

Техніка і технології

УДК 553.98

МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЯ ГЛУШІННЯ НАФТОВИХ, ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН НА РІЗНИХ ЕТАПАХ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІЗ ЗБЕРЕЖЕННЯМ ВИДОБУТКУ

В.М.Солодкий, М.А.Солодкий, П.С.Голуб, О.Г.Голуб

ДП "ПолтаваРГП", 36019, м. Полтава, вул. М.Бірюзова, 53, тел. (05322) 75254,
e-mail: rhc@pi.net.ua

Важным аспектом повышения эффективности нефтегазодобывающего комплекса является сохранение начальной производительности нефтяных и газоконденсатных скважин. Предложенная методика глушения скважин довольно простая и не требует дополнительных затрат, на протяжении ряда лет она испытана авторами на месторождениях НГДУ "Полтаванефтегаз", а в последнее время – в ДП "ПолтаваРГП". Ее эффективность подтверждена результатами освоения многих буровых скважин (сохранение доремонтной добычи) и заслуживает широкого использования.

Одним з важливих аспектів підвищення ефективності нафтогазовидобувного комплексу є збереження початкової (при розкритті продуктивних пластів пошуково-розвідувальними свердловинами) та доремонтної (при проведенні КР експлуатаційних свердловин) продуктивності нафтових та газоконденсатних свердловин.

Класична методика глушіння свердловин, яка широко застосовується буровими та нафтогазовидобувними підприємствами, тією чи іншою мірою завдає шкоди навколосвердловинній зоні розкритого продуктивного пласта.

Глушіння свердловин проводиться для запобігання відкритому фонтануванню при знятті обладнання гирла свердловини та підйомі труб зі свердловини.

Для глушіння використовують рідину підвищеної густини, щоб створити протитиск на пласт. Рідина для глушіння свердловини, крім необхідної густини, повинна бути однорідною і відповідної в'язкості, не викликати корозію труб і обладнання, не вступати в хімічну реакцію з породою пласта і пластовою водою, не утворювати твердих осадів, не замерзати взимку, бути стійкою до високих температур, не бути вогнебезпечною і отруйною, мати низьку вартість, компоненти для приготування рідини повинні бути недефіцитними.

The important aspect of increase of efficiency of oil and gas complex is preservation of initial productivity of oil and gas wells. The technique damping of wells, which offered, rather simple also does not require additional expenses it during a number of years tested by the authors on deposits NGDU "Poltavanaftogas", and recently - in DP "Poltavargp". Its efficiency is confirmed by results of development of many chisel chinks (preservation pre-repair of production) and consequently deserves wide use.

Для глушіння використовують рідини на водній і вуглеводневій основах. До рідин на водній основі належать безпосередньо вода, розчини солей, розчини полімерів, емульсійні, нафтоемульсійні та глинисті. При використанні солей можна досягнути такої густини їх розчинів, кг/м³: хлорид натрію — 1200; хлорид кальцію — 1400; бромід кальцію — 1820.

Використання водорозчинних полімерів дає змогу регулювати реологічні властивості рідин для глушіння. Найчастіше з цією метою застосовують поліакрилати, зокрема поліакриламід (ПАА) в кількості 0,2-0,5%.

Введення в рідину для глушіння 0,05-0,3% неіоногенної поверхнево-активної рідини типу ОП-10, превоцелу, неонолу та інших сприяє поліпшенню стабілізуючої здатності та підвищенню поверхневої активності рідини для глушіння, що позитивно впливає на колекторські властивості продуктивних відкладів.

Зниження показника фільтрації розчинів солей, полімерних розчинів та розчинів, одержаних шляхом їх комбінації, досягають шляхом додавання карбонату кальцію. Крім того, з цією метою використовують смоли, розчинні у вуглеводнях, а також різні органічні колоїди, які здатні утворювати антифільтраційну кірку-плівку.

Застосування глинистих розчинів для глушіння свердловин можливе за умови, що їх попередня хімічна обробка забезпечить попередження колювості порід-колекторів.

До рідин на вуглеводневій основі належить безпосередньо нафта. Вона не повинна містити домішок, які можуть спричинити зниження проникності пластів. Для умов, що потребують застосування рідин на вуглеводневій основі з певними реологічними і фільтраційними властивостями, можна використовувати загущену безводну нафту, вапняно-бітумний розчин (ВБР), емульсію води в нафті.

Спосіб глушіння свердловини вибирають залежно від експлуатаційних параметрів (газовий фактор, обводненість, приймальність, тиск нагнітання, пластовий тиск) і способу її експлуатації. До складу спецтехніки для глушіння входять насосний або промивальний агрегат і автоцистерни. Кількість рідини для глушіння свердловини має дорівнювати об'єму експлуатаційної колони плюс необхідний запас. Створюваний тиск не повинен перевищувати допустимого для експлуатаційної колони.

На практиці під час глушіння свердловини при значних депресіях на продуктивній пласт та використанні бурових розчинів з низькою в'язкістю або інших рідин (пластова вода, розчин бішофіту, хлористого кальцію), які в результаті контакту з колектором проникають у вигляді фільтрату на значну відстань, спричинюється погіршення ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів. Таке поглинання вимірюється від перших кубометрів до десятків і більше. Після освоєння цих свердловин впродовж довгострокового періоду відбувається поступове очищення привибійної зони колектора.

Свердловина зазвичай втрачає частину продуктивності через те, що значна частка води назавжди залишається в пластах-колекторах (утримується силами внутрішньо порового натягу) і блокує навколосвердловинну зону. Цього можна уникнути (частково або повністю) завдяки зменшенню або повній відсутності періоду контакту рідини глушіння з пластом, а отже, зберегти ємнісно-фільтраційні властивості пластів-колекторів, що врешті впливає на збільшення нафтогазовіддачі.

Запропонована методика глушіння свердловин досить проста і не потребує додаткових затрат, а лише спеціальних навичок. Впродовж ряду років вона випробувана авторами на родовищах НГДУ "Полтаванафтогаз", а останнім часом — в ДП "ПолтаваРГП".

Її ефективність підтверджена результатами освоєння багатьох свердловин (збереження доремонтного видобутку) і тому заслуговує широкого використання.

Методи та технологія глушіння свердловин як в процесі буріння, так і на різних етапах експлуатації родовища залежно від величини пластових тисків, ступеня роздренованості розкритих інтервалів продуктивних пластів, фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів, приймаються різні.

В свердловинах, що виведені з буріння з високими початковими тисками, ущільненими колекторами, відсутністю поглинання рідини та малою роздренованістю розкритих горизонтів, допускається глушіння рідинами, які мають малу в'язкість (пластова вода, ропа, розчин бішофіту та хлористого кальцію та ін.), з короткочасовим контактом з інтервалами розкритих продуктивних пластів.

З метою збереження доремонтного видобутку таких свердловин пропонується наведена нижче методика глушіння.

Глушіння свердловини проводиться через НКТ однією із прийнятих рідин при прямій циркуляції до повного припинення її роботи. При досягненні в НКТ і затрубному просторі (на усті) тиску "0" атм, не перериваючи початого процесу, в трубний простір закачати пачку розчину з наповнювачем в об'ємі від нижніх отворів інтервалу перфорації свердловин до башмака НКТ і 100 м вище на врівноваження трубнотрубного простору. Після закачки розрахункової порції розчину з наповнювачем в заданий інтервал свердловина перебуває в очікуванні запланованих робіт. У такому випадку за наявності незначного поглинання свердловиною рідини глушіння закачана пачка розчину з наповнювачем буде просідати від башмака НКТ в область прийому рідини глушіння, яка знаходиться під пачкою блокуючого розчину.

Таким чином відбувається блокування або ізоляція зони прийому розчину глушіння. В даному випадку пласт зможе прийняти тільки незначний об'єм рідини, який вимірюється в літрах. Після проведення такої ізоляції приймання рідини глушіння практично припиняється, і свердловина буде перебувати в блокуючому стані, як би вона довго не перебувала в очікуванні робіт чи проведення намічених робіт.

У випадку відсутності свердловиною поглинання, навіть незначного (свердловина зовсім не поглинає рідину глушіння), як в процесі глушіння, так і після закачання пачка розчину для блокування зон поглинання буде знаходитися в розрахунковому інтервалі нижче башмака НКТ та вище в трубному і затрубному просторі на розрахунковій висоті і не завдаватиме ніякої шкоди пласту.

Як в першому, так і в другому випадках ми зберігаємо продуктивну характеристику розкритих пластів, а значить і подальший видобуток свердловини. У нас є широкий вибір рідин глушіння, які можна використати без ризику.

Якість глушіння свердловини визначається методом контролю рівня в НКТ після глушіння через один-два дні за допомогою автолебідки, поплавка.

Як рідина для блокування інтервалу розкритого горизонту застосовується якісний буровий розчин в'язкістю 45-60 сек. на сольовій основі незалежно від його густини при водовіддачі розчину 4-5 см³/30 хв. Як наповнювач приймається дерев'яна просіяна тирса через сито з отворами не більше 3,5-4 мм і введена в розчин з розрахунку десять десятилітрових

відер на 1 м³ розчину та перемішана в бункері агрегату при циркуляції “на себе”.

З метою запобігання відкладанню солей у привибійну зону пласта закачують інгібітор відкладання солей, який адсорбується на поверхні породи. В процесі відбирання рідини зі свердловини відбувається його поступова десорбція і винесення потоком рідини. Періодичність закачування інгібітора в привибійну зону залежить від його властивостей, закачаного об'єму і швидкості виносу з пласта на поверхню.

Якщо солі все ж відклалися на підземному обладнанні, то їх видаляють шляхом закачування в свердловину розчинника. При неможливості розчинити солі підземне обладнання піднімають на поверхню і очищають його хімічним або механічним способом. У випадку, якщо ні один з цих способів не ефективний, в свердловину спускають нове обладнання.

Допускається застосування як наповнювача резинової крихти, соняшникового лущиння та ін. Важливо, щоб в розчині не було вільної води і він мав дещо підвищену в'язкість порівняно зі звичайною. Застосування розчину на прісній основі за наявності солоної рідини для глушіння не допускається.

Свердловини, що мають добрі колекторські властивості розкритого горизонту, значну роздренованість, здатні до суттєвих поглинань рідини при їх глушінні. Це призводить до значного насичення розкритих продуктивних пластів рідинними глушіння, а іноді й до повного їх водонасичення.

При освоєнні таких свердловин значно втрачається доремонтний видобуток, падають робочі устьові тиски і температура. Свердловина втрачає свою продуктивність і проходить поступове (а іноді неможливе) відновлення видобутку, на що витрачається багато часу і коштів. Цього можна уникнути, якщо застосувати таку методику глушіння свердловин.

В процесі глушіння свердловини на початковому етапі робіт проводиться блокування розкритого інтервалу пластів (інтервалу перфорації) і вже після цього проводиться подальший процес глушіння. Всю роботу необхідно спрямувати на те, щоб при глушінні свердловини робоча рідина не потрапила в інтервал перфорації свердловини. Тому спочатку потрібно провести його блокування розчином з наповнювачем, а відтак рідина глушіння, проходячи через башмак НКТ і в затрубний простір, створює в ньому стовп рідини, яка і утримує блокуючу пачку в інтервалі перфорації.

Якщо не будуть створені такі умови при глушінні, то робота не дасть бажаного результату, і пачка розчину з наповнювачем буде вимита на усті. Для досягнення поставленої мети і блокування заданого інтервалу повинні виконуватися наведені нижче операції.

При закритому затрубному просторі, в НКТ закачуємо першою пачку розчину з наповнювачем, досягаємо при цьому приймання свердловини і продавлюємо цю пачку в область перфорації. Стежимо за ростом тиску в НКТ і

затрубному просторі, не допускаємо його в затрубному просторі більшим, ніж опресовочний тиск експлуатаційної колони. Спочатку відбувається стиснення флюїду, про що свідчить ріст тиску в трубному та затрубному просторах. Зайвий тиск скидаємо на факел. Як тільки настає момент прийому рідини в пласт, тиск стабілізується (більше не росте), і пачка блокування в подальшому транспортується до зони прийому.

В момент контактування пачки розчину з наповнювачем із зоною прийому відбувається блокування інтервалу перфорації. Різке підвищення тиску на усті в трубному і затрубному просторі є сигналом цього.

В цей момент необхідно відкрити затрубний простір на факельну лінію, стравлюючи частину тиску, підтримувати тиск, близький до статичного свердловини. В міру заповнення затрубного простору рідиною глушіння, збільшуємо скид на факел.

Одним із найвідповідальніших моментів наведеної методики глушіння свердловини є регулювання тиску затрубного простору з моменту початку блокування зони перфорації і до повного глушіння свердловини, не створюючи умов для вимивання закачаної пачки блокуючої рідини з інтервалу перфорації. Орієнтиром для зменшення тиску в затрубному просторі є об'єм закачаної рідини з перерахунком на висоту її підйому.

З появою рідини глушіння на усті тиск в затрубному просторі скидається до “0” МПа, свердловина прокачується до стабільності переливу, вирівнюється трубний і затрубний простір. Після однієї години простою свердловини в трубному просторі відбивається рівень, через добу рівень відбивається повторно. Якщо рівень не понизився — блокування відбулося якісно.

Вищевказана технологія дає можливість провести глушіння свердловин при мінімальних витратах рідини глушіння, в якості якої приймають будь-яку рідину, що є в наявності, без завдання шкоди самій свердловині із збереженням поточних дебітів.