

МОДЕРНІЗАЦІЯ ЗАВОДНЕННЯ НА ОСНОВІ СТВОРЕННЯ ПОТОКОСКЕРОВУВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ У МІЖСВЕРДЛОВИННІЙ ЗОНІ ПЛАСТА

В. С. Бойко, **І. М. Купер**

ІФНТУНГ; 76019, м Івано-Франківськ, вул Карпатська, 15; тел. (03422) 42195;
e-mail: ivanakup@ukr.net

Досліджується проблема підвищення коефіцієнта нафтовилучення шляхом встановлення в заводнюваному нафтовому покладі потокоскеровувальних бар'єрів у міжсвердловинній зоні. Запропоновано залежності, які дають змогу надати процесу тампонування властивостей вибірковості і керованості та являють собою модель процесу вибіркового, керованого тампонування. Така вибірковість забезпечується застосуванням гранульованих ізоляційних матеріалів відповідного фракційного складу, тобто керованими дисперсними системами. Представлено результати аналітичних та експериментальних досліджень впливу наявності в пласті тріщин різного розкриття на процес заводнення, раціональних розмірів тампонувального бар'єру і відносного щодо ліній нагнітання і відбирання його розміщення в тріщині з метою досягнення найбільшого нафтовилучення. Проведені аналітичні дослідження на основі моделі Коземи з використанням формули Буссінеска за методом послідовної зміни стаціонарних станів стосовно процесу поришкового витіснення нафти водою із однієї тріщини. Встановлено, що тріщина розкритістю 2,5 мкм повністю обводнюється через 41 рік, тоді як для тріщини розкритістю 50 мкм повне обводнення настає усього через 1 місяць. Виконані лабораторні експерименти показали, що тампонуванням тріщин досягається збільшення як безводного, так і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення із моделі елемента тріщинуватопористого пласта. Коефіцієнт кінцевого нафтовилучення із моделі елемента тріщинуватопористого пласта без тампонування тріщини є незначним і не перевищує 0,22. Тампонування тріщини заводненого нафтового пласта в разі витіснення вздовж простягання тріщини призводить до підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Приріст коефіцієнта нафтовилучення за рахунок тампонування є тим вищим, чим більшим є ступінь закупорювання тріщини по її довжині. Після тампонування тріщини по всій її довжині коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі пласта збільшується у 2 рази, а кінцевого – в 3 рази. Тампонування доцільно проводити у віддаленій від ліній нагнітання зоні пласта, що забезпечує збереження високої прийнятності нагнітальної свердловини та збільшення приросту коефіцієнта нафтовилучення.

Ключові слова: нафтовилучення, потокоскеровувальні бар'єри, дисперсні системи, моделювання, заводнення.

Исследуется проблема повышения коэффициента нефтеотдачи путем установления в межскважинной зоне заводняемой нефтяной залежи потокоотклоняющих барьеров. Предлагаемые зависимости позволяют придать процессу тампонирования свойства избирательности и управляемости и представляют собой модель процесса выборочного, управляемого тампонирования. Такая избирательность обеспечивается применением гранулированных изоляционных материалов соответствующего фракционного состава, то есть управляемыми дисперсными системами. Представлены результаты аналитических и экспериментальных исследований влияния наличия в пласте трещин различного раскрытия на процесс заводнения, рациональных размеров тампонирующего барьера и относительного линий нагнетания и отбора его размещения в трещине с целью достижения наибольшего нефтеизвлечения. Проведены аналитические исследования на основе модели Коземи с использованием формулы Буссинеска методом последовательного изменения стационарных состояний относительно процесса поришкового вытеснения нефти водой из одной трещины. Установлено, что трещина раскрытостью 2,5 мкм полностью обводняется через 41 год, в то же время для трещины раскрытостью 50 мкм полное обводнение наступает всего через 1 месяц. Выполненные лабораторные эксперименты показали, что путем тампонирования трещин достигается увеличение как безводного, так и конечного коэффициента нефтеотдачи из модели элемента трещиновато-пористого пласта. Коэффициент конечного нефтеизвлечения из модели элемента трещиновато-пористого пласта без тампонирования трещины незначителен и не превышает 0,22. Тампонирование трещины заводного нефтяного пласта в случае вытеснения вдоль простягания трещины приводит к повышению коэффициента нефтеизвлечения. Прирост коэффициента нефтеизвлечения за счет тампонирования тем выше, чем больше степень закупорки трещины по ее длине. После тампонирования трещины по всей ее длине коэффициент безводного нефтеизвлечения из модели пласта увеличивается в 2 раза, а конечного – в 3 раза. Тампонирование целесообразно производить в удаленной от линии нагнетания зоне пласта, что обеспечи-

ваєт сохранение высокой приемистости нагнетательной скважины и увеличение прироста коэффициента нефтеизвлечения.

Ключевые слова: нефтеотдача, потокоотклоняющие барьеры, дисперсные системы, моделирование, заводнение.

The problem of increasing the oil recovery coefficient by installing flow-controlling barriers in the flooded oil field in the inter-well zone is investigated. The dependences that allow giving the tamponing process the properties of selectivity and controllability have been proposed. They represent a model of the selective controlled plugging process. Such selectivity is ensured by the use of granular insulating materials of the appropriate fractional composition, i.e. controlled dispersed systems. The results of several analytical and experimental studies have been presented: the influence of the different-opening cracks' presence on the flooding process; the rational size of the plugging barrier relative to the injection lines and its placement in the crack in order to achieve maximum oil recovery. Analytical studies based on the Kozemi model using the Bussinesk formula by the method of steady states' successive change with respect to the process of piston displacement of oil by water from a single crack. It has been found that a crack with an opening of 2.5 μm is completely flooded after 41 years, while for a crack with an opening of 50 μm full flooding occurs in only 1 month. The performed laboratory experiments showed that crack plugging increases both the anhydrous and the final oil recovery coefficient from the model of the fractured-porous formation element. The coefficient of final oil recovery from the model of the fractured-porous formation element without crack plugging is insignificant and does not exceed 0.22. Crack plugging of the flooded oil reservoir along the extension of the crack in the case of displacement leads to an increase in the coefficient of oil recovery. The increase in the oil recovery coefficient due to plugging will be higher, the greater the degree of crack clogging along its length. After crack plugging along its entire length, the coefficient of anhydrous oil recovery from the reservoir model increases 2 times and the final one – 3 times. It is expedient to carry out plugging in the zone of the formation remote from the injection line, which ensures the preservation of the high acceptability of the injection well and increases the growth rate of the oil recovery factor.

Keywords: oil recovery, flow-controlling barriers, dispersed systems, modeling, flooding.

Вступ

Неоднорідність пластів за проникністю і розмірами пор є одним із трьох основних чинників, які визначають залишкові запаси нафти в покладах із пористими колекторами після заводнення. Родовища з тріщинуватими колекторами внаслідок великої неоднорідності за розмірами пор, тріщин і каверн при інших однакових умовах розробляються методами заводнення з меншою ефективністю, ніж родовища в пористих пластах. Тріщинуватість порід відіграє як позитивну роль у процесах розробки, так і зумовлює передчасне проривання витіснювальних агентів (води, розчинів активних домішок, тощо) у видобувні свердловини.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Вивчаючи витіснення водою, Ю.П.Желтов дійшов цікавого судження, що якщо тріщини в тріщинувато-пористому пласті зробити непроникними у поздовжньому напрямку, то, враховуючи, що об'єм тріщин зазвичай є невеликим порівняно з пористим об'ємом блоків, тріщинувато-пористий пласт перетвориться практично у звичайне пористе середовище. На основі досвіду (з 1970 р.) із використанням гранульованих матеріалів для інтенсифікації видобування нафти з 1982 року були розпочаті роботи з розвитку такої ідеї в напрямку створення способів тампонування (закупорювання) високопровідних тріщин на відстані від свердловин у

глибині пласта, у міжсвердловинних зонах [7, 8]. Пізніше Л.М.Сургучовим та ін. також підкреслюється думка, що одним із можливих шляхів зменшення об'ємів супутньо видобутої води, а отже, підвищення ефективності дорозробки колекторів тріщинувато-пористого типу, може бути технологія, яка дає змогу повністю чи частково виключити високопровідні тріщини з процесу фільтрації. У результаті сформульовано новий науковий напрям, суть якого полягає в тому, що для регулювання процесу витіснення нафти з тріщинуватих колекторів, збільшення охоплення пласта заводненням та нафтовилучення, зменшення відборів води найбільш ефективним є використання дисперсних систем, переважно суспензій, тобто грубодисперсних систем із твердою дисперсною фазою (частинками розміром понад 0,01 мм) і рідинним дисперсним середовищем [1]. Як дисперсне середовище може бути використана вода, вуглеводневі рідини, емульсії, розчини різних речовин, таких як ПАР, полімери, луки, кислоти та ін.), як дисперсна фаза – рубракс, гранульований магній, асфальтосмолистий пом'якшувач АСМГ та ін.). У результаті цього пласт із тріщинувато-пористого «перетворюється» на пористий.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Родовища з тріщинуватими колекторами зазвичай розробляються методами заводнення з меншою ефективністю, ніж родовища з по-

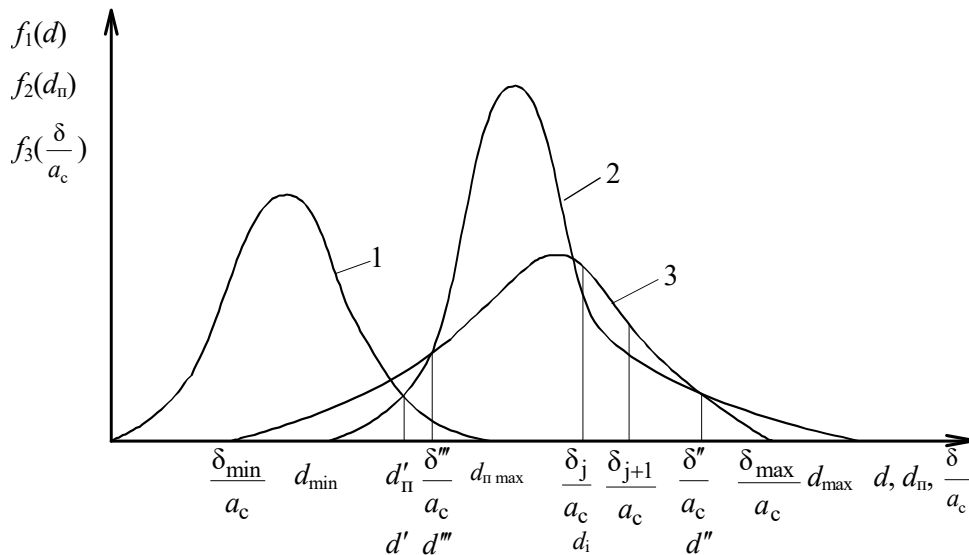


Рисунок 1 – Щільності розподілів (m^{-1}) діаметра пор d_p в м (1), діаметра частинок кольтматувального матеріалу d в м (2) і відношення розкриття тріщин δ до безрозмірного коефіцієнта a_c (3)

ровими колекторами; при цьому досягнутий коефіцієнт нафтовилучення у них нижчий на 5-20%. Це пояснюється складнішою структурою пустотного простору, будовою покладу, відмінністю процесів фільтрації і витіснення нафти. Вода переважно рухається високопроникними тріщинами, залишаючи невиробленими застійні зони, цілики пласта, насиченого нафтою. Залишаються невирішеними питання механізму тампонування тріщин у віддаленій від свердловини зоні пласта. Також не вирішене питання раціонального розміщення потоко-скеровувального бар'єру чи ступеня тампонування тріщини по довжині.

Метою досліджень є встановлення впливу тампонування тріщин на повноту витіснення нафти, також впливу ступеня тампонування тріщини і місця розміщення потоко-скеровувального бар'єру відносно нагнітальної свердловини на коефіцієнт кінцевого нафтовилучення.

Основний матеріал

Ефективність методу забезпечується виконанням двох основних умов геометричного структурного критерію і гідродинамічного критерію пульпової плавучості [2].

Вимогою геометричного критерію є проникнення дисперсної фази в тріщини і відсутність кольтматації пор блоків матриць тріщинувато-пористого середовища, що ілюструється рис. 1, де показано щільність статистичних розподілів розмірів дисперсних частинок $f_1(d)$, пор матриці $f_2(d_p)$ і тріщин $f_3(\delta/a_c)$. Тут d – діаметр дисперсних частинок суспензії, d_j – діаметр пор

метр пор матриці, δ – розкриття (ширина) тріщини, a_c – коефіцієнт, що характеризує повноту врахування можливості аркоутворення (склепноутворення) частинок біля входу в тріщину, заклинювання одних частинок іншими в тріщині, ступінь окатаності частинок і розмах розподілу розмірів частинок ($a_c=1-3$).

Для виконання цього критерію можна було б записати умови (за рівностями) між відповідними найбільшими і найменшими розмірами. Але це фізично неможливо, оскільки розподіли розмірів пор і тріщин апріорі відомі (незалежні від нас, хіба якщо розкриття тріщин пов'язати із створеним нами тиском у покладі), а розподіл розмірів частинок слід підбирати. Тоді розглядається імовірно-статистична модель тампонування тріщин, вводяться імовірності надійності відсутності кольтматації пор, надійності проникнення частинок у тріщини, надійності вибіркового тампонування (або коефіцієнт коректування проникностей тріщин і пор) і коефіцієнт повноти тампонування каналів. Якщо тріщини повністю заповнені частинками і утворився непроникний шар, то бар'єр, зрозуміло, буде потоковідхилюючим, а в ідеальному випадку коефіцієнт проникності тріщин із частинками стане рівним коефіцієнту проникності матриць породи (проникності пор) бар'єр буде потоковирівнювальним.

При прогнозуванні процесу тампонування необхідно забезпечити високі і практично однакові значини коефіцієнта α_j для кожного інтервалу j високопроникних тріщин підбором відповідного вмісту необхідних фракцій (певних розмірів частинок) тампонажного матеріалу.

Звідси, під високопроникними тріщинами можна розуміти, наприклад, тріщини, проникність яких дорівнює проникності пор чи для яких $\delta / a_{ск} \geq d'$, причому d' відповідає надійності P_n відсутності кольматації.

Запропоновані залежності дають змогу надати процесу тампонування властивостей вибіркової (здійснювати відбір тріщин апіорі заданого розкриття) і керованості (підлягають дії керування). Вони є моделлю процесу вибіркового, керованого тампонування. Дисперсні системи, які саморозподіляються каналами апіорі заданого розміру в результаті попереднього цілеспрямованого підбору їх фракційного складу (за розмірами і вмістом), або, інакше кажучи, які забезпечують такий процес, доцільно називати керованими дисперсними системами.

Дисперсна фаза таких систем (суспензій) надходить лише в ті канали, розміри яких є більшими від розмірів її частинок (гранул). Враховуючи статистичний розподіл тріщин за величиною їх розкриття і зменшення проникності (кероване, вибіркоче тампонування) лише високопроникних макротріщин, а рідинні тампонавальні агенти завжди надходять в усі канали пропорційно до їх проникності. Спеціальним підбором дисперсних тампонажних матеріалів можна забезпечити переміщення їх в каналах і заповнення цих каналів практично на будь-якій відстані від стовбура свердловини.

Для оцінки впливу різнотріщинуватості в пласті, тобто наявності в пласті тріщин різного розкриття на процес заводнення, раціональних розмірів тампону вального бар'єру і відносного (щодо ліній нагнітання і відбирання) його розміщення в тріщині з метою досягнення найбільшого нафтовилучення виконано аналітичні та експериментальні дослідження.

Нами проведені аналітичні дослідження на основі моделі Коземі з використанням формули Буссінеска за методом послідовної зміни стаціонарних станів стосовно процесу поршньового витіснення нафти водою із однієї тріщини. Встановлено (рис. 2), що тріщина розкритістю 2,5 мкм повністю обводнюється через 41 рік, тоді як для тріщини розкритістю 50 мкм повне обводнення настає усього через 1 місяць. При $\delta > 20$ мкм час настання повного обводнення практично не залежить від значини розкриття тріщин.

Безводний період роботи моделі тріщинуватого пласта з багатьма тріщинами різного розкриття визначається часом настання обводнення тріщини з найбільшим розкриттям. Пе-

ребіг обводненості продукції в часі на лінії відбирання залежить від статистичного розподілу тріщин у пласті за значинами розкриття.

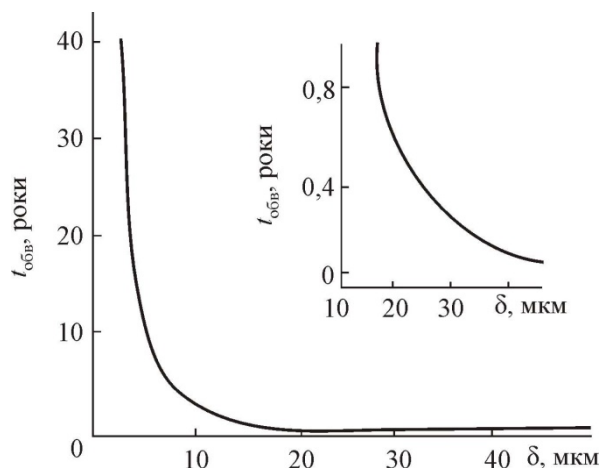


Рисунок 2 – Залежність часу $t_{обв}$ настання повного обводнення тріщини від її розкриття δ

Припустимо, розподіли кількості тріщин за їх розкриттям для законів нормального, логарифмічно-нормального і гамма-розподілу для чотирьох варіантів (в порядку зростання) тампонування тріщин з таким розкриттям, мкм: 30; 27,5-30; 22,5-30; 17,5-30. У результаті виявлено, що на початку витіснення до лінії відбирання припливає безводна нафта, а відтак у продукції з'являється вода, яка припливає обводненими тріщинами, котрі мають найбільше розкриття. Обводненість залишається сталою до прориву води по тріщинах з меншим розкриттям, а надалі зростає. Залежно від різниці між розкриттями тріщин цей період може бути досить тривалим. Звідси можна пояснити відомий у нафтопромисловій практиці факт появи води в продукції пласта уже на ранній стадії розробки родовища, кількість якої втримується постійною тривалий період часу.

Обводненість продукції збільшується в міру обводнення тріщин з меншим розкриттям. Умовне тампонування обводнених тріщин виконали за названими варіантами, і продовжили витіснення при цьому ж перепаді тиску.

Після тампонування тріщин, якими припливає вода, поточна обводненість продукції зменшується, тобто забезпечується обмеження припливу води. На один і той же момент часу без тампонування тріщин і з тампонуванням досягається одна і та ж значина коефіцієнта поточного нафтовилучення, але при меншій обводненості продукції і меншому накопиченому об'ємі запомпованої в пласт води.

Припускаємо, що гранична рентабельна обводненість продукції рівна, наприклад, $n_{вр} = 0,98$, після настання якої припиняється розробка тріщинної моделі пласта. На цей момент часу коефіцієнт поточного нафтовилучення, наприклад, при нормальному законі розподілу тріщин за розкриттям без тампонування тріщин, становить 0,957. Після тампонування тріщин за варіантом 3 до настання рентабельної обводненості коефіцієнт нафтовилучення досягне значини 0,984, тобто підвищиться на 2,8%.

Найбільш ефективним (приріст 12,4 %) виявилось тампонування за варіантом 4 (тампонування тріщин широкого спектру розкриття на пізнішій стадії розробки після їх обводнення) при статистичному розподілі розкриття тріщин за логарифмічно-нормальним законом. Отже, вибірковим тампонуванням високопровідних тріщин досягаються як обмеження відбору води, так і обсяги запомпованої води та покращення технологічних показників розробки моделі тріщинного пласта.

Одночасно зі зменшенням обсягів запомпованого витіснювального агента та обмеженням об'єму супутно видобутої води тампонування високопровідних тріщин забезпечує підвищення охоплення пласта заводненням і збільшення нафтовилучення за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків із тріщин на нафтонасичені пористі блоки.

Метою проведеного нами фізичного моделювання є встановлення залежності параметрів витіснення нафти водою з елемента тріщинувато-пористого пласта від місця встановлення тампонувального бар'єру і ступеня тампонування тріщини по її довжині [6, 10]. В якості тампонуєчого матеріалу застосовується гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач АСМГ. Густина його (982 кг/м^3) є близькою до густини води, розмір гранул складає від 0,125 до 2 мм, тобто співрозмірні з розмірами макротріщин.

Використовуючи теорію розмірностей, визначальні параметри були об'єднані у п'ять безрозмірних комплексів, які описують процес витіснення при розміщенні тампона в тріщині:

$$\pi_1 = \frac{\sigma_z \cos \theta}{P \sqrt{k_2/m}} \pi_2 = \frac{\sigma_z \cos \theta}{k_2 \text{ grad } P};$$

$$\pi_3 = \eta; \pi_4 = \frac{v t \delta}{k}; \pi_5 = \frac{l_x}{l},$$

де σ_z – поверхневий натяг витіснюєчої води на границі з нафтою, Н/м;

θ – крайовий кут змочування породи;

m – пористість блоків;

t – час витіснення, с;

U_0 – початкова швидкість потоку суспензії м/с;

φ_k – об'ємна концентрація гранул в суспензії, кг/м^3 ;

W_0 – швидкість спливання гранул, м/с;

η_0 – висота тріщини, м;

δ – розкриття тріщини, м;

v – швидкість фільтрації, м/с;

k – загальна проникність, м^2 ;

k_2 – проникність пористого середовища;

η – коефіцієнт нафтовилучення;

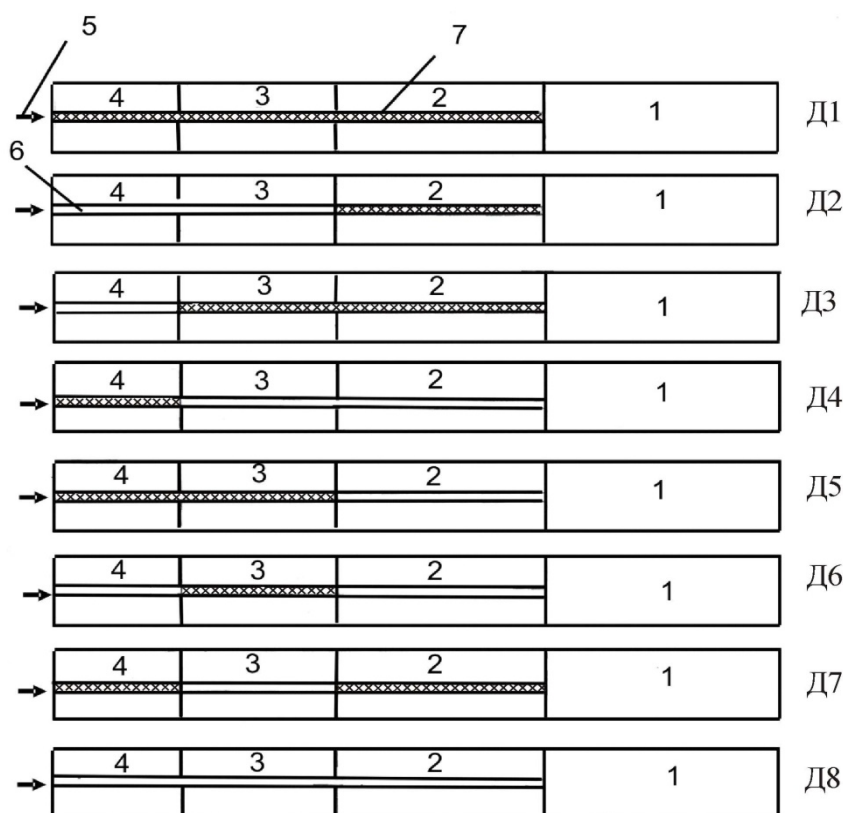
l – розмір блоку, м;

l_x – довжина тампона, м.

Комплекс π_4 являє собою критерій гомохронності і відображає подібність відрізків часу, протягом яких протікають подібні явища витіснення нафти в системі “тріщина – пористі блоки”, а комплекс π_5 характеризує ступінь тампонування тріщини. У дослідях вивчали вплив параметрів, котрі входять у безрозмірні комплекси π_4 і π_5 , на коефіцієнт нафтовилучення (комплекс π_3) при дотриманні згідно з Д.А. Ефросом [5] автономності за комплексами π_1 і π_2 .

Компонування моделі здійснили в гумовій манжеті кернотримача з боковим гідрообтисканням. Для виконання експериментів застосували удосконалений кернотримач конструкції НДПІ ПАТ „Укрнафта”. Досліди проводили на стандартному устаткованні УДПК-1М (ТУ 38-11011-80). Моделлю нафти був неполярний гас з динамічним коефіцієнтом в'язкості $1,76 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$. Витіснення здійснювали дистильованою водою, поверхневий натяг σ_n якої на межі з моделлю нафти становив $27 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}$. Косинус крайового кута змочування $\cos \theta$ був рівним 0,86. Тиск обтискування, який створювався у ході проведення досліджень, підтримували постійним на рівні 2 МПа. Екстрагування взірців моделі проводили сумішню петролейного ефіру та бензолу. Після екстрагування взірці висушували до постійної маси, вакуумували протягом 5 годин і насичували гасом. Залишкова водонасиченість в експериментах не моделювалась. Кількість гасу, що насичував взірці моделі, визначали ваговим методом і у всіх дослідях дорівнювала $17 \pm 0,1$ мл. Компонування взірців моделі і розміщення тампону проводили за схемами, поданими на рис.3. Середній коефіцієнт пористості блоків моделі визначали як середньозважений по довжині:

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^4 m_{2i} l_i}{\sum_{i=1}^4 l_i},$$



1-4 – відповідно номери візців-кернаїв у моделі; 5 – напрям витіснення;
6, 7 – тріщини, відповідно не тампоновані і тампоновані; Д1-Д8 – номери дослідів

Рисунок 3 – Схема розміщення тампонів у моделі елемента тріщинувато-пористого пласта при проведенні експериментів з витіснення нафти водою

де m_{2i} – коефіцієнт пористості i -го візця, що входить у модель;

l_i – довжина i -го візця.

За результатами визначень $m_2 = 0,16$.

За Д.А. Ефросом [2, 4] автономність досліду настає при значинах критеріїв $\pi_1 \leq 0,6$; $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$. Тоді перепад тиску Δp в процесі витіснення для забезпечення автономності визначали, виходячи зі значин критеріїв π_1 і π_2 :

$$\Delta p \geq \frac{\sigma_r \cos \theta}{\pi_1 \sqrt{k_2 / m_2}} = 0,156, \quad \Delta p \geq \frac{\sigma_r \cos \theta l}{\pi_2 k_2} = 0,94.$$

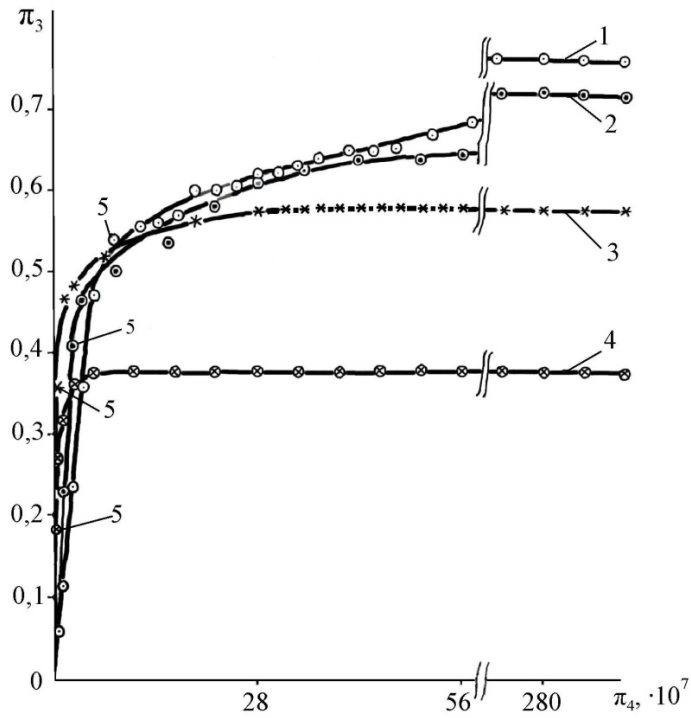
Для забезпечення автономності дослідів перепад тиску витіснення підтримували в межах 0,156-0,94 МПа.

Проведені лабораторні експерименти показали, що тампонуванням тріщин досягається збільшення як безводного, так і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта. Причому, чим вищий ступінь тампонування тріщини по довжині, тим вищим є нафтовилучення із моделі. Так, при $\pi_3 = 0,29$ коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі збільшується в 1, 4 рази, а кінцевого – в 1, 2 рази. При $\pi_5 = 0,63$ коефіцієнт безводного нафтовилучення зростає в 2, 3

рази, а кінцевого – в 1, 6 разів. Максимальну значину приросту коефіцієнта нафтовилучення (як безводного, так і кінцевого) отримано внаслідок тампонування тріщини по всій її довжині ($\pi_5 = 1$).

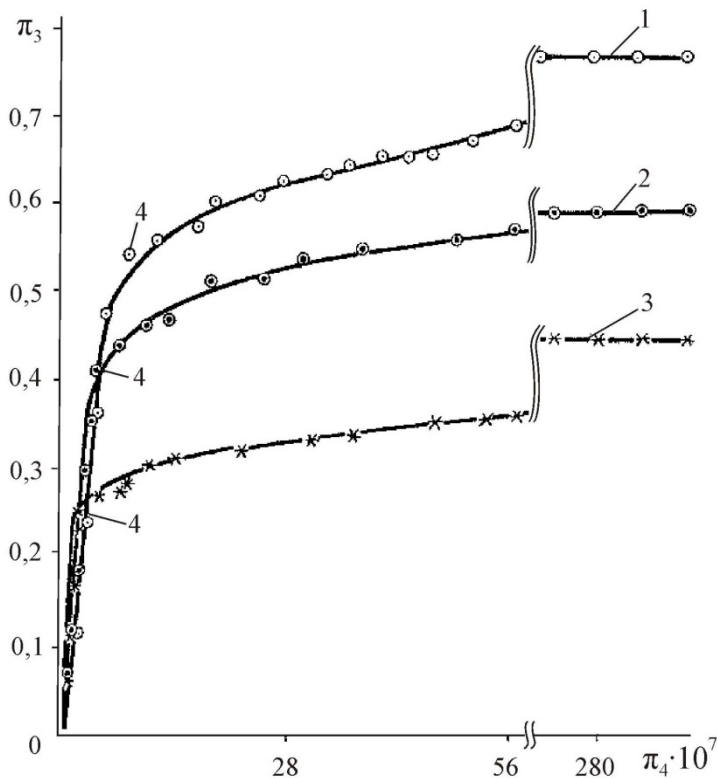
Розташування кривих залежності коефіцієнта нафтовилучення від параметрів π_4 і π_5 підлягають наступній закономірності: чим меншим є ступінь тампонування тріщини по довжині, тим крутіше сходження кривої у безводний період. Це пояснюється заповненням водою в першу чергу тріщини та витісненням із неї моделі нафти. Чим меншою є довжина тампона в тріщині, тим швидкоплиннішим є період безводного нафтовилучення. Так, за одного і того ж темпу витіснення, коли швидкість потоку дорівнює $1,9 \cdot 10^{-5}$ м/с, тривалість періоду безводного нафтовилучення за результатами дослідів Д1 (ступінь тампонування тріщини $\pi_5 = 1$) становить 840 с, дослідів Д3 (ступінь тампонування $\pi_5 = 0,7$) – 727 с, а дослідів Д8 ($\pi_5 = 0$) – лише 25 с.

За результатами дослідів Д8 оцінювали значину коефіцієнта нафтовилучення із моделі пласта без тампонування тріщини. Для цього виключали з розгляду нафту, котра витіснена із



1 – 0,1; 2 – 0,7; 3 – 0,37; 4 – 0; 5 – завершення безводного нафтовилучення

Рисунок 4 – Експериментальні залежності кінцевого коефіцієнта нафтовилучення π_3 від параметра π_4 при тампонуванні тріщини зі сторони лінії відбирання і без тампонування (кратність промивання рівна 23) за різних значин параметра π_5



1 – 1; 2 – 0,63; 3 – 0,29; 4 – завершення безводного нафтовилучення

Рисунок 5 – Експериментальні залежності коефіцієнта кінцевого нафтовилучення π_3 від безрозмірного параметра π_4 при тампонуванні тріщини зі сторони нагнітання (кратність промивання 23) за різних значин параметра π_5

взірця №1, який не розсічений тріщиною. Результати досліді Д1 показали, що з цього взірця витіснено близько 76% моделі нафти, яка насичує його, або $4,9 \cdot 10^{-6} \cdot 0,76 = 3,72 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$. Тоді до кінця водного періоду з моделі в досліді Д8, що включає взірці №2, 3 і 4, витіснено $6,38 \cdot 10^{-6} - 3,72 \cdot 10^{-6} = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ нафти. Значина коефіцієнта нафтовилучення, яку відносимо до отриманої за рахунок капілярного просочування, становить

$$2,66 \cdot 10^{-6} / (17 \cdot 10^{-6} - 4,9 \cdot 10^{-6}) = 0,22.$$

Тріщина в досліді Д1 була затампована по всій своїй довжині, а вирішальна роль при цьому, на відміну від моделювання в досліді Д8, належала гідродинамічному процесу витіснення. Зіставляючи результати цих двох дослідів і виключаючи з розгляду взірці №1, виснуємо, що за рахунок тампонування тріщини коефіцієнт нафтовилучення також зріс більше, ніж у 3 рази, і становив 0,76, тобто $(12,95 \cdot 10^{-6} - 3,72 \cdot 10^{-6}) / (17 \cdot 10^{-6} - 4,9 \cdot 10^{-6}) = 0,76$.

На рис. 6 показано осереднені за результатами дослідів залежності коефіцієнтів безводного (лінія 1) і кінцевого (лінія 2) нафтовилучення від ступеня тампонування тріщини моделі пласта по її довжині. З рисунка випливає, що ці залежності є близькими до лінійних. Залежність коефіцієнта кінцевого нафтовилучення від ступеня тампонування тріщини прийнято як осереднену між двома прямими (див. рис. 6, лінії 2' і 2''): першою, котра проведена за експериментальними точками, отриманими в досліді з розташуванням тампона в моделі зі сторони лінії відбирання (Д2, Д3); другою – з розташуванням тампона зі сторони лінії нагнітання (Д4, Д5). На ці прямі лягають точки результатів дослідів Д6 і Д7, коли тампон розміщався відповідно між лініями нагнітання та відбирання і біля ліній нагнітання та відбирання.

Від місця встановлення тампона в тріщині залежить загальна проникність моделі. На рис. 7 показано залежність коефіцієнта кінцевого нафтовилучення від коефіцієнта загальної проникності моделі пласта. Зіставляючи результати дослідів Д2 і Д4, а також дослідів Д3 і Д5, проведених при розміщенні тампона в тріщині зі сторони нагнітання і зі сторони лінії відбирання із моделі, ми дійшли важливого для практики висновку: проникність моделі пласта з тампоном у зоні нагнітання є нижчою, ніж при розміщенні його в зоні, віддаленій від лінії нагнітання.

Результати лабораторних дослідів показали, що значина приросту коефіцієнта кінцевого нафтовилучення, отриманого за рахунок тампонування тріщин, залежить від місця встановлення

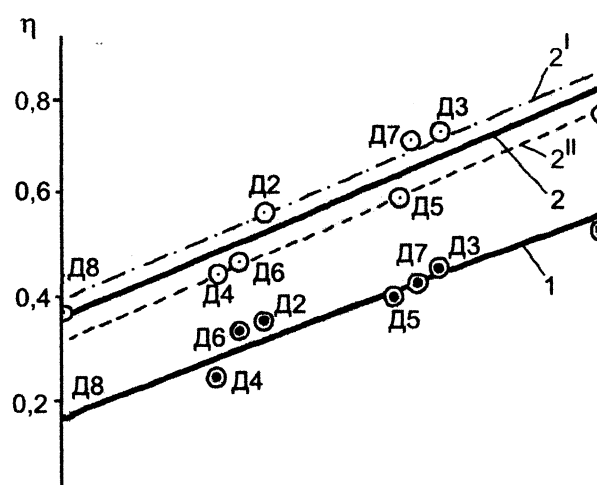


Рисунок 6 – Залежності коефіцієнтів η безводного нафтовилучення (1) і кінцевого нафтовилучення (2) від ступеня тампонування тріщини (параметра π_5) за простяганням при розміщенні тампона відповідно зі сторони відбирання (2') і нагнітання (2'')

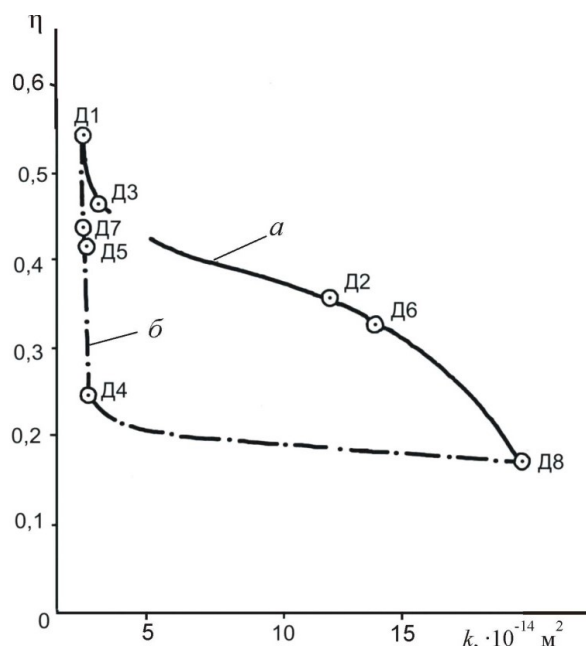


Рисунок 7 – Залежність кінцевого коефіцієнта нафтовилучення η від коефіцієнта загальної проникності k моделі тріщинувато-пористого пласта при різних ступенях тампонування тріщини відповідно до номерів дослідів для випадків тампонування зі сторони відбирання (а) і зі сторони нагнітання (б)

тампона (див. рис. 6 і 7). У досліді Д2 і Д4 ступінь тампонування тріщини був практично однаковим. Модель, на якій вони проводились, відрізнялась лише місцем розташування тампона, а значина коефіцієнта кінцевого нафтовилучення із моделі з розташуванням тампона на певній відстані від лінії нагнітання в модель

води виявилась вищою. Такі ж результати отримано в дослідях Д3 і Д5.

Досліди Д2 і Д4 проводили при різних швидкостях витіснення. Відмітимо, що думки дослідників щодо впливу швидкості витіснення нафти водою на коефіцієнт нафтовилучення суперечливі. У тому інтервалі, в якому ми працювали, важко однозначно висувати про вплив швидкості витіснення. Однак досліді Д3 і Д5 проводили за однакових швидкостей витіснення, а отримані результати зіставимі із результатами дослідів Д2 і Д4. Тому вважаємо, що вплив швидкості витіснення на нафтовилучення менш значимий, ніж вплив фактора місця розташування тампона.

Промислові дослідження були проведені на дослідній ділянці Долинського нафтового родовища [12].

Висновок

Таким чином, аналіз даних моделювання показав, що коефіцієнт кінцевого нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта без тампонування тріщини є незначним і не перевищує 0,22. Тампонування тріщини заводного нафтового пласта в разі витіснення вздовж простягання тріщини призводить до підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Приріст нафтовилучення за рахунок тампонування є тим вищим, чим більший ступінь закупорювання тріщини по її довжині. Після тампонування тріщини по всій її довжині коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі пласта збільшується у 2 рази, а кінцевого – в 3 рази. Тампонування доцільно проводити у віддаленій від лінії нагнітання зоні пласта, що забезпечує збереження високої приймальності нагнітальної свердловини та збільшення приросту коефіцієнта нафтовилучення.

Література

1. Научные основы интенсификации нефтегазодобычи из неоднородных пластов с применением дисперсных систем : дис. ... д-ра техн. наук : 05.15.06 / Бойко Василий Степанович. Ивано-Франковск, 1989. 448 с.
2. Бойко В. С., Заливаха Н. Я. Вивчення придатності дисперсних бітумних матеріалів для тампонування високопровідних тріщин у нафтовому покладі. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2017. № 1(37). С. 145-165.
3. Теоретичні та експериментальні засади технології регулювання розробки нафтових і газових родовищ в умовах тріщинуватості колектора / В. С. Бойко, І. М. Купер, Р. В. Гри-

бовський, Р. В. Бойко ; Івано-Франків. держ. техн. ін-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 1994. 29 с. – Деп. в ДНТБ України 01.12.94, № 2488-Ук94.

4. Научные основы интенсификации нефтегазодобычи из неоднородных пластов с применением дисперсных систем : автореф. дис. на соискание учен. степ. д-ра техн. наук : спец. 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Бойко Василий Степанович; Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти им. И. М. Губкина. М., 1989. 48 с.

5. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. М.: Гостоптехиздат, 1963. 351 с.

6. Совершенствование технологии тампонирувания высокопроницаемых трещин заводного нефтяного пласта: дис. ... канд техн. наук : 05.15.06 / Купер Иван Николаевич. Ивано-Франковск, 1990. 261 с.

7. А.с 1434841 СССР. МКИ Е21 В 43/20. Способ разработки нефтяных залежей с трещиновато-пористыми коллекторами / Бойко В.С., Купер И.Н., Грибовский Р.В. и др. № 4148737/22-03; заявл. 18.11.86.-ДСП.

8. А. с. 1380334 СССР, МКИ Е 21 В 33/13. Способ тампонирувания трещин в удаленной от скважины зоне пласта / В. С. Бойко, И. Н. Купер. № 4041560/22-03; заявл. 24.03.86 ; зарегистр. 08.11.87.

9. А. с. 1558078 СССР, МКИ Е 21 В 33/11. Способ тампонирувания трещинно-пористого пласта / В. С. Бойко, В. А. Петриняк, В. Г. Касянчук, И. Н. Купер. – № 4446583/23-0.

10. Купер І. М. Угриновський А. В. Фізика нафтового і газового пласта : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. 448 с.

11. Купер І.М. Підвищення нафтовилучення на пізній стадії розробки родовищ. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (23-25 травня, Івано-Франківськ)*. Івано-Франківськ, 2018. С.195-197.

12. Купер І.М. Впровадження методів підвищення нафтовилучення на дослідних полях нафтових родовищ. *Problems and perspectives of modern science and practice (30-31 січня 2020, Грац., Австрія)*. Грац, 2020.

References

1. Nauchnyie osnovyie intensifikatsii neftegazodobyichi iz neodnorodnyih plastov s primeneniem dispersnih sistem : dis. ... d-ra tehn. nauk : 05.15.06 / Boyko Vasily Stepanovich. Ivanofrankovsk, 1989. 448 p. [in Russian]

2. Boiko V. S., Zalyvakha N. Ya. Vyvchennia prydatnosti dyspersnykh bitumnykh materialiv dlia tamponuvannia vysokoprovodnykh trishchyn u naftovomu pokladi. *Prykarpatskyi visnyk NTSChyslo*. 2017. No 1(37). P. 145-165. [in Ukrainian]
3. Teoretychni ta eksperymentalni zasady tekhnolohii rehuliuвання розробки нафтових і газових родовищ в умовках тришчянуватості колектора / V. S. Boiko, I. M. Kuper, R. V. Hrybovskiy, R. V. Boiko ; Ivano-Frankiv. derzh. tekhn. in-t nafty i hazu. Ivano-Frankivsk, 1994. 29 p. – Dep. v DNTB Ukrainy 01.12.94, No 2488-Uk94. [in Ukrainian]
4. Nauchnyie osnovy intensifikatsii neftegazodobyichi iz neodnorodnykh plastov s primeneniem dispersnykh sistem : avtoref. dis. na soiskanie uchen. step. d-ra tehn. nauk : spets. 05.15.06 «Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy» / Boyko Vasiliy Stepanovich; Mosk. in-t neftehim. i gazovoy prom-sti im. I. M. Gubkina. M., 1989. 48 p. [in Russian]
5. Efros D.A. Issledovanie filtratsii neodnorodnykh sistem. M.: Gostoptehizdat, 1963. 351 p. [in Russian]
6. Sovershenstvovanie tekhnologii tamponirovaniya vyisokopronitsaemykh treschin zavodnyaemogo neftyanogo plasta: dis. ... kand tehn. nauk : 05.15.06 / Kuper Ivan Nikolaevich. Ivano-Frankovsk, 1990. 261 p. [in Russian]
7. A.s 1434841 SSSR. MKI E21 V 43/20. Sposob razrabotki nyaftyanykh zalezhey s treschinovato-poristyimi kollektorami / Boyko V.S., Kuper I.N., Gribovskiy R.V. i dr.No4148737/22-03; zayavl. 18.11.86.-DSP. [in Russian]
8. A. s. 1380334 SSSR, MKI E 21 V 33/13. Sposob tamponirovaniya treschin v udalenoй ot skvazhinyi zone plasta / V. S. Boyko, I. N. Kuper. No 4041560/22-03; zayavl. 24.03.86 ;zaregistr. 08.11.87. [in Russian]
9. A. s. 1558078 SSSR, MKI E 21 V 33/11. Sposob tamponirovaniya treschinno-poristogo plasta / V. S. Boyko, V. A. Petrinyak, V. G. Kasyanchuk, I. N. Kuper. – No 4446583/23-0. [in Russian]
10. Kuper I. M. Uhrynovskiy A. V. Fizyka naftovoho i hazovoho plasta : pidruchnyk. Ivano-Frankivsk : IFNTUNH, 2018. 448 p. [in Ukrainian]
11. Kuper I.M. Pidvyshchennia naftovyluchennia na piznii stadii rozrobky rodovyshch *Naftohazova haluz: Perspektyvy naroshchuvannia resursnoi bazy: Materialy mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii (23-25 travnia, Ivano-Frankivsk)*. Ivano-Frankivsk, 2018. P.195-197. [in Ukrainian]
12. Kuper I.M. Vprovadzhennia metodiv pidvyshchennia naftovyluchennia na doslidnykh poliakh naftovykh rodovyshch. *Problems and perspectives of modern science and practice (30-31 sichnia 2020, Hrats., Avstriia)*. Hrats, 2020. [in Ukrainian]