

НОВІТНІ МЕТОДИ РОЗКРИТТЯ ТА ОСВОЄННЯ ПЛАСТІВ З АНОМАЛЬНО НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ (АНПТ)

¹ О.О.Іванків, ² В.М.Світлицький, ² М.М.Яворський, ¹ А.А.Писаренко

¹ Полтавське відділення УкрДГРІ, м.Полтава,
e-mail: 43yalo@rambler.ru

² ДК "Укргазвидобування", м. Київ
e-mail: svetlitsky@gasdob.com.ua

Рассмотрены причины снижения продуктивных характеристик во время вскрытия и освоения пластов с аномально низкими пластовыми давлениями. Доказано, что системное решение проблем окончания скважин позволяет наиболее полно реализовать ряд эффектов, непосредственно связанных с повышением качественных, экономических и экологических показателей работ на скважинах.

This work considers the decline of productive characteristics during opening and developing of beds with anomalous low bed pressure. It is proved that the system solution of problems of well completion allows to realize wider the row of effects, directly related to the increase of quality, economic and ecological indicators of works on wells.

Якісно побудована свердловина – це швидко і безаварійна проводка стовбура в заданому напрямі при мінімальних репресіях на пласти, при використанні відповідних даному інтервалу буріння промивальних рідин; надійне і довготривале закріплення, що виключає перетікання між пластами і негерметичність колон. Особливо це стосується свердловин, які знаходяться в зонах аномально низького пластового тиску.

Кульмінаційним моментом зі всіх етапів будівництва свердловин є розкриття продуктивних пластів як первинне (при бурінні), так і вторинне (при перфорації). Процес цей настільки делікатний та відповідальний, що нехтування ним може призвести у подальшому до небажаних наслідків.

Основним (і єдиним) наслідком неякісного розкриття є значне погіршення колекторських властивостей продуктивного пласта як безпосередньо в привибійній зоні (ПЗП), так і в віддаленій зоні – від 10-20 см до кількох метрів. Трапляються випадки, коли внаслідок такого закупорювання пласта викликати приплив буває дуже важко, а деколи і неможливо. Головними чинниками цього є невідповідність фізико-хімічних і реологічних властивостей промивальної рідини об'єкту розкриття, значний перепад між свердловинним і пластовим тиском та час контакту промивальної рідини з пластом.

Яким же чином звести до мінімуму вплив репресії тиску на продуктивний пласт, який починає діяти з моменту його розкриття долотом? По-перше, густина промивальної рідини повинна бути мінімальною. Але якщо взяти до уваги, що далеко не завжди відомості про тиск у певних інтервалах пласта бувають достовірними, то для підстрахування (а також з певних суб'єктивних причин) завищували густина промивальної рідини від однієї до декілька сотих г/см³, а пласту запроваджували серйозну ексекую. При розкритті продуктивних пластів помітно знижується рівень розчину в ємностях. Значні відсотки перевищення тиску у свердло-

вині над пластовим фіксують в статичному стані, а при промиваннях гідродинамічна складова є помітним додатком до гідростатичного тиску, і в сумі вони створюють тиск, який у декілька разів перевищує пластовий. Глибина проникнення твердої фази в порове середовище, за даними геофізичних досліджень, складає максимум 2-3 діаметри свердловини, фільтрату – до 10 діаметрів свердловини. Негативна дія фільтрату пояснюється зниженням ефективного діаметра порового простору за рахунок утворенням адсорбційної плівки на поверхні каналів фільтрації, фізичним відтисненням флюїду пласта, утворенням водо-газо-нафтової фази, зміною структури порового простору зі зміною термобаричних умов. Так, останнім часом чимало свердловин, пробурених в Україні, при освоєнні не дали продукції. Серед таких можна назвати свердловину № 100 Кільцівської площі, № 1 Бітлянської у Дніпровсько-Донецькій западині та декілька свердловин західного регіону з дуже низькими пластовими тисками, а саме: № 1 – Гуцулівська, № 3 – Коломийська, № 6 – Ст.Богородчанська. Всі вони пробурювалися з над-мірним перевищенням густини промивальної рідини. Лише після внесення змін в регламент буріння свердловин шляхом зменшення густини промивальної рідини з стандартно використовуваної 1,20 до 1,10-1,20 г/см³ було отримано промисловий приплив газу.

З метою мінімізації негативного тиску необхідно до мінімуму знижувати витрату промивальної рідини і виключити всі елементи, що створюють місцеві опори в затрубному просторі, плавно відновлювати циркуляцію, допомагаючи при цьому обертанням інструменту ротором. Не можна недооцінювати негативних наслідків для вже розкритого продуктивного пласта спуско-підіймальних операцій. Експериментальними роботами доведено, що при спуску бурильного інструменту в свердловину залежно від швидкості спуску тиск під долотом коливається від 1,5-2,0 до 50 МПа на кожних 1000 м

інструменту. Безпосередньо при бурінні і при спуско-підймальних операціях, та, зазвичай, в статичному стані – весь час з моменту розкриття до тужавіння цементного розчину продуктивний пласт знаходиться під репресивним тиском, в результаті якого він насичується фільтратом промивальних рідин і тампонажних розчинів, проникненням твердої фази з цих розчинів в пори пласта, утворенням нерозчинних осадів в привибійній зоні свердловини, розбуханням глинистого цементу колектора при контакті з прісним фільтратом тощо.

Останнім часом досить гостро стоїть проблема із забезпеченням герметичності кільцевого простору свердловин. Основною причиною обводнення свердловин є порушення цілісності цементного каменю. Руйнування зацементованого кільцевого простору обумовлене також і високим тиском опресування. Часто спостерігається недопідймання тампонажного розчину до проектної відмітки. В інтервалах підвищених температур відбувається погіршення зчеплення цементного каменю з обсадною колоною, деструкція цементного каменю. Вживані технології повною мірою не забезпечують якісне цементування колон. Так, неякісне розмежування пластів, особливо нижніх водонасичених, стало причиною ліквідації свердловини № 202біс Західно-Радченківського ГКР, причиною довготривалих та неефективних ремонтів свердловини № 122 Куличихинського ГКР, № 72 Пролетарського ГКР. Немало свердловин виходять з буріння з наявним міжколонним тиском, який є наслідком як неефективного цементування, так і відсутністю контролю за якістю труб експлуатаційної колони перед спуском. Часто економія на малому призводить до значних втрат в процесі експлуатації свердловин, а, можливо, і до її припинення.

Умови залягання продуктивних горизонтів, стан розробки родовищ вимагають створення спеціальних технологій і технічних засобів, мета яких – максимально можливе збереження природних колекторських властивостей і надійне їх розмежування від вище- і нижчезалягаючих пластів.

Перехід більшості нафтогазових родовищ до завершальної стадії розробки, збільшення глибин, об'ємів похило-скерованого і горизонтального буріння, залучення до розробки продуктивних пластів з низькими емнісно-фільтраційними властивостями тощо призвело до закономірного зростання складності геолого-промислових умов спорудження і експлуатації свердловин, значного зниження якісних і техніко-економічних показників робіт, порушення вимог охорони надр і навколишнього середовища. Найбільшій негативній дії у цих умовах піддається продуктивна товща, найбільшого збитку завдається фільтраційним характеристикам нафтогазонасичених порід через забруднення привибійної і віддалених зон пластів.

Системне вирішення проблем закінчення свердловин дає змогу більш повно реалізовувати низку ефектів, безпосередньо пов'язаних з підвищенням якісних, економічних і екологіч-

них показників робіт на свердловинах.

Геолого-технічні умови вторинного розкриття продуктивних пластів в обсаджених свердловинах диктують, як мінімум, три критерії його ефективності.

Критерій А. Сумарна поверхня розкриття обсадної колони (у вигляді отворів або щілин) повинна бути максимальною. Проте колона повинна зберегти здатність протистояти горизонтальній складовій гірського тиску.

Критерій В. Продуктивна частина пласта повинна бути розкрита повністю, залишки цементного кільця неприпустимі. За межами ж інтервалу розкриття повинно бути забезпечено збереження як обсадної колони, так і цементного кільця. Це зумовлено вимогою повної реалізації потенційних можливостей пласта і тривалістю експлуатації об'єкта без обводнення.

Критерій С. В межах продуктивного пласта повинно бути сформовано декілька глибоких перфораційних каналів для надійного зв'язку пласта з свердловиною, навіть за низької якості первинного розкриття (високі репресії, несприятливі параметри бурового розчину тощо) і негативних наслідках тампонажних робіт.

Найширше застосовуються ударно-вибухові методи. При цих методах обсадна колона і цементний камінь можуть руйнуватися не тільки в інтервалі перфорації, але й в інтервалах перемичок, що відокремлюють продуктивні пласти від водоносних.

Методи безударного розкриття можна розділити на такі: а) розкриття, засноване на точкових способах перфорації; б) суцільне розкриття.

Вторинне розкриття, базується на точковій перфорації. З позицій геологічної ефективності (отримання максимального дебіту) переваги має гідропіскоструминна перфорація. Однак через інтенсивне спрацювання промислового устаткування та високу ймовірність прихоплень при збоях в роботі насосних агрегатів спосіб не може знайти широкого використання.

Для вирішення наведених проблем застосовується гідравлічна перфорація на базі бурових розчинів без абразиву, хоча її застосування незначне внаслідок гасіння струменя. Це створює велику обмеженість високонапірного струменя, і його пробивна здатність відповідно зменшується.

При всіх способах точкової перфорації для отримання нових отворів або щілин необхідно відключати насоси, і відновлювати процес різання. Це вимагає багато часу, а місце нового різання важко проконтролювати.

Всі методи вторинного розкриття, засновані на точковій перфорації, задовольняють вимогам критерію А: колона залишається в працездатному стані, а розкриття відбувається в обмеженому режимі, без значних динамічних навантажень. Що стосується звільнення пласта від цементного каменю та створення глибоких каналів, то по цих критеріях технології явно незадовільні.

Суцільне розкриття. Застосовуються дві технології такого розкриття.

Розкриття продуктивного пласта за допомогою труборіза, що спускається на колоні бурових труб. У подальшому вифрезерована ділянка перекривається спеціальним перфорованим заміником обсадної колони або стовбур залишається відкритим. При цьому слід мати на увазі, що змінання стовбура під дією горизонтальної складової гірського тиску є питанням часу.

Для більшості пластичних і маломіцних порід продуктивних пластів час змінання невеликий. Крім того, за цією технологією не створюються глибокі канали для подолання закольматованої зони.

Розкриття продуктивного пласта за допомогою щільної перфорації. За цією технологією накатним диском формують довгі щілини в колоні, які забезпечують розкриття пласта по всій товщині і можливість видалення цементного каменя по всій поверхні пласта. Нарешті, є можливість (на відміну від точкової перфорації) формувати глибокі канали високонапірними струменями рідини, оскільки є вільний вихід відображеного від перешкоди потоку в свердловину через довгу щілину.

Отже, технологія розкриття за допомогою труборіза задовольняє критеріям *A* і *B* (у разі установки заміника обсадної колони), але недостатня по критерію *C*. Щільна перфорація задовольняє критеріям *B* і *C*, але незадовільна за критерієм збереження колони.

З урахуванням викладених вище обставин було розроблено нові технології.

Вторинне розкриття, засноване на глибокій гідравлічній перфорації. Технологія ґрунтується на результатах комплексу теоретичних і експериментальних досліджень руйнування гірських порід струменями і досвіді гідроперфорації на базі бурових розчинів без абразиву.

Суть технології полягає в подоланні чинника впливу обмеження струменя на його пробивну здатність. Для цієї мети гідромоніторне руйнування здійснюється не через колону, а безпосередньо у відкритий стовбур свердловини, після видалення ділянки колони труборізом. Це дозволяє збільшити глибину каналу в 2-4 рази при рівному тиску рідини.

Роздільне виконання фрезерування ділянки колони і гідравлічної перфорації вимагає дві спуско-підймальні операції робочого інструменту. У цьому очевидний недолік технології.

Вторинне розкриття базується на багатощілинній перфорації. Суть технології полягає в тому, щоб забезпечити розкриття всієї товщі продуктивного пласта (подібно до щільної перфорації або розкриття пласта труборізом), але при цьому зберегти обсадну колону як надійне кріплення свердловини. Вказаний ефект досягається тим, що в технологічно прийнятний час в колоні створюються десятки і сотні щілин малої довжини з перемичками між ними, які утворюють міцний каркас. Тому розкриття на базі багатощілинної перфорації задовольняє вимогам всіх критеріїв, що визначають високий рівень нафтовіддачі. Пласт розкривається повністю, подібно до розкриття труборізом або

щілинної перфорації, але колона не руйнується.

Незважаючи на значний спектр технологій розкриття продуктивних горизонтів всі геофізичні підприємства в основному застосовують перфораційні системи та заряди:

перфорація під тиском в обсадних колонах;

перфорація з депресією на пласт через НКТ при герметизованому усті свердловини лубрикатором УЛГ-65×35;

перфорація з депресією на пласт на НКТ.

Під час перфорації з депресією на пласт через НКТ та на НКТ свердловина відразу після перфорації вводиться в експлуатацію без підняття НКТ.

Для перфорації використовуються різноманітні типи сучасних перфораційних систем та кумулятивних зарядів:

українського виробництва ЗП-І-67-150;

російського виробництва ЗПКО-89-200, ЗПКО-89Е, ЗПКС-80, ПР-43 ;

німецького виробництва фірми "Dynamit Nobel" різних модифікацій з високою пробивною здатністю,

американського виробництва фірми "Owen" і "Schlumberger"

Як показав досвід останніх років, перфораційні системи та перфоратори фірм "Dynamit Nobel", "Owen" та "Schlumberger" значно якісніші і ефективніші від аналогічних російського і українського виробництва.

Для підтвердження вищесказаного наводимо результати застосування перфораторів цих фірм на конкретних свердловинах з пластовим тиском вищим та нижчим від гідростатичного.

Ульянівська площа

№ 8 Ульянівська: перфораторами ПК089 щільністю 12 *отв./м* проведено перфорацію в інтервалах: 2592-2565 м, 2506-2514 м ($P_{пл} = 2,20-2,30$ МПа). Отримано незначний приплив газу.

Переперфорація "Dynamit Nobel" TTG Strip 1^{11/16} щільністю 5 *отв./м* з депресією на пласт через НКТ при герметизованому усті свердловини лубрикатором УЛГ-65×35 – промисловий приплив газу $Q_{10}^r = 144,0$ тис.м³/добу.

Байрацька площа

№ 3 Байрак перфоратором фірми "Dynamit Nobel" TTG Strip 1^{11/16} розкрито інтервал 4724-4727 м щільністю 10 *отв./м*, через НКТ з депресією на пласт. Свердловина почала працювати газом $Q_{10}^r = 250,0$ тис.м³/добу.

Солохівська площа

№ 80 Західно-Солохівська: перфоратором TTG Strip 1^{11/16} через НКТ з депресією на пласт – інтервал 4724-4727 м щільністю 10 *отв./м* – свердловина почала працювати газом. $Q_{10}^r = 150$ тис.м³/добу.

Рудівська площа

№ 102 Рудівська перфораторами на НКТ фірми "OWEN" OWEN HMX 3^{3/8} в інтервалі 5689-5729 м щільністю 12 *отв./м* – свердловина почала працювати газом. $Q_{16}^r = 1,0$ млн.м³/добу.

Андріяшівська площа

№ 55 Андріяшівська проведено перфорацію в інтервалі 4719-4739 м ($P_{пл} = 37,0-38,0$ МПа) перфораторами на НКТ фірми "Dynamit Nobel"

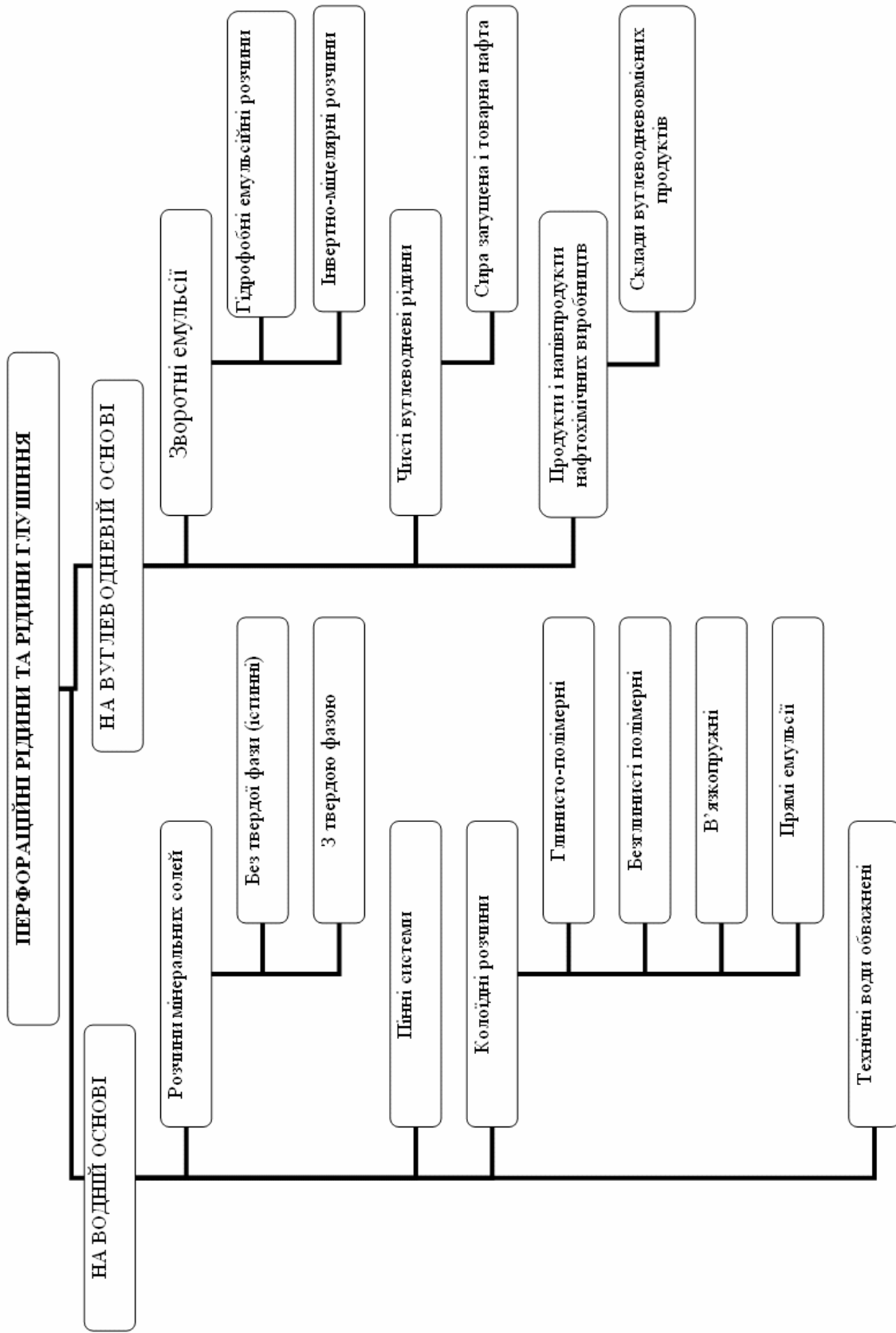


Рисунок 1

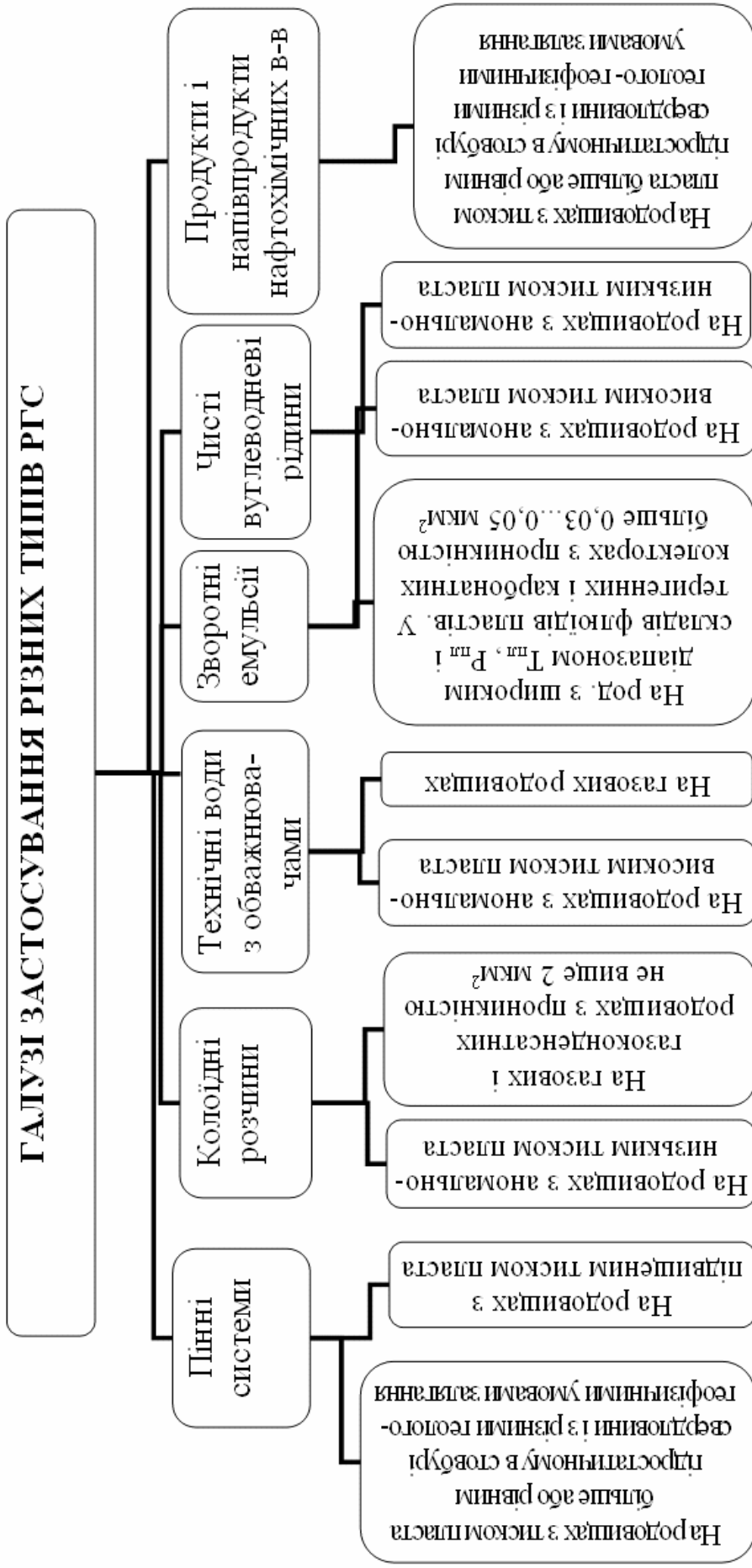


Рисунок 2

ТСР 3^{3/8} з депресією на пласт. Щільність перфоратії – 20 *отв./м*. Одержано промисловий приплив газу.

№ 78 Андріяшівська, перфораторами на НКТ з депресією на пласт фірм "Dynamit Nobel" та "OWEN" в інтервалі 4697-4722 *м* ($P_{пл} = 37,0-38,0$ *МПа*) – перфоратори ТСР 3^{3/8} та OWEN НМХ 3^{3/8}. Щільність перфоратії – 20 *отв./м*. Отримано промисловий приплив газу.

Вимоги до перфоратійних рідин специфічні відносно способу перфоратії. Для зменшення негативних ефектів від дії водного середовища під час кумулятивної перфоратії доцільно як модифікуючі добавки також вводити реагенти, які сповільнюють набухання глинистих мінералів та підвищують гідрофобізуючі і поверхнево-активні властивості, здатні виконати ці функції одночасно. Причому підбір здійснюється таким чином, що виключає несумісність компонентів розчинів попередніх і подальших етапів і пов'язані з цим процеси висолування і осадконакопичення.

Всі рідини умовно діляться на дві групи: на водній і вуглеводневій основі.

Проведений аналіз існуючих рідин глушіння дав можливість скласти їх класифікацію і уточнити області ефективного застосування (див. рис. 1 і рис. 2).

Результати освоєння свердловин в стандартних перфоратійних рідинах дають як позитивні, так і негативні результати. Тому при освоєнні свердловин переважно потрібно проведення додаткових заходів, пов'язаних з очищенням ПЗП.

Крім того, використання піни в процесі розкриття перспективних продуктивних горизонтів з пластовим тиском, близьким до гідростатичного, високопроникливих та з колекторами тріщинного типу є досить перспективним. Піна – це в'язкопластична пружна система, яка має цілу низку переваг перед глинистими промивальними рідинами:

- піна дає змогу легко та в широкому діапазоні регулювати вибійний тиск як в процесі буріння, так і під час спуско-підймальних операцій за рахунок зміни ступеня аерації;

- в'язкість піни можна регулювати в широких межах (в деяких випадках вона може значно перевищувати в'язкість промивальних рідин);

- використання піни майже повністю запобігає проникненню промивальної рідини в пласт (за рахунок закупорювальної дії бульбашок газу), тим самим зменшуючи його кольматію;

- значно покращуються умови виносу частинок вибуреної породи внаслідок присипання їх до бульбашок повітря, а наявність стиснутого повітря в системі призводить до збільшення швидкості висхідного потоку. Це дає змогу зменшити продуктивність насоса, що знижує гідростатичний тиск на стінки свердловини.

В сучасних умовах закінчення і ремонту свердловин проблема збереження колекторних властивостей продуктивного пласта займає першочергове місце. Операції з глушіння сверд-

ловин, що проводяться при цьому, часто проходять з поглинаннями технологічної рідини в пласт і відтісненням флюїду пласта від вибою. Особливо актуально це для свердловин, які розкрили пласти з АНПТ. Виходячи з наведеного, процес виклику припливу та освоєння свердловин стає нелегким завданням.

Відомо більше двадцяти технологічних процесів викликання припливу з пласта. Загалом всі вони базуються на трьох способах зниження протитиску на пласт: зменшення густини рідини, яка заповнює свердловину; зменшення рівня рідини в свердловині; зменшення вибійного тиску після попередньої дії на продуктивні пласти.

В умовах, коли в свердловині пластові тиски менші від умовно гідростатичних, виклик припливу стає проблематичним.

Для свердловин, освоєння яких обтяжене наявністю стовпа рідини на вибої, коли немає технічних засобів для їх видалення, пропонується технологія видалення рідини самогенеруючими пінними системами.

На відміну від відомих методів освоєння свердловин за допомогою рідких ПАР по затрубному простору чи газу високого тиску, розроблена технологія передбачає видалення кольматуючих елементів із застосуванням твердих брикетованих поверхнево-активних речовин.

Технологія освоєння нафтогазових свердловин з використанням брикетованих хімічних реагентів спінюючої та очисної дії призначена для підвищення інтенсивності винесення промивальної рідини після закінчення робіт з розкриття продуктивного пласта чи КРС та очищення вибою свердловин. Розроблена технологія передбачає введення в трубний простір НКТ брикетованих хімічних реагентів, поступове розчинення їх в привибійній зоні та пінення за рахунок надходження зі свердловини природного газу.

Брикети скеровуються насосно-компресорними трубами на вибій свердловин, де вони розчиняються у воді, вивільнюючи піноутворювач, який спінює воду та емульгує конденсат, зменшуючи протитиск на пласт.

Застосування реагентів у твердому стані дає змогу уникнути проблем, які виникають в разі використання водних розчинів, а саме:

- втрати концентрації реагентів внаслідок їх адсорбції на стінках труб;

- зниження якісних характеристик реагентів внаслідок їх змішування і довгого періоду часу між приготуванням розчину і початком процесу виносу рідини.

Крім того, за наявності пакера в свердловинах або в умовах бездоріжжя застосування твердих складів є єдино можливим. До переваг твердих складів порівняно з рідкими слід віднести і значно менші трудові і матеріальні витрати.

Досвід використання твердих ПАР для вилучення рідини з вибою свердловин засвідчив їх ефективність.