



УДК 622.276

CAPILLARY INJECTION OF CHEMICALS FOR INFLOW FLUID STIMULATION INTO THE WELLBORE

КАПІЛЯРНЕ ВВЕДЕННЯ ХІМІЧНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ФЛЮЇДУ У СВЕРДЛОВИНУ

Yakymchko Y.Y. / Якимечко Я.Я.

с.т.с., as.prof. / к.т.н., доц.

ORCID: 0000-0002-4406-0094

Oveckiy S.O. / Овечький С.О.

с.т.с., as.prof. / к.т.н., доц.

ORCID: 0000-0002-3804-8638

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,

Ivano-Frankivsk, Karpatska 15, 76019

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, 76019

Анотація. В роботі розглядаються капілярні системи продуктивних родовищ, які знаходяться на пізній стадії експлуатації та нетрадиційні родовища, що містять щільні і сланцеві породи потребують підвищення проникності колекторів. Для зазначених родовищ підвищення проникності капілярних систем дозволяє збільшити дебіт на 15-20%. Застосування капілярних труб для введення хімічних речовин до привибійної зони пласта (ПЗП) є новим підходом та надійним способом доставлення хімікатів до продуктивних зон. Поширеним методом розміщення поверхнево-активних речовин (ПАР) у свердловинах є використання капілярних труб малого діаметра, розміщених всередині або зовні НКТ. Капілярні системи забезпечують адресне транспортування поверхнево-активних речовин, які збільшують підйом піни та шкідливих домішок зі свердловини. Установка капілярної колони — це система «мікротрубок», які механічно підвішені в свердловині подібно до звичайної нафтопромислової труби. Системи капілярних трубок зазвичай встановлюються за допомогою одного з двох основних методів: звичайні системи, підвішені всередині НКТ і нетрадиційні інсталяції, які прив'язані до міжтрубного простору. Мета дослідження — удосконалити технологію капілярного введення хімічних речовин, зокрема, натрієвого мила для збільшення припливу флюїду у свердловину та розробити засоби та заходи щодо такого впливу. Практична цінність дослідження полягає у визначенні можливих факторів, які б дозволили керувати проникністю капілярних систем різних колекторів нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації. Встановлено, що розроблена у роботі система дослідження властивостей взаємодії пластового флюїду у капілярній системі пласта може допомогти у створенні нових методів інтенсифікації припливу, наприклад, за рахунок послабленню адгезійних сил. Розглянута можливість застосування капілярного впорскування домішки (суміш натрієвих мил) підтвердила свою ефективність.

Ключові слова: капілярні системи; натрієве мило; введення хімічної суміші; інтенсифікація припливу

Вступ.

Для флюїдів нафтових покладів основними поверхнево-активними речовинами є різноманітні мила. Основною вимогою для мила, яке покликане покращити фільтраційні властивості привибійної зони пласта, крім високої



мастильної здатності повинна стати його поверхнева активність стосовно поверхні пори. Таким милом є відходи виробництва концерну «Лукор», основною частиною яких є натрієве мило.

Мила отримують з карбонових кислот або їх гліцеридів (жирів і масел) і гідроксидів і алкоголятів лужних металів (в даному випадку натрію) при температурі 150 – 260 °С. Вони розчиняються у воді у вигляді характерних волокнистих структур. Для забезпечення мінімальної розчинності у нафті натрієві мила повинні мати будову коротких ланцюгів, що дає можливість проявити властивості поверхнево-активних речовин і не знижувати температурні мастильні властивості. Мила проявляють властивості поверхнево-активних речовин до температури 165 – 170°С.

Встановлено, що розроблена у роботі система дослідження властивостей взаємодії пластового флюїду у капілярній системі пласта може допомогти у створенні нових методів інтенсифікації припливу, наприклад за рахунок послаблення адгезійних сил. Розглянута можливість застосування капілярного впорскування домішки (суміш натрієвих мил) за допомогою розробленої системи досліджень підтвердила свою ефективність.

З метою використання нової протиадгезійної домішки у роботі вдосконалено інструмент подачі суміші за допомогою капілярної колтубінгової системи (CCTU).

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій.

Необхідність підвищення рівня вилучення вуглеводнів привертає особливу увагу дослідників до виснажених та нетрадиційних родовищ. Іntenсифікація видобутку з таких родовищ, у зв'язку з часто низькою проникністю, потребує нових підходів, зокрема вивчення можливостей додаткового вилучення вуглеводнів з використанням особливостей капілярних систем. Наприклад, фахівці Укргазвидобування вирішили проблему з вилученням газу із свердловини № 100 Західно-Солохівського родовища, яка знаходиться у Полтавській області. Щодня вона потребувала продувок, що значно зменшувало добовий дебіт та збільшувало виробничо-технологічні втрати. Завдяки



застосуванню технології капілярної системи фахівцям Укргазвидобування вдалося збільшити добовий дебіт газу на 70 тис. куб. метрів, а виробничо-технологічні втрати зменшити до нуля [1]. Для покращення роботи свердловини №100 фахівці «Укргазвидобування» встановили на свердловині систему подачі поверхнево-активних речовин, завдяки чому вдалося збільшити дебіт на 20 тис. куб. метрів на добу. За результатами додаткових досліджень було прийнято рішення застосувати технологію капілярної системи, що в результаті підвищило добовий дебіт ще на 50 тис. куб. метрів. На свердловинах Битків-Бабчинського родовища, що на Івано-Франківщині, завдяки застосуванню капілярних систем добовий дебіт зріс більш ніж на 40%, або на 70 тис. куб. метрів газу. Капілярні системи – це технологія, яку тільки з 2020 року «Укргазвидобування» почало масштабувати та впроваджувати на своїх об'єктах для підвищення видобування газу. В середньому технологія допомагає збільшити добовий дебіт газу на 20%. Завдяки цій технології з початку року вдалося отримати додаткових понад 37 млн. куб. метрів газу [2].

Дослідженням капілярних систем присвятили свої роботи такі зарубіжні вчені Sutera, S. P., &Skalak, R., 1993, Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., &Blasingame, T. A. [3, 4]

Дослідження капілярних систем вуглеводневих покладів є важливою і актуальною задачею, особливо з огляду на велику кількість родовищ, які знаходяться на пізній стадії експлуатації та великих перспектив розробки нетрадиційних родовищ, зокрема щільних і сланцевих порід. Для даних родовищ підвищення проникності капілярних систем дозволяє збільшити дебіт на 15-20% [5].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. При розробленні методів інтенсифікації припливу мало уваги приділяється зміні характеристик адгезійно-капілярної взаємодії флюїду з стінками пор, не враховуються фактори, які дозволили б збільшити проникність капілярних систем колекторів, відсутня методика впливу на капілярні системи для інтенсифікації припливу.



Мета та завдання досліджень. Підвищення продуктивності свердловини за допомогою введення капілярних домішок, удосконалити технологію введення натрієвого мила у приви́бійну зону нафтового пласта та розроблення засобів для реалізації такого впливу.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. Капілярні системи забезпечують точне дозування та транспортування поверхнево-активних речовин, які сприяють утворенню піни та виведенню шкідливих домішок із свердловини. Монтаж капілярної колони передбачає використання «мікротрубок», що механічно підвішуються в стовбурі свердловини подібно до стандартних нафтогазових труб [6].

Встановлення капілярних трубок здійснюється двома основними способами: традиційним методом – всередині експлуатаційної колони, та нетрадиційним – у міжтрубному просторі. У традиційному варіанті капілярні трубки розміщують безпосередньо в експлуатаційних трубах. Для їх монтажу зазвичай застосовується спеціальна установка Capillary Coiled Tubing Unit (CCTU) [7]. Ця система дозволяє подавати трубки в незаглушену свердловину без потреби додаткових витрат на герметизацію. CCTU здатна здійснювати спуск або підйом трубок зі швидкістю до 40 м/хв, тому встановлення стандартної капілярної системи зазвичай займає лише 2–3 години та виконується екіпажем з двох осіб. Така оперативність і ефективність дозволяють суттєво знизити вартість як первинного монтажу, так і подальшого технічного обслуговування.

Головними перевагами використання CCTU є простота експлуатації, широкі можливості застосування та відносно низька собівартість.

Існує три основні методи подачі піноутворювачів і протиадгезійних ПАР у свердловину [8]:

- закидання мильних брикетів у насосно-компресорні труби (НКТ),
- подача речовин у кільцевий простір,
- введення ПАР за допомогою капілярних труб.

Мильні брикети можуть доставлятися в НКТ різними способами. Якщо пакер у свердловині відсутній, допустимим є введення реагентів у міжтрубний



простір. Водночас є свідчення, що брикети іноді не доходять до вибою свердловини. У таких випадках можна використовувати фасовані брикети з додатковим вантажем. Подавання хімічних речовин через капілярні трубки вважається надійним способом доставки реагентів безпосередньо до продуктивних зон.

Отже, одним з найпоширеніших способів подачі ПАР у свердловину є використання капілярних труб малого діаметра, які встановлюються як всередині, так і зовні НКТ.

Загалом, монтаж капілярної системи може обійтися приблизно в п'яту частину вартості традиційної колтюбінгової установки з трубою діаметром 1,5 дюйма. Проте капілярні трубки не використовуються для транспортування продуктивних рідин, оскільки вони є крихкими, не мають жорсткої опори та вимагають обережного поводження — їх не можна піддавати значним механічним навантаженням або тривалим ударам [9].

Типова капілярна система складається з чотирьох основних елементів, які на поверхні підключаються до системи подачі хімікатів, що включає насос і резервуар [9] (рисунок 1).



Рисунок 1 – Загальний вигляд капілярної колтюбінгової установки

Джерело [1]

До основних елементів капілярної системи належать (рисунок 2):

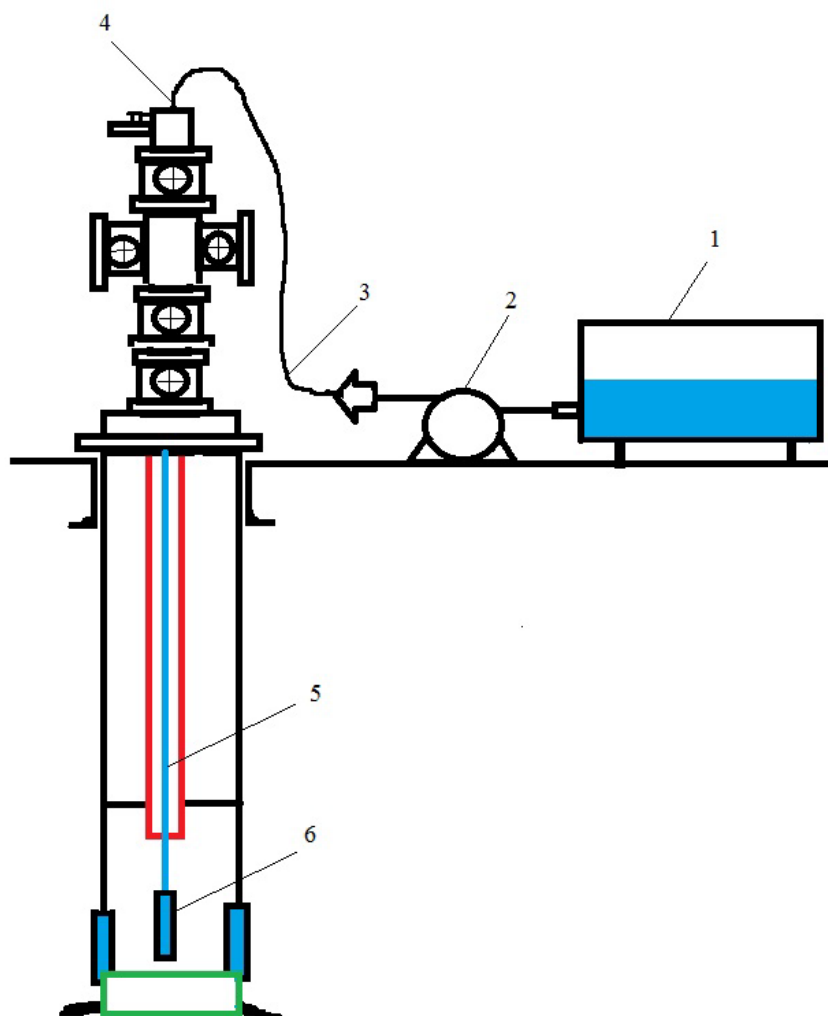


Рисунок 2 – Технологічна схема капілярної колтюбінгової установки

**1 – хімічний резервуар; 2 – насос; 3 – маніфольд; 4 – підвіс капілярної труби;
5 – капілярна ін'єкційна труба; 6 – капілярний клапан**

Джерело [2]

Зворотний хімічний інжекторний клапан (CC1-A) – спеціально налаштований під умови конкретної свердловини. Його конструкція дозволяє здійснювати ін'єкцію хімічних реагентів лише при наявності позитивного перепаду тиску, створеного на поверхні ін'єкційним насосом.

Капілярна труба – зазвичай виготовляється з корозійностійких сплавів нержавіючої сталі, таких як Сталь 825, Сталь 625 і Супердуплекс 2205. Найчастіше використовуються труби з зовнішнім діаметром 1/4 або 3/8 дюйма. Матеріал проходить термічну обробку до межі міцності приблизно 620 МПа. У типових умовах встановлення зазвичай залишають 20–30 метрів труби до



поверхні, що полегшує подальші роботи у свердловині.

Капілярна підвіска – елемент, який забезпечує надійне механічне кріплення капілярної труби у свердловині. Вона також виконує функцію гідравлічного ущільнення, запобігаючи витоку робочої рідини та втраті герметичності.

Хімічний інжекторний маніфольд – служить для з'єднання хімічного насоса з капілярною системою, а також для регулювання та контролю тиску при подачі хімічних реагентів у систему.

Капілярна колона системи занурюється без глушіння свердловини за допомогою ССТУ, з'єднаної з резервуаром для хімікатів і насосом на поверхні, і залишається у НКТ як трубопровід для точного дозування хімікатів [10].

Зворотний клапан, розміщений у нижній частині капілярної трубки, виконує ключову функцію — запобігає зворотному потоку флюїду в систему. Його правильний вибір є критично важливим для успішної роботи капілярної колтюбінгової установки.

Цей елемент виконує дві основні задачі:

- захищає внутрішній об'єм капілярної трубки від потрапляння рідини ззовні, що може спричинити корозію або інші експлуатаційні проблеми;
- регулює процес хімічної ін'єкції, обмежуючи швидкість подачі реагенту в потік продукції.

У практиці інтенсифікації припливу вуглеводнів застосовують два основних методи подачі хімічних речовин:

- 1) контрольоване сифонування,
- 2) контрольовані позитивні ін'єкції.

Обраний метод впливає на тип зворотного клапана, який інтегрується в систему.

Контрольоване сифонування

Це метод, при якому хімічні реагенти подаються постійним потоком. Основна задача зворотного клапана в такій конфігурації — перешкоджати зворотному руху рідини в капілярну трубку. У таких системах використовують клапани з пружинним механізмом: кулька фіксується пружиною у сидлі, і клапан



відкривається лише при досягненні заданого перепаду тиску (див. рисунок 3).

Ці клапани зазвичай застосовують у процесах, що потребують великого обсягу безперервної ін'єкції хімічних речовин, наприклад, суміші поверхнево-активної речовини (ПАР) та сольового інгібітора. Якщо ж подача реагенту на поверхні припиняється, клапан автоматично закривається, щоб не допустити проникнення флюїду у трубку.

Однак, несправності можливі, зокрема в тих випадках, коли вибійний тиск перевищує гідростатичний тиск у капілярній системі. У такій ситуації сумарний тиск (гідростатичний плюс вибійний) може призвести до передчасного закриття клапана або, навпаки, до проникнення флюїду в капілярну трубку, що може викликати її пошкодження або корозію.

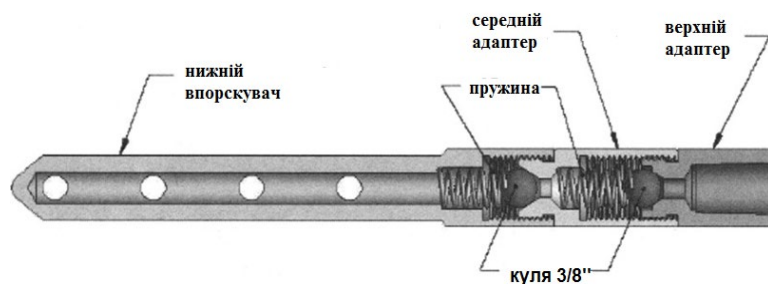


Рисунок 3 – Нижній впорскувач зі зворотнім клапаном

Джерело [2]

Контрольована ін'єкція за допомогою позитивного тиску — це тип хімічного впорскування, який здійснюється лише за умови, що гідростатичний тиск хімічного розчину в капілярній трубці є позитивним, і додатково прикладається тиск від інжекційного насоса, необхідний для подолання сили, що утримує кульку клапана в сидлі (див. рисунок 3).

Клапан, який використовується в такій системі, налаштовується таким чином, щоб відкриватися тільки при досягненні заданого порогу тиску — суми гідростатичного тиску та робочого тиску насоса, з урахуванням вибійного тиску. Розрахунок тиску спрацювання клапана проводиться за формулою:

$$P_{кл} = P_{нас} - P_{виб} + P_{гидр}, \quad (1)$$

де $P_{нас}$ — тиск інжекційного насоса;

$P_{виб}$ — вибійний тиск;



$P_{гидр}$ – гідростатичний тиск.

Для правильної роботи системи такого типу критично важливо мати точні дані щодо статичного та динамічного (поточого) вибійного тиску. Якщо вибійний або гідростатичний тиск буде неправильно оцінено, це може призвести до помилок у роботі клапана, що потребуватиме витягування капілярної системи з метою її повторного налаштування.

Вибір капілярних труб

У капілярних системах найчастіше застосовуються дві стандартні конфігурації труб:

1/4 дюйма зовнішній діаметр, товщина стінки 0,035 дюйма,

3/8 дюйма зовнішній діаметр, товщина стінки 0,049 дюйма.

Вибір залежить переважно від необхідного об'єму ін'єкції. Водночас, більша товщина стінки може подовжити термін служби труби, зменшуючи ризик її механічного пошкодження або корозії.

Тонкостінна труба розміром 1/4" × 0,035" здатна подавати приблизно 0,5 м³ хімічного реагенту на добу через довжину труби 3000 м, за умови перепаду тиску 3,5 МПа. Це — найпоширеніший розмір труб, який застосовується в системах капілярного підйому, особливо при впровадженні контрольованих позитивних ін'єкцій [10].

Конструкція капілярної підвіски

У стандартних системах капілярна труба розміщується всередині експлуатаційної колони свердловини. Вона підключається до поверхневого обладнання для подачі хімікатів і зазвичай залишається у свердловині на постійній основі.

Капілярна підвіска виконує дві функції:

- 1) механічно утримує трубу у гирлі свердловини,
- 2) забезпечує герметичне ущільнення на вході труби.

Існують різні типи підвісок, але більшість складається з корпусу, що закріплюється до головки колони за допомогою гвинтів або фланцевих з'єднань, через превентор (ВОР), після чого система герметизується (див. рисунок 4).

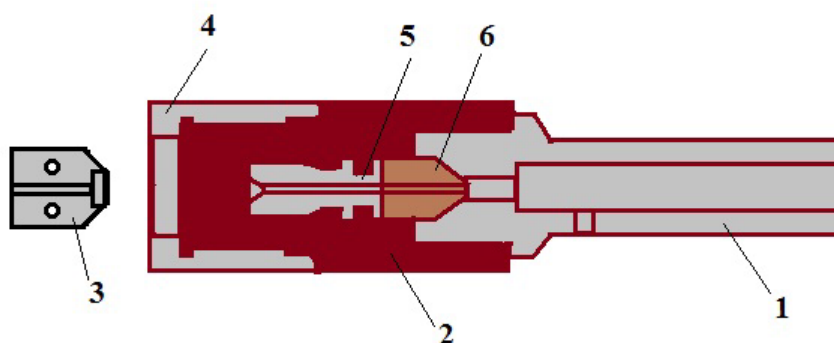


Рисунок 4 – Круглий підвіс капілярної системи

1 – втулка направляючого підвіса у НКТ; **2** - корпус підвіса; **3** – кріплення до противикидного обладнання; **4** - фланець підвіса; **5** – ємність лубрикатора; **6** – кришка лубрикатора

Джерело [2]

Принцип роботи капілярної підвіски

У загальному випадку робота капілярної підвіски здійснюється в кілька послідовних етапів:

Введення капілярної трубки

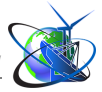
Капілярну трубку пропускають крізь еластомерний ущільнювач підвіски доти, поки її кінець не досягне глибини, необхідної для розміщення зворотного клапана у зоні продуктивного інтервалу.

Герметизація ущільнювачем

Після досягнення заданої глибини, еластомер стискається гідравлічно, притискаючись до зовнішньої поверхні капілярної трубки. Це забезпечує надійне ущільнення, яке перешкоджає витoku флюїдів через противикидне обладнання (ВОР).

Фіксація ущільнення

Сила ущільнення утримується за допомогою механізмів фіксації — голчастого клапана, гвинтового затискача з головою або їхньої комбінації. Ці елементи зберігають енергію, накопичену в ущільнювачі, і запобігають його ослабленню.



Фіксація трубки в стовбурі

Завдяки повній герметизації капілярна трубка не може переміщуватись уздовж свердловини, що виключає її небажане ковзання або зміщення.

Додаткові аспекти монтажу

Перед встановленням капілярної колтубінгової системи (ССТУ) слід обов'язково впевнитися у **відсутності перешкод у стовбурі свердловини** до запланованої робочої глибини.

Вдосконалення для ін'єкцій у перфораційні канали

Для застосування технології **введення протиадгезійних добавок** безпосередньо в привибійну зону (ПЗП), особливо у складних геометріях свердловини, передбачено **використання обертового механізму** (рисунок 5).

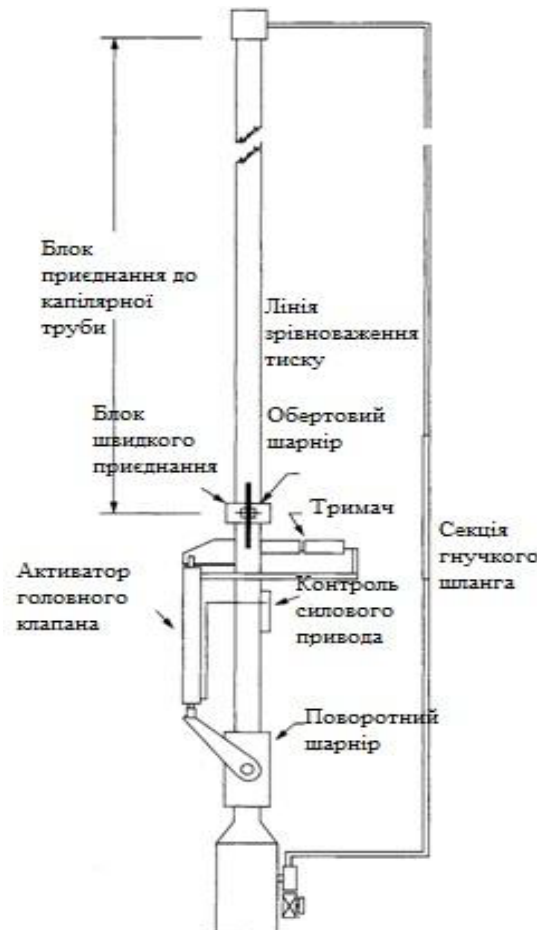


Рисунок 5 – Механізм запровадження впорскувача у перфораційний отвір

Джерело [2]

Цей пристрій дає змогу точно спрямовувати потік хімікату в перфораційний канал. Конструкція та робота:



Механізм кріпиться до нижньої частини капілярної трубки.

До нижнього з'єднувача приєднується спеціальний впорскувач з попередньо налаштованим зворотним клапаном.

Після досягнення проектної глибини в оброблюваній зоні частина робочого потоку спрямовується через гнучкий шланг, що створює реактивну силу — вона відхиляє впорскувач до стінки свердловини та направляє хімікат прямо в перфораційний отвір.

У процесі роботи обертовий тримач інжекційного механізму здійснює обертання завдяки наявності ексцентриситету конструкції та обертового шарніра. Сила притискання впорскувача до стінки свердловини контролюється за допомогою силового приводу та активатора головного клапана, які вмонтовані безпосередньо в корпус тримача.

Коли впорскувач потрапляє у перфораційний канал, спостерігається різке зниження притискаючого зусилля. Це автоматично активує головний клапан, який:

- припиняє подачу робочої рідини на сопло гнучкого шланга,
- блокує обидва шарніри, тим самим фіксуючи впорскувач у перфораційному отворі,
- відкриває основний клапан, через який починається впорскування реагенту.

У цей момент розчин натрієвого мила у вуглеводневій основі подається безпосередньо в перфораційний канал. Така локальна ін'єкція дозволяє підвищити проникність ПЗП і стимулювати приплив вуглеводнів з інших перфораційних інтервалів.

Після зниження ефективності обробки тиск у капілярній трубці знижують. Це призводить до:

- розблокування обох шарнірів,
- повернення впорскувача у початкове положення,
- можливості подальшого переміщення системи до наступного перфораційного каналу шляхом плавного опускання капілярної труби.



Висновки.

Була розглянута технологія введення капілярних домішок у привибійну зону нафтового пласта, яка вдосконалена шляхом застосування спеціально розробленого механізму впровадження впорскувача капілярної системи.

Наукова новизна дослідження полягає у тому, що вперше було запропоновано використовувати для впливу на капілярну систему привибійної зони пласта натрієві мила для збільшення проникності за рахунок зниження адгезійних сил між стінкою пори та пластовим флюїдом.

Література:

1. Нафтогаз група. Додатково 67 млн куб. м газу на старих проблемних свердловинах – ефект від впровадження Укргазвидобуванням технології капілярних систем. *Офіційний сайт*. 13.01.2022.
URL:<https://www.naftogaz.com/news/dodatково-67-mln-kub-m-gazu-na-staryh-problemnyh-sverdlovynah-efekt-vid-vprovadzhennya-ukrgazvydobuvannyam-tehnologii-kapilyarnyh-system>
2. Овецький С. О., Якимечко Я. Я. Дослідження капілярного введення хімічних речовин у продуктивні пласти для збільшення дебіту свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 3 (88). С.15-23.
<https://doi.org/10.69628/pdogf/3.2023.15>
3. Suter, S. P., &Skalak, R. The History of Poiseuille's Law. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1993.25(1), 1–20.
<https://doi.org/10.1146/annurev.fl.25.010193.000245>
4. Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., &Blasingame, T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3, 2007. 1821–1838.
5. Овецький С.О., Якимечко Я. Я. Модернізація способу визначення капілярного тиску і проникності за допомогою експериментального лабораторного стенду. *Нафтогазова енергетика*. 2024. № 1(41). С.62-67.



[https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1\(41\)-62-67](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1(41)-62-67).

6. Qiwei Wang . Flow Assurance: *Volume 1 in Oil and Gas Chemistry Management Series* Gulf Professional Publishing. 2022. 785. <https://doi.org/10.1016/C2019-0-04693-6>

7. Cabral, P., Giérega, C. R., Costanza, P., and A. A. Suriano. Production Optimization by Use of the Capillary Technology in the Loma La Lata Field. *SPE Prod & Oper* 23 (2008): 392–403. DOI: <https://doi.org/10.2118/107374-PA>

8. Lestz, R. Using capillary strings to unload gas wells and increase production. *World Oil*. 224 (2). 2003.

9. Li, M., Li, S. L., and Sun, L. T. New View on Continuous-Removal Liquids From Gas Wells. *SPEPF17* (1): 42–46. SPE-75455-PA. 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/75455-PA>.

10. McWilliams, J. P. and Gonzales, D. 2005. Downhole Capillary Surfactant Injection System Pilot on Low Pressure Gas Wells in the San Juan Basin. *Paper SPE 94293 presented at the SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 17–19 April. DOI: <https://doi.org/10.2118/94293-MS>.

References.

1. Naftohaz hrupa. Dodatkovо 67 mln kub. m hazu na starykh problemnykh sverdllovynakh – efekt vid vprovadzhennia Ukrhazvydobuvanniam tekhnolohii kapiliarnykh system. Ofitsiyni sait. 13.01.2022. URL: <https://www.naftogaz.com/news/dodatkovо-67-mln-kub-m-gazu-na-staryh-problemnyh-sverdllovynah-efekt-vid-vprovadzhennya-ukrgazvydobuvanniam-tehnologii-kapilyarnyh-system>

2. Ovetskyi S. O., Yakymchko Ya. Ya. Doslidzhennia kapiliarnoho vvedennia khimichnykh rehovyn u produktyvni plasty dlia zbilshennia debitu sverdllovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2023. № 3 (88). S.15-23. <https://doi.org/10.69628/pdogf/3.2023.15>

3. Sutura, S. P., &Skalak, R. The History of Poiseuille's Law. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1993.25(1), 1–20. <https://doi.org/10.1146/annurev.fl.25.010193.000245>

4. Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., &Blasingame, T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3, 2007. 1821–1838.

5. Ovetskyi S.O., Yakymchko Ya. Ya. Modernizatsiia sposobu vyznachennia kapiliarnoho tysku i pronyknosti za dopomohoiu eksperymentalnoho laboratornoho stendu. *Naftohazova enerhetyka*. 2024. № 1(41). S.62-67. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1\(41\)-62-67](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1(41)-62-67).

6. Qiwei Wang . Flow Assurance: Volume 1 in Oil and Gas Chemistry Management Series Gulf Professional Publishing. 2022. 785. <https://doi.org/10.1016/C2019-0-04693-6>

7. Cabral, P., Giérega, C. R., Costanza, P., and A. A. Suriano. Production Optimization by Use of the Capillary Technology in the Loma La Lata Field. *SPE Prod & Oper* 23 (2008): 392–403. DOI: <https://doi.org/10.2118/107374-PA>

8. Lestz, R. Using capillary strings to unload gas wells and increase production. *World Oil*. 224



(2). 2003.

9. Li, M., Li, S. L., and Sun, L. T. New View on Continuous-Removal Liquids From Gas Wells. SPEPF17 (1): 42–46. SPE-75455-PA. 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/75455-PA>.

10. McWilliams, J. P. and Gonzales, D. 2005. Downhole Capillary Surfactant Injection System Pilot on Low Pressure Gas Wells in the San Juan Basin. Paper SPE 94293 presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 17–19 April. DOI: <https://doi.org/10.2118/94293-MS>.

Absrtact. *The paper examines capillary systems of productive reservoirs that are in the late stages of development, as well as unconventional reservoirs containing dense and shale rocks, which require enhanced reservoir permeability. For the indicated deposits, increasing the permeability of capillary systems allows to increase the flow rate by 15-20%. The use of new approaches, in particular, studying the possibilities of additional hydrocarbon recovery using the features of capillary systems. The use of capillary tubes to introduce chemicals into the bottomhole zone of the formation is a reliable way to deliver chemicals to productive zones. A common method of placing surfactants in wells is the use of capillary columns of small diameter pipes placed inside or outside the tubing. Capillary systems provide targeted transportation of surfactants, which increase the rise of foam and harmful impurities from the well. A capillary column installation is a system of “microtubes” that are mechanically suspended in the wellbore similar to a conventional tubing. Capillary tube systems are usually installed using one of two main methods: conventional systems suspended inside production pipes and unconventional installations that are tied to the annular space. The purpose of the study is to improve the technology of capillary injection of chemicals, in particular, sodium soap, to increase the flow of fluid into the wellbore and to develop means and measures for such an impact. The practical value of the study is to identify possible factors that would allow controlling the permeability of capillary systems of various oil field reservoirs at a late stage of operation. It was found that the system developed in the work for studying the properties of the interaction of formation fluid in the capillary system of the formation can help in creating new methods of intensification of flow, for example, by weakening adhesive forces. The considered possibility of using capillary injection of an admixture (a mixture of sodium soaps) confirmed its effectiveness.*

Key words: *capillary systems; sodium soap; introduction of chemical mixture; intensification of the tide*