

Виробничий досвід

УДК 622.276

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ НА РОДОВИЩАХ НГВУ «БОРИСЛАВНАФТОГАЗ» І ОЦІНКА КОЕФІЦІЄНТА НАФТОГАЗОВИЛУЧЕННЯ

В.Р. Возний, О.В. Дудра

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

На продуктивність всіх свердловин значною мірою впливає спосіб первинного розкриття бурінням продуктивних горизонтів. Стан привибійної зони експлуатаційних свердловин погіршується через відкладання смол, парафінів і асфальтенів, а в нагнітальних свердловинах – через механічні домішки з води, продукти корозії і солі.

Для підвищення продуктивності розкритих пластів застосовують сучасні методи інтенсифікації.

Коротко описано суть вітчизняних і зарубіжних методів інтенсифікації припливів пластових флюїдів і очищення привибійної зони. Прокласифіковано методи за принципом роботи на механічні, хімічні, теплові та комбіновані.

Проведено аналіз гірничо-геологічних умов залягання продуктивних горизонтів, складу гірських порід, які впливають на вибір методу інтенсифікації і його економічні показники. Економічні показники включають в себе чистий дохід і термін окупності витрат.

Описано і проаналізовано технології дії на при вибійну зону нафтових свердловин родовищ Бориславське, Східницьке, Новосхідницьке, Стрільбицьке, Старосамбірське, Заводівське, Орів-Уличнянське, Мельничинське, Верхньомасловецьке, Коханівське нафтогазовидобувного управління «Бориславнафтогаз».

Оцінено поточний коефіцієнт нафтовилучення з усіх перелічених вище родовищ. Підраховано кількість видобутих запасів нафти і здійснено їх порівняння із затвердженими запасами.

Ключові слова: пласт, забруднення, родовище, очищення, депресія, репресія, розрив, реакції, вплив.

На производительность всех скважин в значительной мере влияет способ первичного вскрытия бурением продуктивных горизонтов. Состояние призабойной зоны эксплуатационных скважин ухудшается вследствие отложения смол, парафинов, асфальтенов, а в нагнетательных скважинах - механических примесей из воды, продуктов коррозии и солей.

С целью повышения производительности раскрытых пластов используют современные методы интенсификации.

Кратко изложена суть отечественных и зарубежных методов интенсификации притоков пластовых флюидов и очистки призабойной зоны. По принципу работы методы разделяют на механические, химические, тепловые и комбинированные.

Проведено аналіз горно-геологічних умов залежностей продуктивних горизонтів, складу гірських порід, впливаючих на вибір методу інтенсифікації і його економічні показники. Економічні показники включають в себе чистий дохід і термін окупаемости затрат.

Описаны и проанализированы технологии воздействия на призабойную зону нефтяных скважин месторождений Бориславское, Східницькое, Новосхідницькое, Стрільбицькое, Старосамборское, Заводівское, Орів-Уличнянское, Мельничинское, Верхньомасловецькое, Кохановское нефтегазодобывающего управления «Бориславнафтогаз».

Оценен текущий коэффициент нефтеизвлечения из всех вышеперечисленных месторождений. Посчитано количество извлекаемых запасов нефти и совершены сравнение с утвержденными запасами.

Ключевые слова: пласт, загрязнение, месторождение, очистка, депрессия, репрессия, разрыв, реакции, влияние.

The method of primary drilling into oil and gas bearing formations has the major effect on the flow rate of the well. Tar, paraffin, and asphaltene accumulations aggravate the bottoms of production wells in the formation zone, whereas mechanical water impurities, corrosion products and salts aggravate the bottoms of injection wells.

Modern intensification methods are used to increase recovery in the developed formations. The work briefly describes the essence of Ukrainian and foreign intensification methods of fluid influx and cleaning out the bottom-

hole zone. According to the operation principle, all these methods are classified into mechanical, chemical, thermal and combined.

The paper analyzes mining and geological conditions of bedding plane of oil or gas bearing reservoirs and rock structures that effect the choice of an intensification method and its economic indicators, namely net profit and payback time.

The technology influence on the bottom-hole zone is exemplified by the following oil sites that belong to the oil and gas company "Borislavnaftogaz": Borislav, Skhidnytsia, Nova Skhidnytsia, Strilbychi, Staryi Sambir, Zavodivsk, Oriv-Ulychne, Melnyky, Verhnomaslovske, Kohanivka.

The current rate of oil recovery from the above mentioned fields was evaluated. The amount of oil extracted was compared with the amount of oil estimated.

Key words: formation, contamination, field, clarification, depression, represson, fracture, reaction, influence.

Постановка проблеми. Стан привибійної зони свердловини має визначальний вплив на продуктивність розкритих пластів. Дослідженнями свердловин при стаціонарних і нестационарних режимах фільтрації встановлено, що після закінчення бурінням і освоєнням їх продуктивність знижується в середньому удвічі тобто коефіцієнт продуктивності свердловин становить 50% від коефіцієнта продуктивності гідродинамічно досконалої свердловини. Це зумовлено наявністю фільтрату і твердої фази, що потрапляють в пори продуктивного пласта із бурового розчину. Погіршення стану привибійної зони пласта у видобувних свердловинах зумовлено відкладеннями смол, парафінів, асфальтенів і солей, а у нагнітальних свердловинах – відкладеннями солей, механічними домішками з води та продуктами корозії. Відкладення солей у нагнітальних свердловинах відбувається внаслідок несумісності запомпованої і пластової вод. Ці всі чинники призводять до зменшення дебіту свердловини. При значному зменшенні дебіту свердловини виникає необхідність у дії на привибійну зону пласта. Досвід розробки родовищ свідчить, що дебіт свердловини можна значно підвищити за рахунок інтенсифікації припливу пластових флюїдів.

Методи інтенсифікації припливу до свердловини. Сучасні способи інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибоїв свердловин є ефективним методом збільшення їх поточної продуктивності і суттєво впливають на коефіцієнт нафтогазоконденсатовилучення. Способи інтенсифікації застосовують на всіх етапах експлуатації свердловин, починаючи від закінчення бурінням та освоєнням до завершення їх експлуатації наприкінці розробки родовища. Такі способи розроблені для різноманітних гірничо-геологічних умов: глибокого, надглибокого чи неглибокого залягання продуктивних пластів, високих або низьких пластових тисків, високих або низьких пластових температур, карбонатних або піщаних колекторів, тріщинуватих, високопористих або низькопористих колекторів, за умов насичення пластів різними типами вуглеводнів та вод. Саме гірничо-геологічні умови визначально впливають на використання тих чи інших способів інтенсифікації. Значний вплив на їх вибір мають також економічні показники їх застосування – чистий дохід і термін окупності витрат. За характером дії на привибійну зону пласта усі методи поділяють на чотири види.

Механічні. Вони спрямовані на розширення існуєчих і утворення нових тріщин в привибійній зоні пласта. Їх використовують у щільних низькопроникних колекторах. Найпоширенішими із них є ГРП, ПГРП, вібраційна обробка свердловин, торпедування, перфорація, очищення привибійної зони шляхом створення миттєвих депресій-репресій.

Вторинне розкриття продуктивних пластів здійснюють різними способами перфорації: кульовою (КлП), кумулятивною (КП) і гідропіскоструминною (ГПП). Під час перфорації утворюються канали, через які здійснюється приплив пластових флюїдів з пласта, що проходять через експлуатаційну колону і цементне кільце. Перфорація характеризується щільністю, розмірами і чистотою каналів. Перфорація є елементом конструкції вибою свердловини, від якого значно залежить дебіт, тому дуже важливо обґрунтувати проектне значення коефіцієнта гідродинамічної досконалості свердловини за характером розкриття пласта перфорацією. Найефективнішим способом є ГПП. При ГПП утворюються канали, що проходять через колону труб, цементне кільце й заглиблюються в породу під дією кінетичної енергії сформованого в насадках струменя рідини з піском. Канали, які можуть бути горизонтальними, похилими чи мати форму щілин, проходять через обсадну колону і цементне кільце, а потім проникають у породу на глибину від 100 до 300 мм. Довжина і поперечний переріз залежать від режимів різання. Для утворення каналів ГПП, більших від одержуваних під час КП, застосовують інтенсивні параметри здійснення процесу. Довжина каналу збільшується на 30% у випадку використання насадок діаметром 6,0 мм замість 4,5 мм, на 30...50% – при розгазуванні рідини азотом, на 40% – при зростанні перепаду тиску у насадках від 20 до 40 МПа. Якщо час формування каналу збільшити від 20 до 60 хв, то його довжина повільно зростатиме на 20%, а поверхня фільтрації – на 400% (тобто значно інтенсивніше). При одночасному застосуванні згаданих засобів довжина каналу може збільшитись у два-три рази. Проте не слід забувати, що ГПП технічно складний процес, тому технологічні переваги ГПП можуть бути ефективно використані у нафтогазовидобутку тільки за вмілого і раціонального планування його з урахуванням очікуваного додаткового видобутку вуглеводнів і витрат на його проведення. ГПП застосовують здебільшого в розвідувальних свердловинах, у свердловинах з багатоклон-

ною конструкцією, з тріщинуватими колекторами, а також під час капітального ремонту свердловин, особливо для повторної перфорації після ізоляційних робіт.

Проблема збереження природної проникності стінок перфораційних каналів і збільшення їх довжини набуває особливого значення під час розкриття глибокозалягаючих пластів з ущільненими колекторами і горизонтів з пластовим тиском нижче гідростатичного. Такі умови спостерігаються зазвичай в старих облаштованих нафтових районах: при розвідувальному бурінні на великих глибинах, при поверненні на залягаючи вище об'єкти багатопластових родовищ. З усіх відомих і застосовуваних способів перфорації цим вимогам як найповніше відповідає газогідропіскоструминна перфорація (ГГПП). ГГПП відрізняється від звичайної ГПП тим, що до рідини додають газову фазу, найчастіше газифікований біля свердловини азот. Після додавання газу в струмінь рідини початкова швидкість газорідинної суміші збільшується порівняно з чистою рідиною, а з віддаленням від насадки повільно спадає. На 30% збільшується довжина каналу ГГПП порівняно із довжиною каналу ГПП, а його об'єм на 200%. Під час ГГПП створюється додатковий перепад тиску на насадках і зменшується протитиск на пласт. Серед недоліків слід назвати труднощі, пов'язані із транспортуванням рідкого азоту до свердловини і його високу вартість. За результатами досліджень видно, що за рахунок додавання газу (азоту) в пульпу рідини з піском можна значно (у два-три рази) збільшити довжину каналу. Водночас газогідропіскоструминна перфорація має чимало інших переваг порівняно зі звичайною гідропіскоструминною перфорацією. Під час проведення ГГПП створюється додатковий перепад тиску на насадках за рахунок різниці густини газованої суміші в насосно-компресорних трубах (НКТ) і в затрубному просторі, який збільшується зі зростанням глибини свердловини. При додаванні азоту виникають реальні можливості застосування ГГПП з більшою глибиною залягання перфорованих пластів, оскільки компенсуються зростаючі гідравлічні втрати в трубах. Дуже важливим фактором при проведенні процесу інтенсифікації є створення тиску в свердловині, значно меншого від гідростатичного, що легше досягнути при використанні ГГПП. Завдяки цьому можна уникнути забруднення перфораційних каналів і проникнення в пласт інших рідин, а також при розкритті об'єктів із зниженим пластовим тиском. Тому одночасно із розкриттям пласта може бути викликаний приплив пластових флюїдів, тобто можливе постійне дренажування свердловини. Наявність газів сприяє ще більшому розгазуванню стовбура в затрубному просторі і, відповідно, стимулює приплив із пласта.

Метод миттєвих депресій-репресій використовується за наявності тріщинних колекторів, які в процесі їх розбурювання закупорюються твердою фазою, і тріщини перестають бути флюїдопрвідними. Суть методу полягає у

створенні в привибійній зоні пласта змінних тисків – спочатку створюється надлишковий тиск, а при руйнуванні діафрагми він миттєво знижується. За рахунок інерційних ефектів це зниження тиску є значно меншим за величиною від гідростатичного тиску. При створенні великих надлишкових тисків стінки тріщин розкриваються, сприяючи надходженню в них робочої рідини, а при миттєвому зниженні тиску виникає великий градієнт тиску з боку пласта в свердловину, що приводить до великої швидкості припливу рідини в свердловину. Ця рідина вносить у свердловину тверду фазу, очищаючи тріщини. Таким чином, один цикл дії на пласт складається з нагнітання в тріщини під тиском робочої рідини і різкого зменшення тиску на вибій свердловини. Число циклів дії на пласт – від до 150 і вище. Процес супроводжується періодичним зворотним промиванням для винесення з вибою механічних домішок. Під час проведення процесу здійснюється аналіз робочої рідини з визначенням кількості домішок, які підіймаються нею з вибою.

Суть віброударного впливу на пласт полягає в наступному. За рахунок створення поздовжніх і поперечних віброударних хвиль внаслідок втомних явищ відбувається утворення системи дрібних тріщин в привибійній зоні. Вібро впливу піддається також рідина, яка знаходиться в пласті. Внаслідок зменшення в'язкості рідини і сил зчеплення її з породою покращуються умови руху рідини з пласта до вибою свердловини і покращуються умови винесення твердих частинок у свердловину. Віброударний вплив рекомендується проводити в свердловинах, де розкриті пласти з високими тисками, але які є літологічно неоднорідними та мають низьку проникність. Для проведення віброударного впливу на пласт використовуються гідравлічні вібратори, які опускають у свердловину на насосно-компресорних трубах. Гідровібратори здатні виробляти 2500-3000 ударів за хвилину. Новою модифікацією віброударного впливу на пласт є застосування гідромолотів, які встановлюються на поверхні свердловини і за допомогою яких передається на вибій верхня або нижня частина синусоїди.

Ударно-хвильовий вплив на продуктивні пласти припускає два види ефектів: безпосередній хвильовий вплив на привибійну зону оброблюваної свердловини і віддалену дію, що спостерігається на відстанях до 1...1,5 км від джерела пружних хвиль. Ефекти ближньої дії виявляються в очищенні привибійної зони й зумовлені інтенсивністю пружних хвиль поблизу джерела. Ефекти далекої дії зумовлюють збільшення потоків нафти і відповідно зниження обводненості, що пояснюється процесом вивільнення пружної енергії, яка накопичується як у самому пласті, так і в породах, що його оточують. Остання накопичується внаслідок зміни порового тиску у пласті і пов'язано з цим зміною у напружено-деформованому стані гірського масиву. Отримані технологічні показники свідчать про високу ефективність впливу на малодобітні свердловини з низькими колек-

торськими властивостями, що полягає не тільки у збільшенні дебіту свердловин, але й в істотному зниженні обводненості. Наприклад, результати практичного застосування технологій свідчать про збільшення дебіту й зниження обводненості на свердловинах від 2 до 10 разів. Тривалість ефекту зниження обводненості після ударно-хвильового впливу характеризує радіус зони активізації нерухомих і малорухомих запасів нафти. Як джерело ударно-хвильового впливу використовують електророзрядні й акустичні свердловинні пристрої. Основу технології впливу на привибійну зону ультразвуком становлять: термоакустичний вплив, ультразвуковий капілярний ефект та гравітаційні ефекти. Під дією теплового поля в привибійній зоні відбувається розрідження парафіносмолистих відкладів. Вплив акустичного поля на рідку фазу в привибійній зоні полягає у виникненні в ній знакозмінних (стискування-розтяг), швидкоплинних високих градієнтів тиску, значення яких є достатнім для руйнування просторової структури і пограничних шарів рідини на поверхнях порових каналів. Ультразвуковий капілярний ефект збільшує глибину охоплення й інтенсивність обробки привибійної зони хімічними реагентами. Гравітаційні ефекти, що виникають у високоінтенсивному акустичному полі, зумовлюють очищення привибійної зони від механічних домішок, глинистого розчину та солей.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – це метод утворення в пласті нових або розширення і розвиток деяких існуючих тріщин при нагнітанні в свердловину рідини або піни за високого тиску. Для того, щоб новоутворені тріщини були добрими провідниками флюїдів і мали велику проникність, їх заповнюють закріплюючим агентом, наприклад, кварцевим піском. Під дією гірничого тиску заповнені кварцевим (або штучним) піском тріщини повністю не змикаються, завдяки чому збільшується фільтраційна поверхня свердловини. Іноді включаються в роботу зони пласта з кращою проникністю. ГРП можна здійснювати і без закачування розклинюючого матеріалу, однак ефект від такого оброблення буде значно меншим і короткочасним. Проведення ГРП можливе в майже будь-яких породах, краще в міцних малопроникних і щільних тріщинуватих вапняках або доломітах, за винятком пластичних сланців та глин. ГРП можна проводити на будь-яких свердловинах, якщо поклад працює у газовому режимі. Якщо ж на покладі спостерігається рух газоводяного контакту (ГВК), то на всіх свердловинах крайнього ряду ГРП не проводять. На покладах водоплаваючого типу при виборі свердловин для ГРП треба враховувати відстань до ГВК. Вище покрівлі продуктивного пласта, в якому намагаються провести ГРП, встановлюють пакер, який ізольовує кільцевий простір і колоноу від тиску, а також пристрій, який запобігає переміщенню пакера, – якр. Спущеною колоною НКТ спочатку нагнітають рідину розриву в таких об'ємах, щоб отримати на вибої свердловини тиск, який достатній для розриву пласта. В мо-

мент розриву на поверхні спостерігається різке збільшення витрати рідини за того ж тиску на усті або різке зменшення тиску на усті свердловини за тієї ж витрати. Після розриву пласта в рідину напompовують рідину-пісконосій за тисків, які утримують в пласті тріщину в розкритому стані, щоб при наступному знятті тиску тріщина залишилась у відкритому стані. Рідино-пісконосій, як правило, є більш в'язка рідина з піском. Далі запompовують притискувальну рідину, яка проштовхує рідину-пісконосій. Цей метод служить не для відновлення природньої проникності порід, а до їх значного збільшення. Вперше в Україні ГРП провели на Бориславському нафтовому родовищі в 1954 р.

Хімічні. В основу цих методів покладено дію на породи привибійної зони пласта різних кислот з метою розчинення частин, які забруднюють порові канали, а також для збільшення поперечних розмірів порових каналів. Їх застосовують тоді, коли пласт складений карбонатними породами. До хімічних відносять методи: глинокислотну, пінокислотну, азотокислотну обробки, СКО та інші її різновиди.

Обробки хлористоводневою кислотою (СКО) застосовують переважно для впливу на карбонатні породи й породи, які мають у своєму складі карбонатні цементи. На ефективність солянокислотної обробки впливає чимало чинників, серед яких основними є хіміко-мінералогічний склад породи, властивості рідини, які насичують породу, пластові температури і тиск, об'єм та концентрація кислотного розчину, час реагування кислоти з породою. Щоб зменшити корозію труб під час транспортування через них кислот, застосовують різні інгібітори.

Сірчана кислота, наявна в кислотному розчині, може у випадку взаємодії з карбонатними породами утворювати гіпс, і хоча він розчиняється в соляній кислоті, в поровому просторі можуть залишатися кристали гіпсу, що погіршує проникність пласта. Для зменшення вмісту сірки кислотний розчин можна обробляти хлористим барієм.

Оцтова кислота, додана в соляну, бере участь у процесі обробки і виконує декілька функцій:

- сповільнює взаємодію соляної кислоти з породою (сповільнювач),
- запобігає випаданню оксидів заліза (стабілізатор),
- взаємодіє з породою, розчиняючи її (активний реагент).

Фтористоводневу кислоту застосовують для обробки привибійної зони пластів з теригенними колекторами (кварцові пісковики, алевроліти) для розчинення силікатних і глинистих частинок, які містяться в породі, або які потрапили в неї з глинистого розчину.

Плавікова кислота в чистому вигляді завичай не застосовується, але використовується в суміші із соляною. Цю суміш називають глинокислотою. Її транспортують у ємкостях із ебоніту або покритих свинцем, парафіном, воском; ця кислота шкідлива для людей.

Для обробки пісковиків із незначною кількістю карбонатного цементу використовують глинокислоту – суміш хлористоводневої та фтористоводневої кислот. Розкладання сумішшю фтористоводневої та соляної кислот породоутворюваних алюмосилікатів і розчинення кварцу зумовлюють утворення розчинних солей кремнієфтористоводневої кислоти, хлористих і фтористих солей металів, кремневої кислоти. Остання в кислому середовищі здебільшого перебуває у вигляді гелю, але з досягненням певної концентрації або внаслідок повної нейтралізації може перетворитись у гель, який міцно закупорює поровий простір пласта. При проектуванні процесів обробки свердловин глинокислотою необхідно це врахувати. Технологічні схеми здійснення процесу обробки пластів глинокислотою не відрізняються від схем солянокислотної обробки. До особливостей деяких процесів належать проведення спочатку кислотної обробки, а потім обробки глинокислотою. Кислотна обробка, розчиняючи карбонатні матеріали, сприяє більш ефективному використанню глинокислоти і запобігає утворенню гелю кремневої кислоти. Замість плавикової кислоти можна використовувати одну із її сполук – біфторид амонію – це кристалічна сіль, яку можна транспортувати у мішках з поліетилену та крафтпаперу. Ця властивість вигідно відрізняє його від плавикової кислоти, яку потрібно зберігати і транспортувати в свинцевому або бакелітовому посуді. У складі біфториду амонію міститься 25%HF, він розчиняється у воді і кислотах, вступає в реакцію з силікатними породами й повністю розчиняє їх, також повністю розчиняє вапняки, хоча при цьому утворюється осад із фторидів кальцію та магнію. Домішка 16% біфториду амонію до 12%-ної соляної кислоти знижує корозійну активність її в чотири рази. Введення ПАР сприяє подальшому зниженню корозійної здатності. Суміш 12%-ної HCl біфториду амонію і 0,3% катапіну А має корозійну активність в 53 рази меншу, ніж 12% HCl. Отже, сам біфторид амонію має слабкі інгібуючі властивості, зате добре поєднується з іншими інгібіторами. Промислова практика свідчить, що пласти доцільно обробляти із застосуванням біфториду амонію.

Сульфамінову кислоту випускають у вигляді порошку. У чистому вигляді – це білі негіроскопічні кристали, густина яких 2130 кг/м³, температура плавлення – +205°C. Сульфамінова кислота менш активна у взаємодії з карбонатами і менш корозійно активна, ніж соляна кислота. Лабораторні дослідження підтверджують, що активність її в п'ять разів нижча, ніж у соляної. Обробка пластів сульфаміновою кислотою здійснюється за технологічною схемою, прийнятою для солянокислотних обробок.

Ефект від обробки вуглекислотою досягають спочатку за рахунок очищення каналів у привибійній зоні при різкому збільшенні швидкості руху рідини під час переходу вуглекислоти із рідинного стану в газоподібний. На привибійну зону пласта позитивно впливає здатність вуглекислоти вступати у взаємодію із ка-

рбонатними породами і розчиняти їх, розчиняється у рідинах і, зменшуючи їх в'язкість, розчиняє асфальтосмолисті осад. Все це зумовлює підвищення проникності привибійної зони пласта. Обробка вуглекислотою привибійної зони пласта доцільна під час проведення випробувань свердловин з низьким пластовим тиском, достатній проникності. Для свердловин з високим пластовим тиском краще використовувати соляну кислоту, дія якої на карбонатні породи значно ефективніша. В деяких випадках варто закачувати вуглекислоту разом з соляною кислотою для кращого очищення привибійної зони пласта. Вуглекислота сповільнює реакції соляної кислоти з породою. Це необхідно враховувати при плануванні обробки пласта сумішшю соляної кислоти та вуглекислоти.

Для інтенсифікації припливу ефективно використовувати пінокислотні обробки, під час яких у пласт закачують соляно-кислотний розчин з піноутворювачем. Для приготування пінокислотних розчинів застосовують соляну кислоту з концентрацією 10...15% і 20...25% залежно від типу колектора і його карбонатності. Вища карбонатність породи вимагає більш концентрованої кислоти. Спіненню піддають не тільки розчини соляної кислоти, але й суміші її з фторводневою. Для підвищення стійкості піни використовують стабілізатори. Із 10%-го розчину соляної кислоти найбільш стійку піну отримують при домішкях 1% піноутворювача (синтанол МЦ) і 1,5% стабілізатора (КМЦ). Для керування кислотного розчину можна застосовувати повітря, азот, природний газ. Кислотна піна, приготовлена з використанням повітря, різко збільшує корозійну активність кислоти. Тому як газову фазу краще використовувати азот, природний газ або димові викидні гази. Для зниження корозійної активності кислоти застосовують піноутворювачі, які є одночасно інгібіторами, або спеціальні інгібітори. Наприклад, застосовуючи катапін А, карбозолін або марвелан КО з дозуванням 0,1...0,5% від об'єму кислотного розчину, можна не проводити інгібування. При використанні інших піноутворювачів в розчин додають 0,1 і 0,4% інгібіторів KI-I і I-I-A відповідно. Особливістю технології закачування кислотної піни в пласт є використання ежектора, в який повітря подається компресором, а рідина – насосним агрегатом. За наявності компресорів високого тиску обходяться без ежектора. Використовуючи невеликі об'єми піни, її закачують в свердловину при відкритому затрубному просторі, а потім протискують у пласт рідиною, яку нагнітають насосним агрегатом.

Ефективність використання азотної кислоти і композицій на її основі полягає в тому, що і сама кислота, і продукти її реакції з породою пласта знижують в'язкість нафти зі значним вмістом асфальто-смолянистих речовин. Окрім цього, продукти реакції азотної кислоти з породою пласта здійснюють деемульгуючу дію на обводнену пластову нафту. Проте різні кислотні сполуки на основі азотної кислоти, як і чиста азотна кислота, надзвичайно сильні окисники.

Використання останньої для кислотних обробок зумовлює сильну корозію і руйнування елементів ущільнювачів і устаткування нафтопромислу. Для запобігання такій негативній властивості азотну кислоту перед pompуванням у свердловину переводять в неактивну форму – її комплекс з карбамідом, або, кажучи інакше, в її сіль – нітрат карбаміду. Нітрат карбаміду, що утворюється, є дрібнодисперсним нерозчинним у вуглеводневих рідинах продуктом, який випадає в осад. При розведенні водою відбувається руйнування нітрату карбаміду. Процес цей поступовий, тому поступове отримання азотної кислоти в пласті при руйнуванні нітрату карбаміду дає можливість збільшити глибину пласта при комплексній дії більше, ніж при дії чистою азотною кислотою, коли реакція відбувається в навколишній привибійній зоні. Іншим чинником, що сприяє збільшенню охоплення пласта кислотною обробкою, є те, що при руйнуванні комплексу шляхом розведення його водою, відбувається зниження концентрації та азотної кислоти в розчині. Таким чином, вибираючи той чи інший ступінь розведення можна регулювати й глибину охоплення продуктивного пласта кислотною дією. Необхідно також зазначити, що карбамід після руйнування комплексу в пласті подальшої участі в реакції не бере. Проте він не викликає і ніяких ускладнень, зважаючи на його високу розчинність у воді (104,7 г на 100г води при 20°C). Окрім цього, він володіє здатністю поліпшувати змочуваність гірських порід, що, природно, підвищує ефективність кислотної дії при виділенні продуктів реакції з порового простору привибійної зони пласта.

Теплові. Ці методи основані на прогріванні привибійної зони пласта з метою розплавлення і видалення з неї асфальтенів, смол, парафінів. А також їх застосовують для зменшення в'язкості нафти. До найпоширеніших відноситься закачування у привибійну зону пласта теплоносіїв (водяна пара, гаряча нафта) і нагрівання привибійної зони вибійними нагрівачами.

Роботи з теплового діянннн запобігають утворенню чи усувають парафіністи та смолянисті відклади у поровому просторі пласта і сприяють підвищенню поточного і накопиченого видобутку нафти. Теплові діянннн як загалом на нафтові поклади, так і зокрема на привибійні зони у видобувних свердловинах застосовуються в тих випадках, коли родовище містить нафту з високою в'язкістю і підвищеною густиною в пластових умовах, з великим вмістом парафіну, смол і асфальтенів. Видобувати таку нафту звичайними методами важко. Теплові методи діянннн в поєднанні з хімічними та іншими методами в таких випадках дають добрі результати. Для діянннн на нафтові поклади загалом застосовують теплові методи підвищення нафтовилучення. Суть таких теплових методів полягає в тому, що поряд із підтриманням пластового тиску (із гідродинамічним витісненням нафти) здійснюється підвищення температури в покладі, що сприяє значному зменшенню в'язкості нафти, зростанню її рухомості, випа-

риванню легких фракцій та ін. Об'єктами їх застосування є поклади високов'язкої смолистої нафти аж до бітумів, поклади нафти, яка характеризується неньютонівськими властивостями, а також поклади, початкова пластова температура яких дорівнює температурі насичення нафти парафіном або є близькою до неї. Високою в'язкістю характеризується відносно велика частина відомих запасів нафти у світі, причому спостерігається тенденція до її зростання. Інші методи розробки таких родовищ і підвищення нафтовилучення або непридатні до застосування, або не забезпечують достатньої ефективності. Теплове діянннн на привибійну зону, окрім того, подовжує міжремонтний період роботи свердловин, оскільки завдяки постійному прогріванню знижується в'язкість нафти, локально підвищується її температура; у зв'язку з цим зменшується і кількість парафіну, що відкладається у привибійній зоні і частково на стінках ліфтових труб. Основним призначенням теплового діянннн на привибійну зону пласта є відновлення проникності її за рахунок розплавлення і розчинення відкладеного на стінках фільтраційних каналів парафіну і адсорбційно-сольватних шарів активних компонентів нафти (смол, асфальтенів, органічних кислот). Промислова практика засвідчила, що на родовищах із в'язкою і важкою нафтою теплові методи діянннн на привибійну зону сприяють збільшенню продуктивності свердловин за рахунок зниження в'язкості нафти і очищення фільтраційних каналів від асфальтено-смолистих, парафінових та інших відкладів. Суть теплового оброблення або термооброблення (ТО) полягає в прогріванні привибійної зони пласта і стовбура свердловини з метою розплавлення і видалення парафіно-смолистих відкладів на поверхню разом із видобуваною нафтою. Теплота може бути внесена локально в привибійну зону продуктивного пласта двома способами:

а) теплопередачею в пласт по скелету насиченої рідини гірської породи від джерела теплоти (електронагрівача), котрий розміщений у свердловині в інтервалі продуктивного пласта (способом кондуктивного прогрівання стаціонарно або періодично);

б) конвективним тепломасоперенесенням за рахунок нагнітання у свердловину і далі в пласт теплоносіїв (насиченої або перегрітої водяної пари, гарячої води, нафти тощо).

Отже, продуктивний пласт в околі свердловини нагрівають двома способами: за допомогою нагрівача, розміщеного на вибої свердловини (електронагрівач, газовий пальник чи термоакустичний випромінювач), або заpomпoвуванням теплоносія в пласт (насичена або перегріта водяна пара, гаряча вода, нафта або вуглеводневий розчинник, гаряча кислота). Найбільше розповсюдження на промислах отримали циклічне і стаціонарне електропрогрівання, термоакустичне і паротеплове діянннн, а також діянннн гарячою кислотою на привибійну зону. Кожний із цих методів має свою специфіку і область застосування, та властиві йому переваги і недоліки.

Спосіб кондуктивного прогрівання привибійної зони може здійснюватися або періодично в зупиненій свердловині (періодичний спосіб прогрівання свердловин) або стаціонарно в процесі її експлуатації (стаціонарний спосіб прогрівання свердловин). Основними перевагами кондуктивного способу є простота технології і, як правило, низька вартість. На відміну від інших методів оброблень, у привибійну зону не вносяться сторонні речовини, що можуть викликати незворотні негативні наслідки. До недоліків способу відноситься неможливість внесення в пласт значної кількості теплоти за короткий проміжок часу. Це зумовлено невисокими значинами ефективною теплопровідності гірських порід. У зв'язку з цим при кондуктивному прогріванні радіус прогрітої зони, як правило, не перевищує 1 м. Механізм кондуктивного теплового діяннн за способом періодичного прогрівання привибійної зони зводиться до одноразового розтоплення (розплавлення) парафінових і асфальтено-смолистих відкладів у привибійній зоні, які негайно (до остигання і затвердіння) слід видалити із пласта шляхом пуску свердловини в роботу. Але в процесі подальшої експлуатації свердловини знову відбувається охолодження пласта і відкладання парафіну, тому для відновлення проникності порід необхідно через деякий час проводити повторне оброблення привибійної зони пласта. Механізм кондуктивного теплового діяннн за способом стаціонарного прогрівання привибійної зони зводиться до того, що в процесі експлуатації навколо свердловини в пласті створюється кільцева зона радіусом до 1 м, де стаціонарно підтримується достатньо висока температура. У цій зоні нафтопроникність колектора не знижується під час експлуатації свердловини (відсутні випадання і відкладання парафіну), а в'язкість нафти в деякій мірі є меншою від початкової (з підвищенням температури зменшується в'язкість). Як джерело теплоти для реалізації кондуктивного способу теплового діяннн на привибійну зону пласта найчастіше застосовують глибинні електронагрівачі. У зв'язку з цим найбільш поширеними є періодичне електротеплове оброблення і стаціонарне електротеплове оброблення.

Для періодичного електротеплового оброблення (періодичного кондуктивного прогрівання) експлуатацію свердловини припиняють, витягують на поверхню підземне обладнання (НКТ, насос тощо) і на кабель-тросі в інтервал продуктивного пласта опускають свердловинний електронагрівач, яким прогривають пласт в радіусі до 1-1,5 м протягом 3-7 діб, а відтак його піднімають, опускають свердловинне обладнання і відновлюють експлуатацію свердловини. Дослідні дані переконують, що через 3-7 діб безперервного прогрівання температура на вибої свердловини стабілізується. Вздовж стовбура свердловини нагріта зона поширюється на 20-50 м угору і на 10-20 м вниз від джерела нагрівання. Внаслідок малої теплопровідності порід вдається прогріти пласт вище від температури плавлення парафіну і асфальтено-смолистих відкладів на невелику глибину. Після вимкнен-

ня нагрівача вибійна температура знижується зі швидкістю 3-5°C/год. Тому потрібно без зволікань негайно пускати свердловину в роботу. Оскільки привибійна зона досить інтенсивно охолоджується (температура охолодження 3-5°C/год.), тривалості часу витягання електронагрівача зі свердловини і пускання свердловини в експлуатацію повинні бути мінімальними. В іншому разі розтоплені асфальтено-смолисті і парафінові відклади після зниження температури знову тверднуть, тож оброблення буде неефективним, тобто після припинення прогрівання свердловину необхідно ввести в експлуатацію раніше, ніж парафіно-смолисті компоненти знову затверднуть на стінках пор. Це накладає обмеження на область застосування методу за глибиною залягання пластів, котрі піддаються періодичному електропрогріванню: максимальна глибина 1500 м. Водночас зауважимо, що на глибинах понад 1500 м не спостерігається випадання парафіну в привибійній зоні. Ефект триває 3-4 місяці. Періодичне електротеплове оброблення привибійної зони за фактичними промисловими даними є достатньо ефективним методом підвищення дебітів видобувних свердловин, коли видобувається малов'язка та в'язка нафти і в привибійній зоні відбувається відкладання смол і парафінів.

Для стаціонарного електротеплового оброблення (стаціонарного кондуктивного прогрівання), яке здійснюється одночасно з експлуатацією свердловини, у свердловині в інтервалі продуктивного пласта разом із підземним обладнанням під час поточного ремонту встановлюють піднасосний стаціонарний електронагрівач, за допомогою якого здійснюють прогрівання пласта і який працює безперервно або періодично за заданим режимом у процесі відбирання нафти. Оскільки при цьому постійно підтримуються високі значини коефіцієнта нафтопроникності колектора і низькі значини коефіцієнта в'язкості нафти, для стаціонарного електротеплового оброблення придатні родовища зі смолистими або парафіністими (3-4%) і в'язкими (з коефіцієнтами в'язкості понад 10-50 мПа·с) нафтами за глибини залягання до 2500 м, в пластах товщиною не менше 3 м, хоч глибина свердловин у даному випадку не має значення і визначається лише роботоздатністю глибинного нагрівального обладнання (кабель, електронагрівач). Ефективність процесу зумовлюється не тільки відновленням проникності в привибійній зоні за рахунок розчинення смоло-парафінових відкладів, але і зниженням в'язкості видобуваної рідини.

Суть методу оброблення теплоносієм (кондуктивного прогрівання) полягає в запомповуванні в пласт нагрітого теплоносія, який розтоплює або і розчиняє смоло-парафінові відклади в привибійній зоні з подальшим своєчасним (до охолодження) і достатньо повним вилученням його із пласта. Для оброблення краще використовувати вуглеводневі рідини, ніж воду (незважаючи на їх меншу теплоємність), оскільки вони суміщають функції теплоносія і вуглеводного розчинника та не викликають негативних

побічних явищ (набухання глин, руйнування скелета гірських порід, зниження нафтопроникності). Як теплоносії для здійснення діяння на привибійну зону найбільш широко використовуються насичена водяна пара. Прогрівання привибійної зони пласта шляхом введення в пласт теплоносія може бути здійснено на достатньо велику відстань у глибину пласта від свердловини (до 20 м). Однак, цей метод, як правило, призводить до значного обводнення продукції свердловин. Крім того, він може викликати небажані наслідки в привибійній зоні, наприклад, утворення всередині пласта стійких емульсій, водяних конусів, руйнування сипкого колектора, а також набухання ліофільних глин у пласті. Не рекомендується проводити паротеплове оброблення на заводнених ділянках покладу у зв'язку з великою витратою теплоти. Механізм діяння на колектор у випадку нагнітання теплоносіїв також зводиться до впливу на в'язкість нафти і нафтопроникисті колектора. Однак, зниження в'язкості нафти зумовлюється не тільки температурним фактором, але й ефектом розрідження нафти гарячим конденсатом. Крім того, такий спосіб оброблення привибійної зони сприяє активному розчиненню парафіно-смолистих відкладів, розпушенню відкладів шламів і усуненню водних бар'єрів. У результаті нафтопроникисті колектора не тільки відновлюється, але часто стає вищою, ніж на початку експлуатації свердловини. Після оброблення поверхня порових каналів ліофобізується (покривається плівкою гарячого конденсату), що в поєднанні з тривалим збереженням у колекторі підвищеної температури дуже сповільнює механізм повторного накопичення парафіно-смолистих відкладів.

Паротеплове оброблення полягає в періодичному прогріванні привибійної зони шляхом нагнітання в пласт насиченої водяної пари. При цьому свердловину зупиняють, витягають на поверхню свердловинне насосне устаткування, і в продуктивний пласт нагнітають пару з таким розрахунком, щоб утворилася парова зона радіусом 10-20 м. Після цього свердловину герметизують і витримують протягом 2-3 діб. Вважається, що за цей період відбувається перерозподіл тиску і температури, а також капілярне просочення неохоплених впливом гарячого конденсату ділянок колектора. Для паротеплового оброблення придатні родовища глибини до 1000 м, що містять нафту з динамічним коефіцієнтом в'язкості в пластових умовах понад 50 мПа·с. При цьому співвідношення в'язкостей у пластових умовах і за температури насиченої пари, що відповідає поточному пластовому тиску, повинно бути не менше 2-3. Якщо нафта родовища є малов'язкою, то вона повинна бути парафінистою (понад 4%), пластова температура повинна бути нижчою від температури початку кристалізації парафіну, а радіус області парафіно-смолистих відкладів у привибійній зоні повинен перевищувати 1 м. Якщо радіус області парафіно-смолистих відкладів є меншим від 1 м, то економічно доцільніше застосовувати електротеплове оброблення. Для

паротеплового оброблення стовбура свердловини і привибійної зони пласта застосовують пересувне парове автомобільне устаткування типу ППУА-1600/100, яке змонтовано на шасі автомобіля високої прохідності. Його також застосовують для депарафінізації НКТ у свердловинах та викидних лініях.

Циклічне паротеплове оброблення полягає в періодичному нагнітанні в пласт насиченої водяної пари. Свердловину зупиняють, витягають на поверхню устаткування із свердловини і в продуктивний пласт запомповують пару з таким розрахунком, щоб утворилася парова зона радіусом 10-20 м. Свердловину закривають на 2-3 доби, а відтак вводять в експлуатацію. Ефект триває протягом 2-3 місяців. Циклічне паротеплове оброблення доцільне на родовищах із глибиною залягання продуктивних пластів до 1500 м, що містять нафти з динамічним коефіцієнтом в'язкості понад 50 мПа·с (за пластових умов). Під час паротеплового оброблення в'язкість нафти повинна знижуватися в 2-3 рази. Паротепловому обробленню можуть піддаватися і пласти, насичені малов'язкою нафтою, але з великим вмістом парафіну і асфальтено-смолистих компонентів (понад 4%), причому радіус зони відкладання парафіну в пласті повинен бути більше 7-8 м. У разі меншого радіусу зони відкладення парафіно-смолистих речовин доцільніше застосовувати інші теплові методи. Товщина пласта повинна бути не менше 5 м, а пластовий тиск – в 1,5-1,7 рази нижчим від робочого тиску устаткування, що використовують для отримання пари. Для паротеплового оброблення свердловину оснащують спеціальним устаткуванням.

Відомо теплові оброблення пластів вогневими нагрівачами (відкритим вогнем) на родовищах із парафінистими і високосмолистими нафтами на стадії зниження пластового тиску і різкого зменшення коефіцієнта проникності. Устаткування складається з компресора для подавання повітря, дозувального насоса ДН-150 для подавання дизпального, одноліфтового вибійного нагрівача (з камерою спалювання і форкамерою) і запалювального пристрою. Устаткування укомплектовано системою контролю-вимірювальних приладів і автоматики. Керування роботою обладнання здійснюється з кабіни оператора. Кожне устаткування складається з двох блоків, змонтованих на жорсткій рамі-санках у фургоні. Після підготовки свердловини в неї опускають на НКТ нагрівач. Глибина опускання нагрівача вибирається з таким розрахунком, щоб тиск стовпа рідини над ним не перевищував максимального тиску компресора. Готову паливно-повітряну суміш, яка одержується в результаті роботи компресора і дозувального насоса, запомповують через НКТ у камеру спалювання. Для запалювання горючої суміші опускають спеціальний запальний пристрій на дроті з допомогою лебідки (апарата Яковлева). Свердловину обробляють, забезпечуючи коефіцієнт надлишку повітря 1,5-2, а на 1 кг палива подають 17-20 м³ повітря. Тривалість оброблення становить 15-30 год. у залеж-

ності від рівня рідини у свердловині. Як паливо використовують дизпальне, нафтовий або природний газ. Доцільно запомповувати газ у свердловину через сепаратор, що забезпечує осушення за парою до 93 % і більше.

Комплекси. Ці методи застосовують в складних гірських умовах, де одночасно проявляються декілька чинників, які погіршують фільтраційні властивості пласта. До них належать термокислотні обробки, термогазохімічні обробки, кислотний розрив пласта та ГРП із гранульованим магнієм.

Термохімічна обробка – процес обробки привибійної та віддаленої зон пласта соляною кислотою, нагрітою в результаті екзотермічних реакцій. Нагрівання КР відбувається під час екзотермічної реакції кислоти з магнієм в реакційному наконечнику на НКТ або в пласті з гранулами магнію, розміщеними в тріщинах. Під час цього СКР втрачає частину своєї хімічної активності. Термохімічні обробки призначені для обробки свердловин з яскраво вираженими ознаками відкладення парафіну і смол на фільтрі, і в привибійній частині пластів, для обробки доломіту, що погано розчиняється в СКР, а також для утворення глибоких каналів роз'їдання в карбонатних пластах. Така обробка очищає канали від закупорювальних відкладів і підвищує результативність взаємодії соляної кислоти з породою. Термохімічні обробки ґрунтуються на екзотермічних реакціях, які відбуваються при реагуванні соляної кислоти з деякими речовинами, наприклад алюмінієм, магнієм, гашеним вапном, карбідом кальцію, їдким натром, їдким калієм та іншими. Найбільша кількість тепла виділяється при взаємодії соляної кислоти з металевим алюмінієм. На 1 кг алюмінію виділяється 4670 ккал тепла або на кожен грам-молекулу виділяється 126 ккал тепла. Однак після повної нейтралізації соляної кислоти утворений хлористий алюміній випадає в осад у вигляді об'ємної маси гідрату оксиду алюмінію. Тому використовувати алюміній для термохімічних обробок не рекомендується. При взаємодії металевого магнію та соляної кислоти виділяється 4520 ккал тепла на 1 кг магнію або на кожен грам-молекулу магнію виділяється 110,2 ккал тепла. Утворений при цьому хлористий магній повністю залишається в розчині. У час реакції гашеного вапна і карбиду кальцію виділяється відповідно 572 і 852 ккал/кг, а їдкого натру і їдкого калію відповідно 592 і 450 ккал на 1 кг твердої речовини. Всі перелічені вище реагенти значно поступаються алюмінію і магнію щодо виділення тепла при взаємодії з соляною кислотою. Тому їх майже не використовують у промисловій практиці при термохімічних й термокислотних обробках.

Однієї із найефективніших термохімічних дій можна досягнути при взаємодії нітрату карбаміду з нітратом натрію. Використання цих реагентів дає змогу підвищити температуру оброблюваної зони пласта на 250-270 С, якої цілком достатньо, щоб розплавити парафіністі та асфальтосмолисті відкладення, що знаходяться в ній. Слід зазначити також, що оскільки

термохімічна реакція відбувається безпосередньо в привибійній зоні пласта, технологія запобігає корозії устаткування у свердловині. Внаслідок взаємодії нітриту натрію з нітратом карбаміду не тільки виділяється велика кількість тепла, що дає змогу прогріти значний об'єм пласта і досягти розплавлення парафіністих і асфальтосмолистих відкладів, але й утворюється азотна кислота, яка взаємодіє з породами пласта і як кислота, і як окисник, збільшуючи властивості фільтрації обробленої зони. Для того, щоб дію кислоти на пласт зробити комплексною при збільшенні проникності привибійної зони пластів з теригенними колекторами (пісковики, алеволіти), технологічний процес термохімічної реакції взаємодії нітриту натрію з нітратом карбаміду доцільно доповнити обробкою привибійної зони пласта глинокислотою.

Термокислотна обробка – комбінований процес обробки пласта соляною кислотою, при якому спочатку проводиться термохімічна, а потім звичайна соляно-кислотна обробка. При термокислотній обробці внаслідок збільшення активності соляної кислоти шляхом підвищення її температури, відкриваються канали в породі, які забезпечують можливість просування холодної кислоти вглиб пласта. Для термокислотних обробок можна було б підігрівати кислоту на поверхні, однак втрати тепла при транспортуванні її до вибою і висока корозійна активність гарячої кислоти практично виключають цю можливість.

Гідровібратори використовують при гідромеханічному впливі на привибійну зону пласта, їх можна застосовувати і при солянокислотних обробках пласта. Процес нагнітання кислоти з одночасним впливом на пласт віброударними хвилями здійснюється за такою технологічною схемою: встановлюють у свердловині гідровібратор, промивають її; при відкритому затрубному просторі помпують у свердловину кислоту в об'ємі, рівному об'єму насосно-компресорних труб; закривають затрубний простір і нагнітають в пласт кислоту об'ємом протискувальної рідини. Коливання, зумовлені гідровібраторами, діючи на пласт і рідину, яка його насичує, поліпшують умови проникнення кислоти у пласт. Це сприяє ефективнішій обробці привибійної зони.

Кислотні гідророзриви пласта (КГРП) є різновидом кислотних обробок під високим тиском і відрізняються від них, насамперед, великими об'ємами та високими темпами закачування розчину кислоти. КГРП рекомендують для свердловин, де відсутній або недостатній гідродинамічний зв'язок з пластом. Комбінуючи методи гідродинамічного і хімічного впливу на пласт, можна одержати значні припливи із пласта. При КГРП тиск нагнітання може перевищувати міцнісні характеристики колони, тому їх проводять з пакером або з протитиском бурового розчину. Кислотний розрив пласта призначений для розкриття та розширення мікротріщин в породах. Його можна здійснювати, заповнивши утворені тріщини розклинювальним матеріалом або без цього заповнення.

КГРП без заповнення тріщин розклинювальним матеріалом застосовується частіше, бо його простіше здійснити. Внаслідок хімічного впливу на породи пласта, неоднорідності їх мінералогічного складу й тріщинуватості, розчинення породи відбувається по-різному. Тому після зниження надлишкового тиску тріщини змикаються не повністю, і в пластах утворюються високопроникні зони. Високі темпи закачування розчину дають змогу досягти ефекту гідравлічного розриву пласта, а великі об'єми закачуваного розчину – обробити віддалені зони пласта. В процесі КГРП можуть бути використані нафтокислотні емульсії та пінні системи, з допомогою яких кислота рухається пластом на значні відстані. Для ефективнішої обробки часто використовують водні розчини ПАР, змішані з кислотою або заповнені порціями з соляно-кислотним розчином.

Термоакустичне діяння на привибійну зону полягає в одночасній дії на пласт потужних теплових і акустичних полів. У цьому випадку різко зростає радіус прогрітої зони (до 8 м), відбувається інтенсивне руйнування і винесення з пласта під час пуску свердловини в експлуатацію парафіну, бурового розчину і його фільтрату, гідратів газу і деяких солей. Термоакустичне діяння може здійснюватися у свердловинах глибиною до 2500 м, розташованих на відстані не менше 50 м від фронту нагнітання, щоб уникнути прориву води в результаті оброблення. Для оброблення використовується комплекс апаратури, що складається з наземного ультразвукового генератора з блоком автоматичного підстроювання частоти (від 15,5 до 23 кГц), кабелю КПБК і секційного термоакустичного випромінювача з пермендіора (сплав заліза і кобальту з добавкою ванадію). Випромінювач опускають на колоні НКТ або на кабелі-тросі.

Постановка задачі. Розглянемо більш детально декілька нафтових родовищ, які знаходяться поруч в одному районі, зокрема Бориславське, Верхньомасловецьке, Старосамбірське, Заводівське, Орів-Уличнянське, Коханівське та Мельничинське родовища.

Основний матеріал. Усі вищезазначені родовища знаходяться на заході Львівської області в районі м. Борислав. Саме тут, на Передкарпатті, почався промисловий видобуток вуглеводнів в Україні ще у 18 ст. у 1909 р. в Бориславі річний видобуток становив 1,92 млн. т. Тут існує давня традиція використання методів інтенсифікації припливу вуглеводнів до свердловини. Дані родовища розробляються НГВУ «Бориславнафтогаз». Станом на 01.01.2012 р. в діючому фонді налічувалося 562 видобувні свердловини, в т.ч. 11 фонтанних, 161 желонкова та 16 нагнітальних. В бездії перебувало 187 видобувних та 17 нагнітальних свердловин. Більшість родовищ знаходяться на пізній стадії розробки, коли пластова енергія вже виснажена. Це призводить до роботи свердловинних штангових глибинних насосів, і, особливо, до застосування

методів інтенсифікації. Річний видобуток нафти з родовищ у 2011 р. – 101,25 тис. т., води – 182,992 тис. т., газу – 37,641 млн. м³. Завдяки застосуванню методів інтенсифікації до 16,3 тис. т. зріс річний видобуток нафти із покладів Верхньомасловецького родовища.

Для підтримання стабільної роботи видобувних свердловин проводилися такі методи інтенсифікації. На родовищах Бориславське, Старосамбірське, Заводівське, Орів-Уличнянське, Мельничанське застосовували обробку привибійної зони пласта (ПЗП) із використанням підкислених розчинів поверхнево активних речовин (ПАР), які забезпечують очищення від асфальтеносмолістопарафінових відкладень (АСПВ) як ПЗП, так і обладнання; обробку із застосуванням розчинника «Пропаніл» та ПАР, які в суміші з конденсатом і 5% жириноксом забезпечують розчинність різних АСПВ в межах від 70% до 100%; обробку інгібітором «Рена-2210». Технологія обробки ПЗП та глибинного обладнання інгібітором «Рена-2210» забезпечує не тільки руйнування АСПВ у ПЗП, але і попередження подальшому їх відкладенню на поверхні порових каналів, НКТ та підземного обладнання в подальшій експлуатації свердловин. Також були проведені термохімічні впливи на ПЗП методами, які дозволяють провести термохімічну обробку всього неоднорідного за проникністю розриву свердловини, покращити ефективність термохімічної дії, зменшити до мінімуму негативний вплив тимчасово блокуючої рідини. Зокрема така обробка за 2011 р. проведена у свердловині №26 Коханівського родовища. Внаслідок цієї обробки дебіт зріс на 10,17 т/доб, і за 296 діб загальний ефект склав 1037 т.

Для покращення приймальності нагнітальних свердловин проводилися соляно- та глино-кислотні обробки. На родовищах Бориславське, Орів-Уличнянське, Старосамбірське проведено соляно-кислотні оброблення нагнітальних свердловин. Так, на Бориславському родовищі на свердловині №2001 після СКО приймальність зросла з 65 м³/доб до 480 м³/доб, а загальний ефект склав 256297 м³; на свердловині №3 Старосамбірського родовища приймальність зросла з 20 м³/доб до 86 м³/доб, а загальний ефект склав 15684 м³. З метою інтенсифікації видобутку нафти проведено три потужні гідророзриви пласта (ПГРП) та два кислотні гідророзриви пласта (КГРП) у свердловинах Старосамбірського та Бориславського родовищ. Проведені ПГРП із використанням поперечно зшитого водного гелю фірми «Clearwater.Inc» на Старосамбірському родовищі в 2008 р. та ПГРП із використанням гелевої рідини «Галгель» в 2010 р. на родовищі Старосамбірське, а в 2011 р. і на Бориславському родовищі. Внаслідок проведення ПГРП у свердловині №73 Старосамбірського родовища дебіт зріс в середньому на 3,18 т/доб, тривалість ефекту становить 493 доби і загальний ефект склав 1481 т/доб по нафті і 168 тис. м³ по газу.

На Бориславському родовищі були проведені кислотні розриви пласта, які сприяли збі-

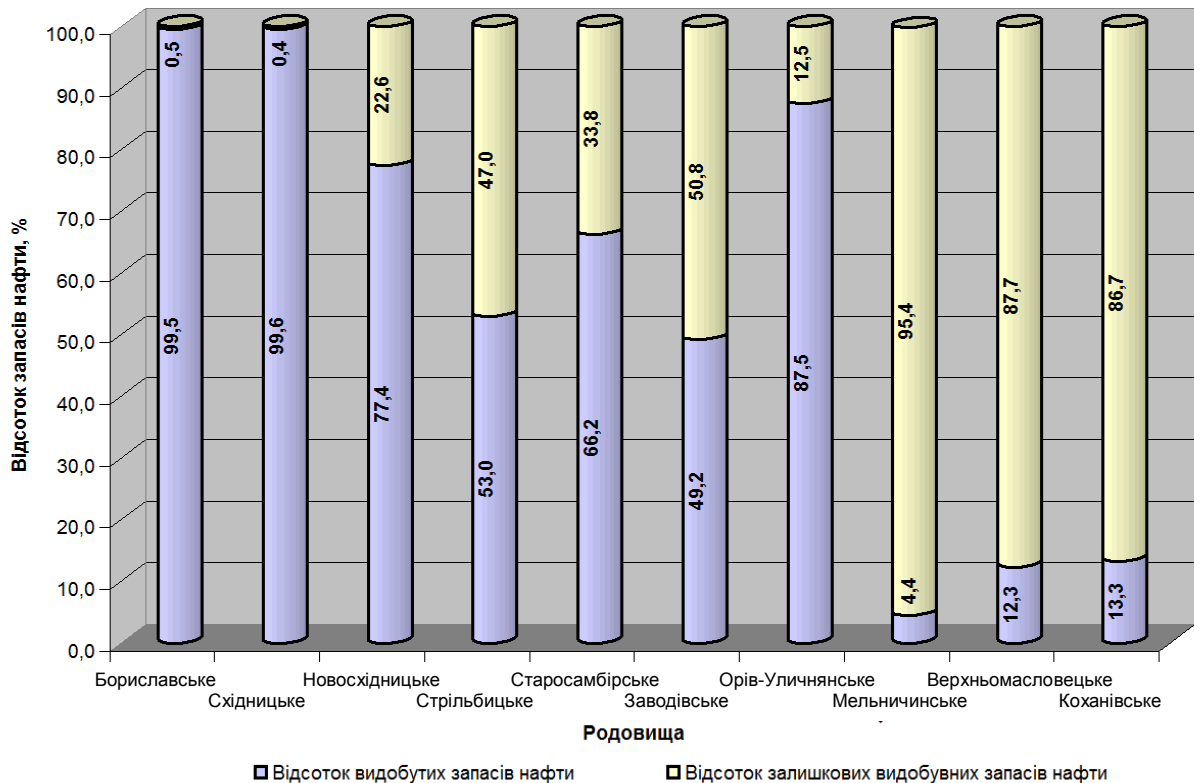


Рисунок 1 – Вилучення видобувних запасів нафти із родовищ НГВУ «Бориславнафтогаз» станом на 01.01.2012 р.

лшенню продуктивності свердловин шляхом створення у пластах вузьких тріщин, стінки яких розчиняються кислотним розчином. Технологія призначена для дії на піщані та карбонатні колектори. Так, наприклад, на свердловині №1600 після проведення КГРП дебіт зріс з 1,19 т/доб до 1,62 т/доб. Загальний ефект з даної обробки за 2011р склав 922 т за нафтою і 1407тис.м³ за газом. Також було проведено пару обробок привибійної зони пласта водноспиртовим розчином савенолу на Бориславському родовищі протягом 2011р, які сприяють збільшенню коефіцієнта витіснення рідини із пласта і ефективно діють на різнопроникні пропластки неоднорідного за проникністю розриву. Дебіт до обробки становив 0,29т/доб, а вже після - 0,6т/доб. Таким чином загальний ефект від даної обробки склав: за нафтою 511,66т і за газом 234,44тис.м³. Розробка покладів Бориславського і Східницького родовищ знаходиться на завершальній стадії – відбір від затверджених видобувних запасів понад 99% (рис. 1). Значна кількість залишкових видобувних запасів нафти зосереджена у відкладах Старосамбірського та Заводівського родовищ. Невеликий відсоток відбору видобувних запасів нафти – на Мельничинському та Коханівському родовищах.

Висновки

1. На Бориславському родовищі станом на 01.01.2012р завдяки різним методам інтенсифікації відібрано 99% нафти від видобувних запасів.

2. Поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,2891 при кінцевому 0,2908.

3. Фактичні видобутки нафти з відкладів Глибинної складки та з відкладів Насуву вищі від затверджених видобувних запасів.

4. Методи інтенсифікації припливу вуглеводнів є ефективним інструментом збільшення коефіцієнта нафтогазоконденсатовилучення і збільшення сумарної кількості видобутих вуглеводнів.

Література

- 1 Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів: вид. Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.
- 2 Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю.Д.Качмар, В.М.Світлицький, Б.Б.Синюк, Р.С.Яремійчук. – Львів: вид. Центр Європи, 2004. – 351с.
- 3 Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С.Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
23.01.13

Рекомендована до друку
професором **Бойко В.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Світлицьким В.М.**
(ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)