважували. Дослід закінчували після повного винесення піску з колонки. У досліді вимірювали витрату води, витрату газу і тиски у верхній і нижній частинах колонки. За результатами дослідів визначали швидкість винесення піску піною як відношення суми витрати газу зведеної до середніх тиску і температури в колонці, витрату води і витрату винесеного піску до площі перерізу колонки.

Досліділи проводили з розчинами савенолу SWP і стінолу у прісній воді з масовими концентраціями 0,5 і 1% і речовиною-стабілізатором піни – природним біополімером ксантановою смолою (ксантановою камеддю) з масовою концентрацією 0,5% з фракціями піску діаметром 0,1–0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 мм. Результати досліджень зображено на рисунку 1.



1 – савенол SWP, 0,5 %; 2 – стінол, 0,5 %; 3 – савенол SWP, 1 %; 4 – савенол SWP, 1 % + ксантанова смола, 0,5%; 5 – стінол, 1 %; 6 – стінол, 1 % + ксантанова смола, 0,5%

Рисунок 1 – Залежність швидкості винесення частинок піску піною від їх діаметру для водних розчинів ПАР і стабілізатора піни з різними масовими концентраціями

Згідно з результатами експериментальних досліджень швидкість винесення частинок піску з вибою модельної свердловини на поверхню потоком піни змінюється в широкому діапазоні залежно від діаметру фракцій піску, типу і концентрації ПАР у водному розчині і вмісту речовини-стабілізатора піни. Так, для винесення фракцій піску діаметром 0,1–1 мм отримано наступні значення швидкості руху потоку піни для різних ПАР: 0,5 % савенолу SWP 0,0395 – 0,11 м/с; 1 % савенолу SWP – 0,031 – 0,087 м/с; 0,5 % стінолу 0,033 – 0,0994 м/с; 1 % стінолу – 0,02 – 0,067 м/с; 0,5 % савенолу SWP + 0,5% ксантанової смоли 0,027 – 0,079 м/с; 1 % стінолу + 0,5 % ксантанової смоли – 0,017 – 0,064 м/с.

Швидкість руху висхідного потоку піни, яка необхідна для винесення твердої фази з вибою свердловини на поверхню зростає із збільшенням діаметра фракцій піску і зменшується із збільшення концентрації ПАР у водному розчині. Додавання у водний розчин ПАР речовини-

стабілізатора піни (ксантанової смоли) приводить до зменшення необхідної швидкості руху потоку піни для винесення твердої фази з вибою свердловини.

При виконанні дослідів з розчинами ПАР масовою концентрацією 1% у прісній воді з додаванням речовин–стабілізатора ксантанової смоли масовою концентрацією 0,5% отримували стійку піну. Таким чином, додавання до водного розчину піноутворюючого ПАР речовини-стабілізатора піни покращує її виносну здатність за рахунок зменшення необхідної швидкості руху висхідного потоку піни для винесення із свердловини твердої фази і одночасно попереджає випадання з піни твердої фази по шляху її руху в затрубному просторі свердловини за рахунок збільшення стійкості піни.

Результати досліджень свідчать, що виносну здатність пінного потоку для очищення свердловини від твердої фази можна регулювати вибором типу і концентрації у водному розчині піноутворюючого ПАР і стабілізатора піни.

Згідно з результатами досліджень найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з розчину 1% мас. сінолу у прісній воді із додаванням 0,5 % мас. ксантанової смоли. Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм швидкість руху потоку піни утвореної з розчину сінолу у прісній воді з додаванням ксантанової смоли, яка необхідна для їх винесення із свердловини, становить відповідно 0,017; 0,025; 0,04; 0,064 м/с. Наведені склади пінної системи рекомендуються для практичного використання.

УДК 622.276.1/7

## **ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ В УКРАЇНІ З НАДГЛИБОКИХ ГОРИЗОНТІВ**

**Б.М. Міщук**

*ІФНТУНГ, 76019, м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)99-41-96,  
e-mail: [public@ifdtung.if.ua](mailto:public@ifdtung.if.ua)*

Стабілізація і подальший розвиток нафтогазової галузі та зниження енергетичної залежності від сусідніх держав – це одне із першочергових і актуальних завдань, яке слід вирішити в нафтогазовому комплексі України [1].

Одним з напрямків вирішення проблеми приросту ресурсів і запасів нафти і газу в Україні є системне та повномасштабне вивчення пошуково-розвідувальними роботами виявлених горизонтів.

Цілком імовірно, що глибокостанурені осадові комплекси найбільших прогинів світу (в Україні – центральна та східна частини Дніпровсько-Донецької западини, Донбас, западина Чорного моря, Передкарпаття – Карпати – Закарпаття) у майбутньому стануть головними джерелами вуглеводнів, а значить дослідження закономірностей нафтогазоносності великих глибин набувають особливого стратегічного значення.

У перспективі Україна може розраховувати в 2030 р. збільшити видобуток газу майже в 2 рази, нафти – в 1,25 рази, в основному, за рахунок освоєння родовищ на акваторіях та у прибортових зонах Дніпрово-Донецької западини, а також освоєння глибокостанурених горизонтів у Західноукраїнському та Східноукраїнському регіонах [1].

Зараз освоєння великих глибин є важливим напрямком нарощування потенційних ресурсів і запасів нафти і газу, оскільки запаси вуглеводнів (УВ) на малих і середніх глибинах значною мірою вичерпані.

У багатьох регіонах світу, де проводиться надглибоке буріння, отримують промислові припливи вуглеводнів, що підтверджують перспективи нафтогазоносності в широкому діапазоні глибин. Поняття про надглибоке буріння є умовним і традиційно пов'язане з глибиною 4573 м. У США свердловини і відповідно горизонти прийнято класифікувати: глибокі – глибше 4573 м; надглибокі – глибше 6097 м; суперглибокі – глибше 7622 м; ультраглибокі – глибше 9146 м (рис. 1.)