

Крохмаль В.О., магістр спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
Науковий керівник: Давиденко О.М., д.т.н., професор кафедри нафтогазової інженерії та буріння

(Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», м. Дніпро, Україна)

ПРОВЕДЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ

Як показує досвід розробки родовищ, для інтенсифікації припливу на нафтонасиченому об'єкті завтовшки понад 4 м, доцільно проводити гідророзрив пласта. При цьому проникність пласта має бути більше $0,1 \text{ мкм}^2$; свердловина – з великим радіусом забруднення (скін-ефект понад 5); довжина тріщини – понад 50м. На об'єктах з проникністю менше $0,03 \text{ мкм}^2$ доцільно застосування глибокопроникаючого гідророзриву в піщано-алевролітовій (низькопроникній) частині розрізу пласта, а також закачування водогазової суміші та періодичного очищення привибійної зони пласта із застосуванням УОС (УГПП-2М).

ГРП пласта відбувається при тисках, що сягають 70—100 МПа, і найчастіше перевищують допустимі тиску для експлуатаційних колон. Щоб захистити обсадні колони від високого тиску, на насоснокомпресорних трубах (НКТ) опускають у свердловину якірний пакер, які встановлюють над покрівлею пласта, що обробляється. Еластично-гнучкий елемент пакера (манжета) внаслідок стискання під вагою НКТ герметизує кільцевий простір між НКТ та експлуатаційною колоною. Ця дія досягається опорою пакера на забій за допомогою перфорованого хвостовика (пакер з опорою на забій типу ПМ, ОПМ). У другому варіанті в якості опори пакера на експлуатаційну колону використовують пакер з плашками, які розклинаються, коли повертають НКТ, розсуваються (розклинаються) і чіпляються у внутрішній поверхні експлуатаційної колони (пакери з плашками без опори на забій типу ПШ, ПС, ПГ). Якір застерігає зсув пакера під впливом перепаду тиску зверху та знизу пакера. Внаслідок внутрішнього зайвого тиску плашки якоря розсуваються (розклинаються) і чіпляються на внутрішній поверхні експлуатаційної колони. Якорі і пакери розраховані на тиск 30-50 МПа і мають прохідний переріз 35 - 75 міліметрів залежно від їх типу і всередину діаметра експлуатаційної колони. Перед спуском пакера необхідно провести шаблонування стовбура свердловини, щоб унеможливити ймовірне заклинювання пакера і знищення (руйнування) його еластично-гнучкого елемента в ході спускання в свердловину.

Робочі флюїди при гідророзриві пласта, застосовують на вуглеводневої чи водному підставі. Вони повинні не зменшувати фільтраційні властивості пласта, не активізувати збільшення глинистого цементу порід, не утворювати опади з флюїдами і в такому випадку повинні бути дешевими і доступними. Крім того, суміш (рідина) розриву, і рідина-власник повинен погано фільтруватися через утворені тріщини на поверхні, а рідина-власник також має оптимальну несучу або утримуючу здатність по відношенню до частинок матеріалу, що розклинає. Це сягає підвищенням в'язкості чи наданням флюїдам структурованих якостей. При високих Фільтраційних ємнісних якостях, через розсіювання в обсязі пласта, рідина гідророзриву не викликає розрив пласта або формування тріщин далеко від стінки свердловин, а рідина-власник не гарантує перенесення елементів розклинаючого матеріалу в тріщині.

Насамперед застосовувалися тягучі рідини на вуглеводневій основі (нафта, змішана мазутом, бітумом, асфальтитом; дизельне пальне) та емульсії (ліофобні та гідрофільні водонафтові, нафтокислотні, кислотно-гасові). Їх використання можливо доцільно під час проведення гідророзриву пласта в продуктивних свердловинах. В наш час в основному (приблизно 90% дій ГРП) застосовують рідину на водній основі (вода,

кислотні розчини і полімерів, міцелярні розчини). Підвищеними витратами подібних рідин забезпечується розрив пласта та відшкодовується їх незадовільна піско-несуча здатність. Щоб загуснути воду додається ПАА (поліакриламід), ССБ (сульфіт-спиртова барда), КМЦ (карбоксилметилцелюлоза). Щоб попередити набухання глин (стабілізації глин) використовують ПАР у воді, органічні полімери, хлористий амоній тощо. Як продавочна рідина, зазвичай застосовується технічна вода, котрий іноді нафту.

Як розклинювальний матеріал (наповнювачем тріщин) зазвичай використовують кварцовий пісок з частинками діаметром від 0,6 - 1,3 міліметра. Гранульований розклинювальний агент повинен мати значну міцність на стиск і не вдавлюватися в поверхню тріщини, мати незначну насиченість, кулясту конфігурацію і однотипний дробовий структура.

Для виконання ГРП глибокозалягаючих міцних порід з великою температурою, запропоновано використовувати скляні та пластикові кульки, зерна корунду та агломерованого бокситу, перемелену шкаралупу волоського горіха та інші, знайомі епізоди реалізації ГРП без використання заповнювача, їх ефективність пояснюється тим, що через розчин кислотою (кислотний ГРП), зникаючих деформацій високих порід чи помивки тріщин від забруднень, тріщини не замикаються. По технологічним схемам проведення розрізняють одноразовий, спрямований (поінтервальний) і багаторазовий ГРП. При одноразовому гідророзриві під тиском рідини, що закачується, виявляються всі розкриті перфорацією пласти одночасно, при спрямованому - лише обраний пласт або пропласток (інтервал), що має, наприклад, занижену продуктивність, а при багаторазовому ГРП здійснюється вплив послідовно на кожен пласт або пропластококремо. Місця утворення тріщин при спрямованому і багаторазовому гідророзривах регулюються введенням матеріалів, що тимчасово блокують (еластичних кульок діаметром 12-18 мм, зернистого нафторозчинного нафталіну і т.д.), застосуванням двох пакерів, засипкою низу свердловин піском, попередньою гідропіскоструминною перфорацією та ін., проте надійність цих робіт дуже низька.

Після закінчення робіт з ГРП на добувних свердловинах Середній дебіт з видобутку нафти зріс у 1,9 разів, успішність застосування гідророзриву, економічна ефективність становила 25%, що не поступається світовому досвіду застосування гідророзриву пласта; незважаючи на те, що обводненість зросла до 81,1%. Найголовніше те, що ефект стійкий у часі.

Список використаних джерел:

1. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів/Б.Й.Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль.- К.: Наукова думка, 2004. - 446 с.
2. Ratov, B. T., Fedorov, B. V., Khomenko, V. L., Baiboz, A. R., & Korgasbekov, D. R. (2020). Some features of drilling technology with PDC bits. *Natsional'nyi Hirnychiy Universytet. Naukovyi Visnyk*, (3), 13-18.
3. Aziukovskiy, O., Koroviaka, Y., & Ihnatov, A. (2023). Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions.
4. Пащенко, О. А. Шляхи підвищення надійності та ефективності бурового обладнання. In *Форум гірників–2016: матеріали міжнар. конф.*, м. Дніпропетровськ (pp. 5-6).
5. Ihnatov, A., Koroviaka, Y., Rastsvietaiev, V., & Tokar, L. (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling. In *E3S Web of Conferences* (Vol. 230, p. 01016). EDP Sciences.
6. Пащенко, О. А., & Хоменко, В. Л. (2011). Визначення оптимального кроку різців у породоруйнівному інструменті. *Породоруйнівний та металообробний інструмент-техніка та технологія його виготовлення та застосування.*