

**ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН  
при Державній службі геології та надр України**

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

Наказ Державної комісії України  
по запасах корисних копалин  
від 11.08.2017 № 625

**«Методичні рекомендації щодо повноти і якості  
дослідно-промислових досліджень на стадії детальної  
геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу з  
врахуванням РКООН-2009»**

**Київ, 2017**

## **П Е Р Е Д М О В А**

1. РОЗРОБЛЕНО: Державною комісією України по запасах корисних копалин при Держгеонадра України.
2. РОЗРОБНИКИ: Г.І. Рудько, В.Г. Григіль, В.І. Ловинюков, М.М. Багнюк, Мартиненко І.І.
3. ВНЕСЕНО: Управлінням горючих і рудних корисних копалин Державної комісії України по запасах корисних копалин
4. УЗГОДЖЕНО: Рішенням ЕТР ДКЗ України від 31.07.2017 № 372
5. ЗАТВЕРДЖЕНО: Наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 11.08.2017 № 625

## **Галузь використання**

«Методичні рекомендації щодо повноти і якості дослідно-промислових досліджень на стадії детальної геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу відповідно до РКООН-2009» розроблені з метою надання методичної допомоги користувачам нафтогазоносних надр, що здійснюють детальну геолого-економічну оцінку та дослідно-промислову розробку родовищ (ділянок) нафти і газу.

У рекомендаціях наведені сучасні вимоги до повноти і якості робіт з розвідки, підрахунку запасів та дослідно-промислової розробки родовищ вуглеводнів.

Ці методичні рекомендації опрацьовані відповідно до вимог законодавства України про використання і охорону надр, охорону природи і збереження не відновлюваних природних ресурсів.

Дотримання вимог законодавства України під час проведення детальної геолого-економічної оцінки та дослідно-промислової розробки родовищ (покладів) вуглеводнів є обов'язковим для всіх суб'єктів підприємницької діяльності, що здійснюють пошуки, розвідку, підрахунок запасів підготовку та промислове освоєння родовищ нафти і газу.

## **Нормативні посилання**

Ці Методичні рекомендації розроблені відповідно до законодавчих, нормативно-правових та нормативно-методичних документів, що наведені нижче.

Кодекс України «Про надра» від 27.07.1994 № 132/94 ВР.

Закон України «Про нафту і газ» від 12.07.2001 № 2665-III.

Податковий кодекс України від 02.12.2010 № 2755-17.

Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 № 432 «Про затвердження Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр».

Порядок державного обліку родовищ, запасів і проявів корисних копалин, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 31.01.1995 № 75.

Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затверджене постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 № 1689.

Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 30.05.2011 № 615.

Наказ Мінприроди України від 03.03.2003 №34/м «Про затвердження Положення про порядок організації та виконання дослідно-промислової розробки родовищ корисних копалин загальнодержавного значення», зареєстрований Міністерством юстиції України 20.05.2003 № 377/7698.

Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затверджена наказом ДКЗ України від 10.07.1998 № 46.

Інструкція про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затверджена наказом ДКЗ України від 18.10.1999 № 120.

Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва, затверджені наказом ДКЗ України від 12.11.1997 № 95.

Рамкова класифікація Організації Об'єднаних Націй викопних запасів і ресурсів енергетичних та мінеральних корисних копалин 2009 р. (РКООН-2009).

### **Загальні положення**

Оцінка промислового значення запасів нафти і газу, ефективності їх використання, а також вирішення інших питань, пов'язаних з підрахунком запасів та проектуванням розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, здійснюється у процесі їх геологічного вивчення та дослідно-промислової розробки на стадії детальної геолого-економічної оцінки. Під час її виконання вивчають фільтраційно-ємнісні параметри порід-колекторів, компонентний склад та фізико-хімічні властивості флюїдів, зміну пластового тиску, а також інші природні фактори, що визначають режими роботи видобувних свердловин та покладів вуглеводнів з детальністю, достатньою для віднесення запасів до групи розвіданих детально оцінених класу 111.

У загальному комплексі промислових тестувань, що здійснюються для визначення підрахункових параметрів покладів, використовують методи, що базуються на результатах гідрогазодинамічних, термометричних, промислово-геофізичних та промислово-гідрогеологічних досліджень. Відповідно до законодавства України про нафту і газ на стадії детальної геолого-економічної оцінки обов'язково виконують дослідно-промислову розробку виявлених покладів вуглеводнів. Під час дослідно-промислової розробки (ДПР) нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, або їх окремих ділянок, здійснюють видобуток обмеженої кількості вуглеводнів пошуковими, розвідувальними або випереджаючими експлуатаційними свердловинами з метою визначення промислової цінності, уточнення гірничо-геологічних та технологічних параметрів підрахунку запасів нафти, газу і супутніх компонентів та обґрунтування оптимальної раціональної системи (технології) їх промислового освоєння. Вказаний комплекс параметрів необхідний для підготування запасів до затвердження Державною комісією України по запасах корисних копалин. Видобуток нафти і газу з родовища (покладу) за час його дослідно-промислової розробки не повинен спричиняти істотного зменшення обсягу їх кінцевого видобутку із надр та

обмежувати вибір найбільш ефективних методів промислової розробки родовища.

У процесі детальної геолого-економічної оцінки родовища вуглеводнів здійснюється дорозвідка покладів, належне розбурювання та дослідно-промислова розробка типових ділянок родовища, підрахунок запасів і підготування вихідних даних для складання проекту його промислової розробки.

Під час дослідно-промислової експлуатації продуктивних свердловин на відкритих родовищах протягом тривалого періоду проводять комплекс гідрогазодинамічних досліджень і визначають закономірності змін у часі основних параметрів роботи свердловин (дебітів, пластових і робочих тисків, режимів покладів тощо). Якісне виконання цих робіт забезпечує можливість одержання достовірної інформації для підрахування видобувних запасів нафти, газу і конденсату класу 111 відповідно до класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України та Рамкової класифікації Організації Об'єднаних Націй викопних запасів і ресурсів енергетичних та мінеральних корисних копалин 2009 р. (РКООН-2009).

Дослідно-промислова розробка родовища здійснюється організацією, яка проводить його розвідку, за складеним окремим проектом, що затверджується в установленому порядку. В окремих випадках за рішенням користувача надр ДПР може проводитись іншою геологорозвідувальною або нафтогазовидобувною організацією, спільним підприємством або іноземною фірмою. За процесом дослідно-промислової розробки родовища ведеться авторський нагляд, як правило, організацією, яка складала проектний документ.

У разі отримання непередбачених результатів (змін у розташуванні свердловин і депресії на пласт, корегування рівнів відбору продукції, тощо) автори проекту за замовленням користувача надр вносять до нього належні корективи.

Паспорт свердловини ведеться за затвердженою формою. Геологічна служба видобувного підприємства постійно поповнює паспорт новою інформацією протягом всього періоду роботи свердловини.

Згідно із законодавством України вимоги до геологічного вивчення, видобування та використання родовищ вуглеводнів ґрунтуються на засадах:

- державного регулювання діяльності з геологічного вивчення нафтогазоносних надр, дослідно-промислової розробки та видобування вуглеводнів;

- підвищення ефективності розробки об'єктів, на яких здійснюється геологічне вивчення та видобування вуглеводнів;

- захисту навколишнього природного середовища; забезпечення раціонального використання надр.

Особливості регулювання відносин у сфері геологічного вивчення, видобування та використання родовищ вуглеводнів зумовлені наступними природними умовами, притаманними діяльності з геологічного вивчення, видобування та використання родовищ вуглеводнів:

- геологічною та технологічною складністю промислового видобування та використання газу та нафти;

- підвищеною небезпечністю робіт при геологічному вивченні, видобуванні та використанні газу і нафти.

Спеціальний дозвіл на геологічне вивчення, у тому числі дослідно-промислову розробку та видобування вуглеводнів надається суб'єкту господарювання за результатами аукціону.

Після закінчення діяльності підприємства з геологічного вивчення родовищ або його видобування користувач надр подає центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр, матеріали, з переоцінки залишкових запасів вуглеводнів, здійснює ліквідацію, консервацію або передачу свердловин для подальшого використання та обслуговування підприємствам, які мають таке право відповідно до законодавства.

Проектування, будівництво, реконструкція, ремонт, експлуатація об'єктів видобування та подальшого використання вуглеводнів, відповідність газу умовам доступу до транспортування газотранспортними мережами регламентуються нормативно-правовими актами, які є обов'язковими для виконання всіма суб'єктами відносин у сфері геологічного вивчення, видобування та подальшого використання (транспортування, зберігання) вуглеводнів.

Актуальність розробки нормативно-методичного документу, який регламентує вимоги до повноти і якості проведення дослідно-промислової розробки нових родовищ нафти та газу, обумовлена нагальною необхідністю нормативного врегулювання та уніфікації методики виконання цих робіт.

Проведення робіт із геологічного вивчення, у тому числі дослідно-промислової розробки, а також підрахунку запасів і оцінки ресурсів вуглеводнів на ділянках надр, що надаються у користування, потребує належного методичного керівництва для допомоги виконавцям робіт:

- у виборі методів вивчення нафтогазоносності товщ, технічних засобів, приладів та обладнання для виконання досліджень;
- у визначенні вимог до методики бурових, гірничих, геофізичних та інших робіт, а також дослідно-промислової розробки покладів вуглеводнів для забезпечення якісного вивчення нафтогазоносності;
- у визначенні обсягів опробування, промислових досліджень, технології відбору проб, видів лабораторних аналізів та досліджень;
- в обробці даних по виконаних дослідженнях та підготуванні висновків щодо результатів проведених робіт з вивчення нафтогазоносності ділянок надр.

Керуючись нагальною необхідністю нормативно-методичного врегулювання відзначених складових геологорозвідувального процесу на нафту і газ на стадії детальної геолого-економічної оцінки родовищ, а також створення можливості для поступового застосування норм Рамкової класифікації ООН викопних енергетичних та мінеральних запасів і ресурсів

корисних копалин Державна комісія України по запасах корисних копалин згідно із геологічним завданням Держгеонадр України, опрацювала дані «Методичні рекомендації щодо повноти і якості дослідно-промислових досліджень на стадії детальної геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу з врахуванням підходів Рамкової класифікації ООН викопних енергетичних та мінеральних запасів і ресурсів корисних копалин».

## **1. Вимоги до вивчення нафтових, газових та газоконденсатних родовищ на стадії детальної геолого-економічної оцінки**

1.1. На завершальній стадії розвідки і детальної геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу для отримання надійної геологорозвідувальної інформації під час підготовки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ до підрахунку запасів і подання їх на затвердження до ДКЗ України, належить проводити дослідно-промислову розробку (ДПР) типових покладів вуглеводнів родовища.

1.2. Для підрахунку запасів вуглеводнів та проектування ефективних систем розробки родовищ протягом геологорозвідувального процесу належить виділити і вивчити такі характеристики геолого-промислової моделі родовища:

- геолого-структурну будову покладів родовища;
- граничні параметри порід-колекторів і обґрунтовані середні підрахункові параметри покладів продуктивних горизонтів, їх поширення у плані та в розрізі;
- фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів за результатами гідрогазодинамічних досліджень свердловин на усталених та неусталених режимах фільтрації;
- положення водонафтових (ВНК), газоводяних (ГВК) та газонафтових (ГНК) контактів у плані і в розрізі;
- фізико-хімічні властивості пластових флюїдів (пластових та сепарованих нафт, газоконденсатних систем, пластових вод);

- термобаричні умови залягання та пов'язані із ними властивості флюїдів продуктивних пластів;

- наявність супутніх корисних копалин і компонентів та їхні підрахункові параметри.

1.3. На нафтогазовому об'єкті надр, який планується вводити в дослідно-промислову розробку, мають бути систематизовані результати випробування і дослідження продуктивних пошукових та розвідувальних свердловин, кількість і якість яких забезпечують достатній обсяг інформації для опрацювання проекту ДПР. У продуктивних свердловинах до початку ДПР покладів належить виконати такі роботи:

- провести повний комплекс геолого-промислових і геофізичних досліджень, визначити основні фізико-літологічні характеристики продуктивної товщі;

- виконати роботи з випробування і дослідження об'єктів, виділених за результатами інтерпретації каротажних діаграм;

- визначити фізико-хімічні властивості нафти, газу та конденсату;

- встановити відсутність промислової нафтової облямівки;

- провести оперативну оцінку запасів нафти, газу, конденсату та інших корисних компонентів;

- отримати результати оперативної оцінки запасів нафти, газу, конденсату, достатні для попереднього обґрунтування можливості подальшої промислової розробки покладу.

1.4. Уведення родовищ (покладів) нафти і газу в ДПР здійснюють за умов, якщо:

- встановлена відсутність нафтової облямівки промислового значення;

- попередньо обґрунтована доцільність розробки газоконденсатного родовища (покладу) на режимі виснаження енергії пластового газу без підтримання тиску;

- складено і затверджено в установленому порядку проект ДПР родовища;

- складено і затверджено проект облаштування родовища для проведення ДПР;
- вирішені питання транспортування продукції та використання супутніх корисних копалин (нафтового газу, конденсату тощо);
- вирішено питання утилізації промислових і стічних вод;
- оформлено земельний відвід та отримано дозвіл від територіальних органів Державної служби України з питань праці на проведення робіт відповідно до чинних нормативних документів.

## **2. Вимоги до геолого-промислових досліджень та випробування розвідувальних, оціночно-експлуатаційних свердловин**

2.1. Геолого-промислові і лабораторні дослідження при бурінні розвідувальних та оціночно-експлуатаційних свердловин.

2.1.1. Під час геологічного вивчення родовища (покладу) на стадії детальної геолого-економічної оцінки в процесі буріння свердловин геолого-геофізичні дослідження належить виконувати з метою:

- детального вивчення розрізу порід, що складають родовище;
- отримання даних щодо характеристик виявлених нафтогазоносних пластів (колекторів нафти і газу, їх товщин, пористості, проникності, нафто- і газонасичення, положення контактів продуктивних флюїдів);
- виявлення нових нафтогазоносних пластів, їх випробування і оцінка промислового значення.

2.1.2. Комплекс обов'язкових геолого-промислових досліджень у свердловинах визначається геолого-технічним нарядом на буріння свердловини (далі – ГТН), затвердженим відповідно до проекту розвідувального буріння та проекту дослідно-промислової розробки родовища. До обов'язкового комплексу включають такі роботи: відбір і вивчення зразків порід; відбір і аналіз проб нафти, газу, конденсату і пластової води; геофізичні дослідження, які включають: електричний, радіоактивний, акустичний і газовий каротажі, а також виміри температури

по стволу свердловини; дослідження, потрібні для підвищення якості буріння свердловини: інклінометрію, кавернометрію, контроль за якістю промивального розчину, контроль якості цементування; геолого-технологічні дослідження в процесі буріння свердловин; випробування та газогідродинамічні дослідження продуктивних горизонтів, які включають: визначення продуктивності свердловин, виміри динамічного та статичного тиску на усті та вибої свердловин, реєстрацію процесу стабілізації тиску, заміри пластового тиску та температури глибинними манометрами; відбір проб пластових флюїдів на фізико-хімічний аналіз в поверхневих та пластових умовах.

2.1.3. Розрізи свердловин детально вивчають комплексом промислово-геофізичних досліджень відповідно до проектного документа.

2.1.4. У всіх пошукових і розвідувальних свердловинах належить контролювати і дотримувати технологічні параметри буріння відповідно до ГТН.

2.1.5. У всіх випадках цементування колони слід обов'язково визначати висоту підйому цементу поза колоною, а також якість цементації - цементоміром або іншими методами.

2.1.6. На кожній розвідувальній площі необхідно визначити геотермічний градієнт у спеціально підготовлених для цього свердловинах. Для визначення температури нафтогазового пласта і температурного градієнта по свердловинах складають температурні криві за допомогою електротермометра або іншими методами.

2.1.7. Максимальний відбір керна передбачається в пошукових і розвідувальних свердловинах.

2.1.8. Для отримання даних для підрахунку запасів і проектування розробки родовища в свердловинах, передбачених проектом розвідки, належить здійснювати суцільний або вибіркового відбір керна з продуктивних горизонтів з таким розрахунком, щоб винесеним керном була забезпечена

достатньо повна характеристика фізичних властивостей продуктивних пластів і вміщуючих відкладів усієї продуктивної частини розрізу.

2.1.9. З метою визначення початкового нафтонасичення пластів в одній-двох свердловинах керн слід відбирати при бурінні на безводному промивальному розчині зі збереженням пластових умов.

2.1.10. В інтервалах з недостатнім виносом керна колонковими долотами належить відбирати зразки порід боковим ґрунтоносом або іншими методами. Керни, відібрані при перебудуванні продуктивних пластів, після вилучення на поверхню негайно вивчають візуально і документують. Зразки порід герметизують і упаковують.

2.1.11. Увесь відібраний керн передають на детальне геологічне вивчення (дослідження макро- і мікрофауни, мінералого-петрографічного складу порід тощо). Керн, відібраний в інтервалах, передбачених продуктивних горизонтів, належить передавати на лабораторні аналізи з метою визначення таких параметрів: відкритої і загальної пористості, проникності (паралельно та перпендикулярно нашаруванню), газо- і нафтонасиченості, карбонатності, гранулометричного складу порід, характеру цементу тощо, структури порового простору, змочувальної здатності нафти і пластової води.

2.1.12. Випробування виявлених нафтових і газових горизонтів (пластів) слід виконувати в процесі буріння свердловини після їх розкриття за допомогою випробувача пластів, або у виняткових випадках, передбачених проектними документами, шляхом спуску спеціальної проміжної колони.

2.1.13. При газо-, нафто- і водопроявах у процесі буріння свердловин належить відібрати проби нафти, газу або розрідженого розчину для аналізів.

2.1.14. У випадку одержання припливу води разом із газом необхідно визначити місце припливу спеціальними дослідженнями.

2.2. Гідрогеологічні дослідження свердловин.

2.2.1. Під час розвідки належить вивчати водоносні горизонти, з якими пов'язані або можуть бути пов'язані нафтові, газові та газоконденсатні поклади, і визначати гідрогеологічні параметри.

2.2.2. До найважливіших гідрогеологічних параметрів продуктивних горизонтів відносять:

- статичні рівні підземних вод, закономірності їх змін за площею;
- індикаторні характеристики окремих свердловин;
- гідрохімічні показники – розчинені іонно-сольові комплекси, їх зв'язок зі скупченнями вуглеводнів, з літолого-фаціальними особливостями водовмісних порід та гідродинамічними умовами;
- газонасиченість підземних вод та компонентний склад газів;
- температурна характеристика.

2.2.3. Основними об'єктами гідрогеологічних досліджень є водоносні інтервали продуктивних свердловин, позаконтурні свердловини, які дали воду при випробуванні, а також свердловини, які обводнилися у процесі розробки покладів (якщо не проводилась закачування води в пласт). Для отримання даних з гідрогеохімії та статичних рівнів випробовуються водоносні горизонти, суміжні з продуктивними.

2.3. Вимоги до випробування й освоєння розвідувальних свердловин.

2.3.1. Під час проведення розвідувального буріння належить забезпечити роздільне випробування всіх продуктивних виявлених і перспективних пластів (горизонтів).

2.3.2. При розкритті продуктивних пластів у процесі буріння, а також при цементуванні та перфорації забруднення пластів у присвердловинній зоні має бути мінімальним для забезпечення подальшого швидкого освоєння свердловини при невеликих депресіях та запобігання руйнуванню пластів і повноцінного залучення в розробку прошарків зі зниженою проникністю.

2.3.3. Роботи з випробування пластів у процесі буріння свердловин здійснюють послідовним розкриттям перспективних інтервалів розрізу, тобто «зверху вниз».

2.3.4. Стаціонарне випробування в експлуатаційній колоні здійснюють «знизу вверху».

2.3.5. В умовах, коли продуктивні пласти представлені слабозцементованими породами або свердловини розташовані в приконтурних зонах, освоєння свердловин проводять особливо обережно, уникаючи різкого зниження тиску на пласт.

Щоб звести до мінімуму небезпеку руйнування присвердловинної зони в сипких колекторах, або підтягування флюїдів із суміжних зон пласта в тріщинуватих колекторах, належить освоєння свердловин проводити у два етапи:

перший етап – освоєння свердловин при малих депресіях;

другий етап – освоєння більш інтенсивне (при більших депресіях).

2.3.6. Освоєння газових свердловин належить здійснювати лише за умови встановлення фонтанної арматури, розрахованої на відповідний тиск і обв'язку викидних маніфольдів свердловин, що дозволяють проводити відбір проб, виміри тиску і температури. Фонтанну арматуру і систему маніфольдів належить закріпити і опресувати на півтора-кратний очікуваний тиск на усті свердловини.

2.3.7. Освоєння нафтових свердловин належить здійснювати лише за умови встановлення на їх устях такого обладнання: фонтанної арматури відповідного тиску і противикидної засувки для свердловин, що підлягають експлуатації в насосний спосіб; зворотних клапанів або засувок на пусковій (газоповітряній) або водяній лініях.

2.3.8. При розкритті свердловиною пласта в позаконтурній (водяній) частині, випробування його здійснюється за допомогою випробувача пластів без спуску обсадної колони, за винятком випадків, коли свердловину можна використати як п'єзометричну або нагнітальну.

2.3.9. В обладнаних обсадною колоною свердловинах, в яких випробовується законтурна частина продуктивних горизонтів, що розвідуються, слід виконувати такі дослідження:

- відбір проби води для хімічного аналізу після досягнення постійного хімічного складу пластової води в стволі свердловини;
- відбір глибинної проби води для визначення вмісту розчиненого газу;
- виміри пластового тиску (глибинними манометрами), статичного рівня, реєстрація індикаторної кривої та кривої відновлення пластового тиску;
- вимір температури пласта у точці відбору проби.

### **3. Вимоги до пробної експлуатації свердловин на стадії детальної геолого-економічної оцінки**

3.1. Свердловини, які дали промислові припливи вуглеводнів, вводять в пробну експлуатацію, в процесі якої здійснюють комплекс досліджень з метою вивчення геологічної будови покладів, властивостей колекторів та флюїдів, що їх насичують.

3.2. Пробна експлуатація свердловин проводиться під час розвідки та дорозвідки родовищ з метою підготовки вихідних даних для геолого-економічної оцінки їх запасів і проектування розробки. У пробну експлуатацію належить вводити всі параметричні, пошукові та розвідувальні свердловини, в яких одержані промислові припливи нафти або газу, а також експлуатаційні (оціночно-експлуатаційні) свердловини, які відкрили нові поклади на родовищі. При малих дебітах та низькій проникності порід-колекторів застосовуються різні способи інтенсифікації припливів нафти і газу та оцінюється їх ефективність.

3.3. Результати пробної експлуатації свердловин мають забезпечити визначення: дебітів нафти, газу і води, продуктивності свердловин, властивостей порід-колекторів, пластових рідин і газу, характеристики поза контурної зони, величини і характеру змін початкового пластового тиску, газового фактора та інших природних умов, що характеризують режим роботи пластів.

3.4. Належний комплекс досліджень та їх періодичність визначаються планом пробної експлуатації свердловини.

3.5. План пробної експлуатації свердловини - це технологічний документ, який регламентує проведення належного комплексу досліджень у свердловині та їх періодичність, з метою підготовки вихідних даних для підрахунку запасів і проектування розробки.

3.6. План пробної експлуатації продуктивної свердловини складають з урахуванням особливостей розкритого геологічного розрізу, нафтогазоносності покладів, умов їхнього залягання і розробки, конструкції продуктивної свердловини, та інших факторів, що впливають на видобування і утилізацію вуглеводнів.

3.7. План пробної експлуатації свердловини затверджує користувач надр після належного погодження відповідно до законодавства.

3.8. Тривалість пробної експлуатації свердловини відповідно до чинного законодавства не перевищує одного року.

3.9. Продукцію, що видобувається під час пробної експлуатації, обліковують, нафту, газ, конденсат реалізують, а воду утилізують. Забруднення навколишнього природного середовища видобутою вуглеводневою продукцією (нафтою, конденсатом) не допускається.

3.10. У газових свердловинах під час пробної експлуатації здійснюються такі дослідження:

- виміри статичного тиску на усті свердловини зразковими манометрами та визначення пластового тиску глибинними манометрами;

- визначення дебіту газу і конденсату на п'ятьох прямих та трьох зворотних режимах роботи свердловини з визначенням фільтраційно-ємнісних характеристик розкритого продуктивного пласта, коефіцієнтів фільтраційних опорів при свердловинній зоні, побудовою індикаторної діаграми та вибором оптимального режиму експлуатації свердловини. Дослідження належить починати з встановлення технологічного режиму з мінімальним дебітом, з подальшим його нарощуванням. Належить постійно

слідкувати за виносом частинок породи-колектора та наявністю в продукції свердловини пластової води. У разі появи будь-якого з цих факторів, належить припинити подальше нарощування дебіту та обмежити кількість режимів дослідження;

- виміри динамічного тиску на усті зразковими манометрами і визначення вибірного тиску глибинними манометрами або розрахунками (за відсутності рідких флюїдів);

- реєстрація кривої відновлення тиску на буфері та вибої свердловини;

- виміри температури і тиску на вибої і по стволу свердловини;

- визначення кількості і складу твердих домішок та води, що виносяться;

- відбір проб газу і конденсату для визначення їх хімічного складу, а також визначення наявності в газі корозійних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, органічних кислот;

- газоконденсатні дослідження;

- для газоконденсатних свердловин проводиться відбір проб газу та конденсату сепарації, рекомбінування проб та проведення комплексу термодинамічних досліджень пластової газоконденсатної системи на установці фазової рівноваги;

- при розкритті декількох продуктивних пластів проводиться комплекс геофізичних досліджень для визначення інтервалів фільтрації газу з кожного пласта.

3.11. Дослідження в нафтових свердловинах під час пробної експлуатації:

- періодичні виміри вибірного тиску глибинним манометром, дослідження методами відновлення тиску і усталених відборів (не менше ніж на трьох режимах прямого і одного зворотного ходу), з побудовою індикаторної діаграми(по кожному розкритому пласту);

- дослідження методом гідропрослуховування для вивчення гідродинамічного зв'язку між окремими свердловинами;

- вивчення профілю припливу флюїдів термодобітоміром і витратоміром при перфорації декількох пластів або великій товщині інтервалу дослідження для з'ясування продуктивності кожного з пропластків або окремих частин потужного пласта;

- періодичний аналіз нафти по всіх свердловинах з метою визначення її фракційного складу, вмісту смол, асфальтенів, парафіну, сірки; в'язкості, питомої ваги; поверхневого натягу на межі з повітрям;

- періодичний аналіз розчиненого газу по всіх свердловинах з визначенням: питомої ваги; вмісту азоту, вуглеводнів, вугільної кислоти, сірки; вологості; вмісту газолінових фракцій; теплотворної здатності; фракційного складу (по кожній свердловині, що вводиться);

- повний хімічний аналіз води, що видобувається разом із нафтою, включно з визначенням цінних супутніх компонентів (йоду, бром, бору, літію тощо);

- відбір глибинних проб та термодинамічні дослідження пластової нафти з встановленням PVT-залежностей, проведенням стандартного однократного і диференціального розгазування пластового флюїду, визначенням динамічної в'язкості;

- періодичне вивчення температури і тиску по стволу свердловини, вивчення температурних умов продуктивних пластів;

- дослідження взаємодії продуктивних пластів між собою і з сусідніми по розрізу горизонтами.

3.12. Під час пробної експлуатації свердловин належить визначити:

- оптимальні тиски і температури випадіння конденсату в сепараторах (за наявності конденсату в газі);

- зміни температури газу в стволі свердловини і в сепараторах за різних дебітів свердловини;

- умови виділення конденсаційної води і гідратоутворення в технологічному обладнанні, стволі свердловини і присвердловинній зоні;

- можливість перетоків газу в інші пласти, а також наявність міжколонних пропусків газу;
- фактичні робочі інтервали розкритої товщини пласта і розподіл дебітів по окремих прошарках;
- умови руйнування присвердловинної зони пласта;
- ефективність застосування методів інтенсифікації припливу в свердловину і найкращі умови розкриття пласта;
- корозійну агресивність газорідного потоку, швидкість і характер корозії для вибору методу боротьби з нею;
- оптимальні дебіти й умови експлуатації свердловин і розробки покладів (родовищ);
- фізико-хімічні властивості пластової нафти і нафти, розгазованої до стандартних умов (тиск насичення нафти газом, газовміст, густина, в'язкість, об'ємний коефіцієнт і стисливість у пластових умовах, коефіцієнт усадки);
- фізико-хімічні властивості газу в стандартних умовах (компонентний склад, густина за повітрям, стисливість);
- фізико-хімічні властивості конденсату (усадка сирого конденсату, кількість газу дегазації, густина, молекулярна маса, початок і закінчення кипіння стабільного конденсату, компонентний і фракційний склад, вміст парафінів, сірки, смол);
- фізико-хімічні властивості пластових вод (густина, в'язкість, іонний склад тощо);
- змочуваність (гідрофільність, гідрофобність) порід-колекторів продуктивних пластів, значення насичення зв'язаною водою, остаточного нафтонасичення при витісненні нафти водою і газом, відповідні їм значення відносних фазових проникностей для нафти, газу і води;
- залежності відносних фазових проникностей і капілярного тиску від водонасичення порід-колекторів продуктивних пластів;
- середні значення коефіцієнтів теплопровідності, питомого теплового опору, питомої теплоємності порід і рідин, що їх насичують.

3.13. Устя газових свердловин, що перебувають в пробній експлуатації, шлейфи, сепаратори мають бути обладнані вентилями для встановлення зразкових манометрів і врізаними кишнями під термометри.

3.14. Вимір інтенсивності виносу породи і рідини здійснюють шляхом визначення їх кількості в уловлювачах піску або сепараторах. Ці дані необхідно реєструвати за кожного режиму роботи свердловини.

3.15. Шаблонування вибою свердловини належить здійснювати періодично, контролювати його стан - постійно.

3.16. Дослідження свердловин на конденсатність виконують з періодичністю - один раз у півріччя. Дослідження проводять на пересувній або промисловій сепараційній установці, що дозволяє вимірювати кількість конденсату (сирого та стабільного), який виділяється в умовах різних тисків і температур.

3.17. Термодинамічні дослідження пластової газоконденсатної системи, виконують обов'язково в перших продуктивних свердловинах, згодом - періодично для контролю за параметрами конденсатності (за необхідності). У процесі дослідно-промислової розробки на підставі термодинамічних досліджень пластової газоконденсатної системи належить визначити такі показники:

- кількість та склад конденсату (сирого та стабільного), що виділяється в сепараторах, у  $\text{см}^3/\text{м}^3$  газу за різних тисків і температур;

- кількість пропану, бутанів і рідких вуглеводнів ( $\text{C}_{5+\text{вищі}}$ ), що залишаються в розчиненому стані в газі, який виходить із сепаратора, залежно від тиску і температури в сепараторі;

- ізотерми конденсації для пластового газу;

- тиск максимальної конденсації;

- склад пластового газу і потенційний вміст у ньому рідких вуглеводнів

$\text{C}_{5+\text{вищі}}$ ;

- фазовий стан газоконденсатної системи в пласті;

- тиск початку конденсації в пласті;

- кількість рідкої фази, що виділяється з відсепарованого газу за температур і тисків газопроводу.

3.18. При аналізі вільних і розчинених газів належить визначити вміст: метану і його гомологів до  $C_{6+}$  включно, водню, азоту, гелію, аргону, діоксиду вуглецю, а також сірководню і меркаптанової сірки. Належить визначати роздільно вміст вуглеводнів нормальної та ізомерної будови.

Вміст сірководню та меркаптанової сірки в природному газі визначають безпосередньо на свердловині з точністю, що відповідає методу їх визначення (ГОСТ 22387.2-97).

3.20. Уведення свердловин в експлуатацію без проведення робіт, наведених у підпунктах 3.1.9-3.1.17, не допускається.

3.21. У процесі дослідно-промислової розробки термодинамічні дослідження пластової нафти виконуються обов'язково в перших продуктивних свердловинах, згодом - за необхідності. За результатами досліджень належить визначати такі характеристики:

- PVT-залежності для нафти глибинної проби (тиск насичення, коефіцієнт термічного розширення, коефіцієнт стисливості нафти, тощо);
- зміна газовмісту нафти;
- зміна об'ємного коефіцієнта нафти;
- зміна густини нафти;
- зміна динамічної в'язкості нафти при розробці покладу на природному режимі.

#### **4. Вимоги до проектування дослідно-промислової розробки родовищ вуглеводнів**

4.1. Під час проектування дослідно-промислової розробки (ДПР) родовищ (ділянок) вуглеводнів належить керуватись її кінцевою метою – забезпечення достатньої достовірності геологічної та промислової інформації для підрахунку детально розвіданих запасів вуглеводнів родовища та детальної оцінки ефективності його промислової розробки.

На базі попередньо оцінених технологічних показників майбутньої розробки родовища складають проектні документи на облаштування (до 5 років) і дослідно-промислової розробки (ДПР). У проектних документах на облаштування (перша черга) належить забезпечити вирішення питань збору, підготовки і транспортування основної і супутньої продукції та утилізації пластової води під час ДПР і передбачити заходи, спрямовані на охорону надр і навколишнього природного середовища.

4.2. У проекті ДПР належить передбачити такі розділи:

- розділ 1 - Загальні відомості про родовище.
- розділ 2 - Геологічна будова родовища..
- розділ 3 - Вихідна геолого-промислова інформація для проектування розробки родовища.
- розділ 4 - Характеристика технологічних показників розробки родовища.
- розділ 5 - Техніка і технологія буріння випереджаючих свердловин.
- розділ 6 - Технологія видобутку і транспортування продукції.
- розділ 7 - Основні техніко-економічні показники розробки родовища.
- розділ 8 - Рекомендовані види досліджень для контролю за розробкою
- розділ 9 - Охорона надр і навколишнього середовища.

Обсяги і детальність відомостей, що належить наводити у розділах, мають бути достатніми для обґрунтування проектних рішень з дослідно-промислової розробки родовища.

4.2.1. У першому розділі наводять інформацію про адміністративне і географічне розташування об'єкта досліджень, розвиток інфраструктури нафтогазовидобутку і транспортування вуглеводнів, історію відкриття і розвідки родовища.

4.2.2. До другого розділу включають відомості про геологічну будову і вивченість родовища: стратиграфію, тектоніку, характеристики колекторських властивостей продуктивних горизонтів, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів (нафта, газ, конденсат, вода), у тому числі

фазовий стан вуглеводнів за початкового і поточного тисків, гідрогеологічну характеристику регіону, термобаричні умови залягання покладів, оцінену кількість запасів вуглеводнів об'ємним методом підрахунку на основі побудованих геологічних розрізів та карт по покрівлі порід-колекторів, ізопор, ізопахіт, рекомендації щодо дорозвідки.

4.2.3. У третьому розділі наводять результати гідрогазодинамічних досліджень свердловин на усталених і неусталених режимах фільтрації, аналіз показників пробної експлуатації свердловин, оцінюють дренавані запаси вуглеводнів, обґрунтовують завдання і термін проведення ДПР. Визначальними критеріями останнього є нормативно визначені: допустимість відбирання не більше 15% видобувних запасів нафти або вільного газу з експлуатаційного об'єкта (покладу), а також тривалість проведення ДПР не більше 5 років.

4.2.4. Четвертий розділ є основним у проекті ДПР. У ньому вирішують комплекс питань, головними серед яких є: вибір кількості експлуатаційних об'єктів, визначення режиму їх розробки та методики прогнозування її показників, проектування системи розташування випереджаючих видобувних свердловин (у тому числі за необхідності нагнітальних свердловин) і термінів введення їх в експлуатацію, обґрунтування розрахункових моделей та проведення гідрогазодинамічних розрахунків різних варіантів розробки на період ДПР (видобуток нафти, газу, конденсату, води, динаміка пластового і робочого тисків, газового і конденсатного фактору, обводнення продукції).

4.2.5. У випадках, коли завданням на проектування ДПР родовища передбачено буріння випереджаючих свердловин, складають розділ 5 «Техніка і технологія буріння випереджаючих свердловин», в якому рекомендуються конструкції і технології проводки свердловин та ефективні рецептури промивальних рідин для розкриття продуктивних горизонтів, а також комплекс геофізичних досліджень для вивчення геологічного розрізу.

4.2.6. У розділі 6 обґрунтовують рішення з питань технології видобутку нафти, газу і конденсату, принципові положення збору, підготовки і

транспортування продукції, а також рекомендації щодо спорудження промислових нафто- і газопроводів.

4.2.7. У розділі 7 обґрунтовують розміри необхідних капітальних вкладень на час проведення ДПР родовища і визначають експлуатаційні витрати.

4.2.8. У розділі 8 наводяться рекомендовані види досліджень та періодичність їх виконання, які забезпечать вирішення завдань ДПР родовища і контроль за його розробкою.

4.2.9. Розділ 9 присвячується питанням охорони надр і навколишнього середовища. Тут обґрунтовують заходи щодо збереження надр та довкілля і дають оцінку впливу буріння свердловин, облаштування родовища та ДПР на навколишнє середовище.

4.3. Вихідною інформацією для складання проектів ДПР родовищ є результати пошуково-розвідувальних робіт, які одержані у процесі буріння, випробування і пробної експлуатації свердловин.

4.4. У проектах ДПР родовищ належить обґрунтовувати проведення науково-дослідних і промислових робіт, які спрямовані на детальне вивчення геолого-структурних планів продуктивних горизонтів та отримання додаткової інформації для закінчення геологорозвідувального циклу. Особливу увагу приділяють виконанню комплексу дослідницьких робіт у процесі ДПР родовищ і технології експлуатації свердловин.

4.5. У технологічному документі на ДПР родовищ обґрунтовують:

- доцільність буріння випереджаючих свердловин, місця їх розташування, черговість буріння та введення у розробку;
- належні рівні видобутку нафти, газу, конденсату, води та нагнітання робочих агентів для дії на пласт;
- належне обладнання та хімічні реагенти для проведення ДПР родовища;
- комплекс досліджень, спрямованих на контроль за процесами розробки та отримання належної інформації про їхню ефективність,

додаткової інформації про геологічну будову та фільтраційно-ємнісні властивості продуктивних горизонтів;

- основні вимоги до схеми промислового облаштування нафтогазоносних об'єктів;

- заходи з охорони надр та навколишнього середовища.

4.6. За виконанням користувачами надр проектних рівнів видобутку вуглеводнів, геолого-промислових та геофізичних досліджень свердловин і пластів, правил охорони надр та навколишнього середовища наглядають відповідні регуляторні органи державної влади.

## **5. Умови введення у дослідно-промислову розробку родовищ (покладів) вуглеводнів**

5.1. Згідно із законодавством уведення родовища (покладу) нафти і газу у дослідно-промислову розробку (ДПР) здійснюється за рішенням спеціально уповноваженого центрального органу виконавчої влади з державного регулювання нафтогазової галузі на підставі обґрунтованої заяви користувача нафтогазоносними надрами, до якої додаються проект дослідно-промислової розробки родовища (покладу) та проект його облаштування.

5.2. Продуктивні свердловини з числа параметричних, пошукових, розвідувальних, що пробурені на родовищі до проведення ДПР, належить використати для одержання вихідних даних для складання проекту дослідно-промислової розробки. По цих свердловинах має бути:

- виконано повний комплекс геолого-промислових та геофізичних робіт у свердловинах і отримано основні фізико-літологічні характеристики продуктивних горизонтів;

- проведено пробну експлуатацію свердловин з виконанням повного комплексу досліджень;

- вивчено компонентний склад нафти, газу і конденсату, їх фізико-хімічні характеристики;

- вивчено газоконденсатну характеристику пластових газів з продуктивних горизонтів;

- встановлено відсутність нафтової облямівки промислового значення для газових і газоконденсатних родовищ (покладів);

- апробовано в установленому порядку підраховані попередньо розвідані і попередньо оцінені запаси вуглеводнів;

### 5.3. Уведення в ДПР родовищ нафти і газу здійснюється, якщо:

- встановлено відсутність нафтової облямівки промислового значення для газових і газоконденсатних родовищ (покладів);

- обґрунтовано доцільність розробки газоконденсатного родовища (покладу) на режимі виснаження енергії пластового газу без підтримання пластового тиску;

- складено і затверджено проект ДПР родовища (покладу);

- складено і затверджено проект облаштування промислу й побудовано промислові та інші споруди, що забезпечують використання продукції (включаючи розміщення тимчасових/мобільних потужностей для видобування газу);

- визначено спосіб утилізації розчиненого в нафті газу та стічних промислових вод.

5.4. Термін проведення ДПР родовища (покладу) визначається відповідно до вимог чинного законодавства та обґрунтовується в проекті ДПР з таким розрахунком, щоб під час ДПР були отримані належні вихідні дані для підрахунку запасів та виконання детальної геолого-економічної оцінки родовища (покладу).

Проекти ДПР затверджує спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з державного регулювання в нафтогазовій галузі на підставі рішення Центральної комісії з питань розробки газових, газоконденсатних, нафтових родовищ та експлуатації підземних сховищ газу (далі ЦКР).

#### 5.4.1. У проектах ДПР обґрунтовують:

- положення контурів газонафтоносності продуктивних горизонтів для обґрунтування розташування свердловин;
- доцільність введення в експлуатацію параметричних, пошукових, розвідувальних свердловин;
- кількість, місця розташування і порядок буріння запроектованих оціночних і нагнітальних свердловин;
- комплекс досліджень з контролю за процесом розробки та їх періодичність з метою отримання інформації щодо його стану та ефективності;
- оцінку запасів вуглеводнів родовища (покладу);
- рекомендації щодо дорозвідки родовища, уточнення геологічної будови і деталізації структурного плану, границь поширення колектора, в тому числі щодо комплексу детальних сейсмічних досліджень;

#### 5.4.2. У проекті ДПР родовища (покладу) визначають:

- належний термін ДПР, достатній для надійного вирішення її основних завдань, у тому числі геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів (ГЕО-1) з наступним їх затвердженням;
- обсяги видобутку нафти, газу, газоконденсату, нагнітання води, газу, зміни початкового пластового тиску протягом ДПР;
- величину максимально допустимого зниження пластового тиску нижче тиску насичення для нафтових покладів і нижче тиску початку конденсації для газоконденсатних покладів;
- комплекс технологічних заходів щодо дії на пласт, впливу на поклад;
- основні вимоги до системи промислового облаштування;
- заходи з охорони надр і навколишнього природного середовища;
- попередню технологічну та економічну ефективність дослідно-промислової розробки.

5.5. ДПР родовища (покладу) здійснюється фондом експлуатаційних свердловин. Місця розташування оціночних свердловин належить вибирати з урахуванням майбутньої сітки видобувних свердловин.

5.6. ДПР родовища (покладу) здійснює користувач надр або інший суб'єкт права за договором з користувачем надр.

Під час ДПР користувач надр повинен забезпечити достовірний облік видобутих з кожної свердловини нафти, газу, конденсату, води і супутніх корисних компонентів, а також агентів впливу, які закачують у пласт через нагнітальні свердловини.

Авторський нагляд за виконанням проекту ДПР, як правило, здійснює організація, що опрацювала проект.

Державний гірничий нагляд під час ДПР за дотриманням законодавства при веденні робіт з геологічного вивчення надр, їх використання та охороною здійснює спеціально уповноважений орган державної виконавчої влади з цих питань.

5.7. Державний контроль за геологічним вивченням надр (державний геологічний контроль), раціональним і ефективним використанням надр України та дотриманням умов дозвільних документів здійснює центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр.

5.8. ДПР родовища (покладу) вуглеводнів проводиться на останньому етапі геологорозвідувального процесу. ДПР має забезпечити отримання геологічної інформації про родовище (поклад), достатньої за повнотою та якістю для детальної геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів з техніко-економічним обґрунтуванням постійних кондицій.

## **6. Вимоги до гідрогазодинамічних досліджень свердловин**

6.1. Комплекс гідрогазодинамічних досліджень під час розвідки і дослідно-промислової розробки родовищ (покладів) вуглеводнів проводиться з метою отримання вихідної інформації для вибору технологічного режиму експлуатації свердловин, аналізу і контролю за процесами розробки родовища, підрахунку запасів вуглеводнів і складання проектів ДПР покладів вуглеводнів, а також визначення факторів, що впливають на продуктивну характеристику та умови промислової експлуатації свердловин і родовища в цілому.

Вид, обсяги і періодичність гідрогазодинамічних досліджень залежать від категорії та призначення свердловин, способу їх експлуатації, і визначаються завданнями поточної стадії геологорозвідувальних робіт.

6.2. На стадії підготування запасів вуглеводнів до попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) згідно з ГСТУ 41-00032626-00-011-99, обов'язковий типовий комплекс гідрогазодинамічних досліджень носить разовий характер і направлений на отримання інформації про:

- початкові величини тиску і температури у покладах, статичні тиски на гирлі свердловини, статичні рівні рідини в позаконтурних і п'єзометричних свердловинах;
- продуктивність свердловин; фільтраційно-ємнісні властивості пластів-колекторів;
- газовий фактор для нафтових і конденсатний фактор - для газоконденсатних свердловин;
- умови руйнування привибійної зони пласта та інтенсивність виносу породи із свердловин.

6.3. Під час дослідження свердловин на продуктивність належить відбирати поверхневі проби флюїдів (нафти, конденсату, газу, води) і глибинні проби пластової нафти для лабораторного вивчення.

6.4. Перелік досліджень, які належить виконувати на кожній пошуковій та розвідувальній свердловині для виділених об'єктів випробування в обсадній колоні, наведено в таблиці 1. В таблиці знаком (+) позначений вид дослідження, який входить в обов'язковий типовий комплекс, знаком (-) - який не входить до обов'язкового типового комплексу.

Таблиця 1

| Вид досліджень об'єктів випробування в обсадній колоні                                             | Свердловини |        |                 |        |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------|-----------------|--------|
|                                                                                                    | нафтові     | газові | газоконденсатні | водяні |
| 1                                                                                                  | 2           | 3      | 4               | 5      |
| 1 Вимірювання статичного тиску на гирлі свердловини                                                | +           | +      | +               | +      |
| 2 Визначення статичного (початкового пластового) тиску і температури на вибої свердловини          | +           | +      | +               | +      |
| 3 Вимірювання розподілу тиску у стовбурі свердловини в статичному стані                            | +           | -      | +               | -      |
| 4 Вимірювання статичного рівня рідини у свердловині                                                | +           | -      | -               | +      |
| 5 Дослідження свердловини методом усталених відборів. На кожному режимі роботи належить визначити: |             |        |                 |        |
| - стабілізацію гирлових тисків і температур під час роботи свердловин                              | +           | +      | +               | -      |
| - усталені значення гирлових і вибірних тисків і температур                                        | +           | +      | +               | +      |
| - дебіт нафти, газу, конденсату, води                                                              | +           | +      | +               | +      |
| - вміст механічних домішок                                                                         | +           | +      | +               | +      |
| - газовий, конденсатний, водогазовий і водонафтовий фактори                                        | +           | +      | +               | -      |
| - відібрати поверхневі проби нафти, газу, води.                                                    | +           | +      | +               | +      |
| 6 Дослідження пластового газу на конденсатність                                                    | -           | -      | +               | -      |
| 7 Відбір глибинних проб                                                                            | +           | -      | -               | +      |
| 8 Дослідження методом відновлення тиску (рівня) після зупинення свердловини                        | +           | +      | +               | +      |

6.5. На стадії розвідки визначальною задачею є одержання достовірної інформації, яка необхідна для підрахунку запасів і завершення розвідки з метою залучення родовища до промислового освоєння.

6.6. Дослідження свердловин належить виконувати відповідно до проекту ДПР родовища, який містить програму та об'єм гідрогазодинамічних досліджень. Основними завданнями досліджень свердловин є:

- вивчення розподілу на площі родовища і по товщині продуктивного горизонту параметрів, які характеризують продуктивність свердловин, фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, а також умов руйнування приви́бійної зони пласта та інтенсивності виносу породи зі свердловин;

- уточнення геологічної будови родовища, зокрема перевірка наявності гідродинамічного зв'язку між окремими частинами (блоками) родовища, наявності непроникних зон, тощо;

- вивчення характеру змінення у часі і в залежності від кількості відібраних із пласта рідини та газу: пластових, ви́бійних і гирлових тисків, рівнів рідини, а також дебітів свердловин, їхньої продуктивності, газових, конденсатних, водонафтових і водогазових факторів та інтенсивності виносу породи із свердловин;

- визначення закономірностей змінення властивостей пластових флюїдів під час ДПР родовища на підставі періодичного відбирання проб продукції свердловин, а також глибинних проб;

- оцінка ефективності застосованих методів впливу на приви́бійну зону пласта.

6.7. Визначені види досліджень свердловин протягом здійснення ДПР родовища належить повторювати із заданою періодичністю з метою контролю за динамікою процесів розробки. Крім одноактних, застосовують і періодичні обов'язкові комплекси досліджень.

6.8. У кожній пошуковій або розвідувальній свердловині, буріння і випробування яких закінчується під час проведення ДПР, належить виконувати комплекс досліджень, який притаманний пошуково-розвідувальним роботам. Аналогічні дослідження слід проводити і на кожній із випереджаючих свердловин перед введенням їх в експлуатацію.

Під час ДПР проводять визначення ефективності застосовуваних геолого-технічних заходів впливу на привибійну зону продуктивного пласта з метою підвищення продуктивності свердловин. Для цього на свердловинах виконується обов'язковий комплекс досліджень двічі: перший - перед виконанням заходів впливу, а другий - після їх виконання.

6.9. Обсяги та належна періодичність досліджень на свердловинах наведені у таблиці 2. Належна періодичність у таблиці позначена умовними символами:

□ - один раз на тиждень;

⊕ - один раз на квартал;

∅ - один раз на півріччя;

о - один раз на рік;

оо - один раз на два роки.

Таблиця 2

| Види досліджень                                  | Свердловини              |                          |                          |                          |                          |                          |                          |
|--------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
|                                                  | нафтові                  |                          |                          |                          | газові                   | газоконд<br>енсатні      | спосте-<br>режні         |
|                                                  | фонта-<br>нні            | газліфт-<br>ні           | насосні                  |                          |                          |                          |                          |
|                                                  |                          |                          | ЕЦН                      | ГН                       |                          |                          |                          |
| 1                                                | 2                        | 3                        | 4                        | 5                        | 6                        | 7                        | 8                        |
| 1 Визначення дебітів:                            |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |
| - нафти                                          | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |                          |                          |
| - газу                                           | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |
| - конденсату                                     |                          |                          |                          |                          |                          | <input type="checkbox"/> |                          |
| - води                                           | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 2 Визначення динамічного тиску і температури:    |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |
| - на гирлі                                       | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |
| - на вибої                                       | Ø                        | Ø                        |                          |                          |                          | Ø                        |                          |
| 3 Визначення динамічних рівнів рідини            |                          | +                        | +                        | +                        |                          |                          |                          |
| 4 Визначення статичного тиску і температури:     |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |
| - на гирлі                                       | Ø                        |                          |                          |                          | Ø                        | Ø                        | +                        |
| - на вибої                                       | Ø                        | Ø                        | о                        | оо                       | Ø                        | Ø                        | +                        |
| 5 Визначення статичного рівня рідини             |                          | Ø                        | Ø                        | Ø                        |                          |                          | +                        |
| 6 Визначення обводнення продукції                | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |
| 7 Визначення газового фактору                    | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |                          |                          |
| 8 Визначення конденсатного фактору               |                          |                          |                          |                          |                          | <input type="checkbox"/> |                          |
| 9 Дослідження методом усталених відборів         | о                        | о                        | оо                       | оо                       | о                        | о                        |                          |
| 10 Дослідження методом відновлення тиску (рівня) | о                        | о                        |                          |                          | о                        | о                        | оо                       |
| 11 Дослідження на конденсатність                 |                          |                          |                          |                          |                          | Ø                        |                          |
| 12 Відбір глибинних проб нафти                   | о                        | о                        | о                        | о                        |                          |                          |                          |

6.10. Види, обсяги і тривалість гідрогазодинамічних досліджень на стадії розвідки і дослідно-промислової розробки родовищ (покладів) вуглеводнів слід визначати, виходячи з умови, що на підставі якісного їх виконання належить вивчити характеристики порід-колекторів покладів у

досліджуваних свердловинах, які є визначальними як для підрахунку запасів вуглеводнів, так і для опрацювання детальної геолого-економічної оцінки ефективності їхнього промислового освоєння, у тому числі: коефіцієнти фільтраційних опорів, гідропровідність, п'єзопровідність, проникність, допустимий дебіт і депресія, коефіцієнт продуктивності, тощо.

## **7. Умови експлуатації нафтових, газових і газоконденсатних свердловин під час дослідно-промислової розробки родовищ**

7.1. Умови експлуатації свердловин і періоди їх використання обґрунтовують у проектних документах.

7.2. Експлуатацію свердловин здійснюють тільки за наявності в них насосно-компресорних труб (НКТ). Глибина спуску і типорозміри фонтанних труб встановлюються планами на освоєння свердловин із врахуванням:

- очікуваного максимального робочого дебіту свердловини;
- максимально допустимого перепаду тиску у стволі свердловини;
- належних швидкостей газорідних сумішей у фонтанних трубах, які забезпечують винос з вибою рідини (в газових свердловинах належна швидкість на вході в НКТ - 4-8 м/с);
- діаметра експлуатаційної колони;
- наявності агресивних компонентів у продукції свердловин.

7.3. Експлуатацію газових свердловин фонтанними трубами з не ізольованим міжтрубним простором здійснюють за умови герметичності експлуатаційної колони, в яку періодично подають антикорозійний інгібітор.

7.4. Безкомпресорний газліфт у нафтових свердловинах з використанням природного газу як робочого агента застосовують тільки за умови утилізації газу.

7.5. Залежно від способу експлуатації нафтогазовидобувні свердловини облаштовують відповідним наземним та підземним обладнанням. Його вибір здійснюють з урахуванням належного забезпечення:

- заданого відбору продукції з пласта відповідно до проектних показників;
- високого коефіцієнту корисної дії устаткування для газліфтної і глибинно-насосної експлуатації свердловин;
- надійної і безаварійної роботи свердловин.

7.6. На свердловинах установлюють фонтанну і запірну арматуру, що відповідає таким основним вимогам:

- забезпеченню герметичності під час багаторазового відкриття і закриття запірних елементів;
- можливості повного відкриття і закриття запірного елемента зусиллями однієї людини;
- можливості заміни сальникових ущільнень без зупинки подачі продукції у трубопровід;
- півторакратному запасу міцності від статичного гирлового тиску.

7.7. Оператор з видобутку здійснює регулярний нагляд за наземним обладнанням свердловин на групових збірних пунктах (сепаратори, штуцери, теплообмінники, конденсатозбірники, тощо) і слідкує за його нормальною роботою. Особливу увагу належить звертати на фланцеві, гвинтові та зварні з'єднання і запірну арматуру свердловин, у продукції яких наявні корозійні елементи (сірководень, двоокис вуглецю).

7.8. Обладнання, що встановлюється на свердловинах або збірних пунктах (як нове, так і те, що знаходиться в експлуатації), належить опресовувати відповідно до правил котлонагляду.

7.9. Для експлуатації свердловин, у продукції яких наявні корозійні компоненти, належить використовувати спеціальну запірну арматуру, виконану з матеріалу, що стійкий до корозії.

7.10. Відповідальність за правильний вибір наземного і підземного обладнання несе виробничо-технічна служба підприємства, що здійснює ДПР, а за належне його використання - технічна служба промислу.

7.11. Види, обсяги і періодичність досліджень свердловин належить встановлювати відповідно до рекомендацій проектних і нормативних документів.

7.12. Всі первинні матеріали досліджень та технічного стану свердловин належить зберігати протягом всього періоду розвідки і розробки родовищ.

7.13. Для кожної експлуатаційної свердловини належить обґрунтувати і встановити технологічний режим роботи, що забезпечує передбачені проектним документом відбори нафти, газу, конденсату і води, раціональні умови розробки родовища та охорону надр і навколишнього природного середовища. Режим роботи свердловини встановлюють з огляду на забезпечення можливості регулювання процесу видобутку вуглеводнів під час розробки. Характеристику режиму роботи свердловини визначають такими параметрами:

- пластовим, вибійним і гирловим тисками;
- дебітом нафти, газу, конденсату і води, газовими і конденсатними факторами, ступенем обводнення продукції;
- типорозмірами встановленого експлуатаційного обладнання (фонтанна арматура, конструкції ліфта, глибина підвіски, діаметр насоса, його продуктивність, число коливань балансира, довжина ходу плунжера, створюваний напір тощо) і режимами його роботи.

7.14. Технологічний режим і поточні робочі дебіти свердловин встановлюють з урахуванням наступних факторів:

- виносу піску і породи, що не призводить до руйнування привибійної зони пласта та роз'їдання підземного і наземного обладнання;
- обводнення свердловин;
- конструкції і технічного стану свердловин;
- температурного режиму роботи (для газових свердловин) з урахуванням конденсації води, вуглеводнів та умов виносу їх на поверхню;

- запобігання гідратоутворенню у стволі свердловини і забезпечення виносу рідини на поверхню;

- належного робочого тиску на гирлі свердловини для забезпечення збору і транспортування нафти, газу, конденсату і води.

7.15. Режим роботи свердловин регулюють штуцерами, що встановлюють для кожної свердловини на гирлі або на груповому збірному пункті, а також протитиском газу в системі газозбору.

Для встановлення показників роботи нового технологічного режиму під час експлуатації нафтогазодобувної свердловини належить визначати дебіт, вибійний тиск (робочу депресію), тиск і температуру: на буфері, у позатрубному і міжколонному просторі, до і після штуцера, а також кількості рідких компонентів (нафта, конденсат, вода) і твердих домішок.

7.16. Технологічні режими роботи свердловин розробляють, виходячи з прийнятих норм відбору нафти, газу, конденсату та води. Прийнятий технологічний режим роботи свердловин затверджує користувач надр. Одночасно готується план геолого-технічних заходів для забезпечення норм відбору продукції з експлуатаційного об'єкта. На стадії ДПР родовища технологічний режим роботи для кожної експлуатаційної свердловини складається один раз на місяць.

7.17. Аналіз режимів роботи свердловин та способи їх експлуатації щомісячно виконує підприємство, що здійснює ДПР, і висвітлює висновки у місячній і річній звітності. Параметри режиму роботи свердловин, що змінюються, належить фіксувати документально.

7.18. Виробничий контроль за виконанням встановлених технологічних режимів роботи свердловин здійснюється геологічною і виробничо-технічною службами підприємства. Авторський нагляд - проектною організацією.

Державний контроль за дотриманням під час ДПР родовищ вуглеводнів технологій, які б забезпечували їх належне геологічне вивчення, не знижуючи при цьому промислову цінність, а також за виконанням рішень

Державної комісії України по запасах корисних копалин з питань ДПР, здійснюють органи державного геологічного контролю.

Державний гірничий нагляд за повнотою виконання геологічних досліджень та додержанням правил розробки під час ДПР родовищ вуглеводнів здійснюють органи Державної служби України з питань праці.

7.19. Контроль за процесами ДПР родовища проводять згідно з чинними правилами розробки родовищ.

7.20. Два рази на рік належить проводити дослідження кожної свердловини на визначення вмісту конденсату в робочих умовах, у тому числі в низькотемпературному сепараторі. При цьому визначають вміст сирого і стабільного конденсату. Статичні - пластовий і вибійний тиски належить обов'язково перевіряти за допомогою глибинних манометрів. Визначаються додаткові заходи, спрямовані на внесення змін до складу і кількості конденсату, що видобувається, та умов запобігання його випадіння у пласті.

7.21. Не менше двох разів на рік належить визначати компонентний склад газу кожної свердловини. Отримані під час досліджень свердловин дані про величину газоконденсатного фактора і склад газу, що надходить для промислової обробки, заносять у справу свердловини.

7.22. За результатами вивчення експлуатаційних свердловин на газоконденсатність належить будувати графічні залежності: пластовий тиск - вміст конденсату в газі. Результати промислової обробки газу на установках низькотемпературної сепарації використовують також для побудови залежності: пластовий тиск - вихід конденсату (для сирого і стабільного конденсату в умовах сепарації).

7.23. Не менше двох разів на рік належить визначати основні фізико-хімічні властивості стабільного конденсату (густина, молекулярна маса, фракційна розгонка), на основі яких будуються графічні залежності: пластовий тиск - густина конденсату, молекулярна маса.

7.24. Облік видобутку флюїдів належить проводити з метою дотримання встановленого для кожної свердловини технологічного режиму, а також контролю за станом приви́бійної зони, наземного і підземного обладнання, а також для поточного контролю за розробкою покладу.

7.25. Облік видобутої нафти здійснюють на основі дебіту рідини за допомогою групових замірних установок, мірних ємностей та іншого обладнання з урахуванням відпрацьованого часу і вмісту води.

7.26. Облік видобутку нафтового газу проводять на основі замірних об'ємів газу сепарації, а також з урахуванням газу, який випаровується з нафти під час її стабілізації в ємностях-відстійниках.

7.27. На одиничних газових і газоконденсатних свердловинах дебіт газу, конденсату і води належить заміряти за допомогою індивідуального замірного сепаратора. У випадку, коли промисли належно облаштовані, ці роботи проводяться на групових або централізованих пунктах збору продукції.

7.28. Виміри дебіту газу високопродуктивних газових і газоконденсатних свердловин з нестабільним режимом роботи належить проводити самописними приладами, а контроль за кількістю конденсату і води здійснювати лічильними або іншими приладами, які фіксують зміни об'єму рідини.

7.29. Облік нафти, газу, конденсату і води на кожній свердловині належить фіксувати у вахтовому журналі. Час і тривалість замірів встановлюють залежно від умов експлуатації свердловин.

7.30. Нормативні технологічні втрати нафти, газу і конденсату визначають на основі фактичного обліку, про що складається спеціальний акт списання втрат.

7.31. На кожну експлуатаційну свердловину заводять справу, в якій зберігається вся документація, перелік протоколів, актів, розпоряджень, а також акти, каротажні діаграми, результати вивчення властивостей нафти,

газу і конденсату. До переліку документів, які зберігаються у справі свердловин, також належать:

- картограми вимірів видобутку газу;
- описи робіт, які проводилися на свердловині і не відображені у вахтовому журналі;
- акти про витрати нафти, газу і конденсату на внутрішні промислові потреби, а також втрати газоподібних вуглеводнів під час продування та дослідження свердловин;
- акти про проведення робіт з підземного і капітального ремонту свердловин;
- результати випробування свердловин;
- відомості про відбір проб флюїдів і результати їх лабораторного вивчення;
- добові рапорти і місячні звіти про видобуток продукції;
- акти замірів статичних тисків із зазначенням типу манометрів, класу точності і результатів повірки;
- результати замірів глибини вибою.

7.32. Журнал видобутку вуглеводнів і води складають за прийнятим зразком і заповнюють кожний день на промислі та в геологічному відділі підприємства.

7.33. Відповідальність за ведення технічної документації та її повноту несуть майстри (оператори) з видобутку нафти і газу, підземного і капітального ремонту свердловин, керівники дослідних лабораторій, а також головні спеціалісти відповідно до посадових інструкцій.

## **8. Вимоги до методів підвищення продуктивності свердловин під час дослідно-промислової розробки родовищ**

8.1. Комплекс технологічних і технічних заходів, які спрямовані на поліпшення фільтраційних характеристик розкритих пластів у безпосередній близькості від ствола свердловини з метою інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибою, називають обробкою привибі́йної зони (ОПЗ) пласта. Роботи, які впливають на привибі́йну зону пласта, проводяться на всіх етапах розвідки і розробки родовищ.

8.2. Під час проектування ДПР нафтових, газових та газоконденсатних родовищ слід передбачити таку конструкцію вибоїв свердловин, яка дозволяє проводити методи інтенсифікації припливів в даних умовах і не викликає ускладнень.

8.3. Вибір свердловин для ОПЗ здійснюють на основі результатів гідрогазодинамічних досліджень на стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації. На підставі визначення в результаті цих досліджень відношення коефіцієнтів продуктивності привибі́йної і віддаленої від свердловини зон пласта, а також радіусу зниження проникності опрацьовується висновок щодо проведення ОПЗ пласта. Доцільність виконання таких робіт визначають, виходячи з оцінки очікуваного додаткового видобутку пластових флюїдів та відношення їхньої вартості до затрат на виконання робіт з ОПЗ.

8.4. Серед існуючих методів інтенсифікації припливів вуглеводневої продукції виділяють хімічні, фізичні і термічні. У промисловій практиці, залежно від конкретних умов, часто застосовують різноманітні модифікації цих методів або їх поєднання.

8.5. Методи, технологію і періодичність проведення робіт з обробки привибі́йної зони (ОПЗ) обґрунтовують відповідно до рекомендацій проекту ДПР родовища на основі техніко-економічної оцінки їх ефективності.

8.6. Роботи з метою впливу на приви́бійну зону пласта проводять за спеціальними планами, які затверджує користувач надр. Під час планування і здійснення робіт з обробки приви́бійної зони (ОПЗ) належить керуватися:

- чинними інструкціями для окремих видів впливу на приви́бійну зону;
- вимогами і нормами з охорони надр і навколишнього середовища;
- правилами техніки безпеки у нафтогазодобувній промисловості.

8.7. Роботи, які виконують з метою обробки приви́бійної зони (ОПЗ), оформляють спеціальним актом і реєструють у паспорті свердловини.

## **9. Узагальнення матеріалів дослідно-промислових досліджень нафтових, газових і газоконденсатних родовищ для опрацювання детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1).**

9.1. На підставі результатів проведених детальних геологорозвідувальних робіт, матеріалів пробної експлуатації видобувних свердловин та завершеної дослідно-промислової розробки покладів родовищ вуглеводнів здійснюється підготовка вихідної геологічної інформації для підрахунку детально розвіданих запасів вуглеводнів та опрацювання їхньої детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1) і кваліфікації запасів і ресурсів відповідно до класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України.

Для підрахунку запасів нафтових і газонафтових родовищ у складі вихідної геологічної інформації наводять дані, що забезпечують визначення: площі нафтогазового покладу, контурів виклинювання або заміщення порід-колекторів продуктивних пластів, ефективних та нафтогазонасичених товщин, об'єму нафтогазонасичених порід, середніх коефіцієнтів відкритої пористості (тріщинуватості, кавернозності) і нафтогазонасиченості, визначених як за даними вивчення керну, так і за даними ГДС, а також дані щодо показності визначення параметрів, що використовуються для підрахунку запасів.

Для підрахунку запасів вільного газу об'ємним методом у вихідній геологічній інформації подають дані, що достатні для визначення: площі газоносності, меж порід-колекторів продуктивних пластів у плані та розрізі, ефективних та газонасичених товщин і об'ємів газонасичених порід, коефіцієнтів відкритої пористості (тріщинуватості, кавернозності) і газонасиченості (за керном і ГДС), початкових і поточних пластових тисків, їх усереднених значень, поправок за температуру і відхилень від закону Бойля-Маріотта, вмісту конденсату у газі, коефіцієнту, що враховує мольну частку сухого газу, а також дані для оцінки показності визначення цих параметрів.

У вихідних геологічних матеріалах для техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів і коефіцієнтів вилучення вуглеводнів із надр належить готувати дані для визначення:

- мінімальної відкритої пористості і проникності для порід-колекторів виявлених покладів;
- мінімального коефіцієнту нафтогазонасиченості для порід-колекторів виявлених покладів;
- мінімального промислового вмісту супутніх компонентів у вуглеводневих та водних флюїдах;
- оптимальних коефіцієнтів вилучення нафти, газу і конденсату.

Підраховані відповідно до кондицій запаси вуглеводнів кваліфікують згідно з класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України для звітності, установленій законодавством України.

9.2. У разі замовлення користувача надр на здійснення ідентифікації запасів і ресурсів вуглеводнів за Рамковою класифікацією ООН-2009 викопних запасів і ресурсів належить додатково підрахувати або визначити за даними звітності кількості запасів і ресурсів вуглеводнів за тими підкатегоріями РКООН-2009, що не визначаються безпосередньо за класифікацією України, у тому числі:

- кількості вуглеводнів підкатегорії E3.1, що будуть видобуті, але не будуть продані, до яких слід відносити втрати під час видобутку, а також витрати на видобуток і підготовку вуглеводневої сировини до реалізації;
- кількості вуглеводнів підкатегорії E3.3, що залишаються в надрах як невидобувні (залишкові);
- кількості вуглеводнів підкатегорії F1.1, які залучені до видобутку;
- кількості вуглеводнів підкатегорії F1.2, на розробку яких виділені капітальні кошти, або ведеться буріння глибоких свердловин;
- кількості вуглеводнів підкатегорії F1.3, на яких завершені детальні дослідження, з метою обґрунтування доцільності видобутку шляхом реалізації певного проекту розробки;
- кількості вуглеводнів підкатегорії F2.1, на яких продовжується реалізація проекту з метою обґрунтування доцільності видобутку в майбутньому;
- кількості вуглеводнів підкатегорії F2.2, для яких реалізація проекту припинена, або обґрунтування комерційної розробки може бути істотно затримано;
- кількості вуглеводнів підкатегорії F2.3, для яких на момент оцінки немає поточних планів розробки, або збору додаткових даних через недостатні можливості.

Відповідно до замовлення користувача надр запаси і ресурси вуглеводнів, що ідентифіковані за класифікацією України, можуть бути переведені до таксонів Міжнародної Рамкової Класифікації ООН енергетичних і мінеральних запасів та ресурсів корисних копалин 2009 року (РКООН-2009) згідно з наведеною нижче перевідною таблицею.

| Класифікація України<br>(класи) | РКООН-2009 (категорії та підкатегорії) |                              |           |
|---------------------------------|----------------------------------------|------------------------------|-----------|
|                                 | Вісь E                                 | Вісь F                       | Вісь G    |
| <b>111</b>                      | <b>E1 (E1.1, E1.2)</b>                 | <b>F1 (F1.1, F1.2, F1.3)</b> | <b>G1</b> |
| <b>121</b>                      | <b>E1 (E1.1, E1.2)</b>                 | <b>F2 (F2.1, F2.2, F2.3)</b> | <b>G1</b> |
| <b>122</b>                      | <b>E1 (E1.1, E1.2)</b>                 | <b>F2 (F2.1, F2.2, F2.3)</b> | <b>G2</b> |
| <b>211</b>                      | <b>E2</b>                              | <b>F1 (F1.1, F1.2, F1.3)</b> | <b>G1</b> |
| <b>221</b>                      | <b>E2</b>                              | <b>F2 (F2.1, F2.2, F2.3)</b> | <b>G1</b> |
| <b>222</b>                      | <b>E2</b>                              | <b>F2 (F2.1, F2.2, F2.3)</b> | <b>G2</b> |
| <b>331</b>                      | <b>E3 (E3.1, E3.2, E3.3)</b>           | <b>F3</b>                    | <b>G1</b> |
| <b>332</b>                      | <b>E3 (E3.1, E3.2, E3.3)</b>           | <b>F3</b>                    | <b>G2</b> |
| <b>333</b>                      | <b>E3 (E3.1, E3.2, E3.3)</b>           | <b>F3</b>                    | <b>G3</b> |
| <b>334</b>                      | <b>E3 (E3.1, E3.2, E3.3)</b>           | <b>F3</b>                    | <b>G4</b> |

Для визначення категорій і підкатегорій РКООН-2009 належить керуватись: «Рамковою класифікацією ООН викопних енергетичних і мінеральних запасів і ресурсів корисних копалин 2009 року», Серія публікацій ЄЕК ООН по енергетиці № 39, Нью-Йорк і Женева, 2010 р.

## **10. Вимоги до охорони надр і навколишнього середовища у процесі дослідно-промислової розробки родовищ**

10.1. Охорона надр передбачає здійснення комплексу заходів, які направлені на запобігання втрат нафти, газу, конденсату, а також супутніх корисних копалин в результаті неякісної проводки свердловин, порушення технологічних режимів видобутку вуглеводнів, які призводять до передчасного обводнення або дегазації пластів, перетоків флюїдів між продуктивними і сусідніми горизонтами, руйнування породи-колектора, обсадної колони або цементного кільця.

10.2. Рівень відбору вуглеводнів і депресію на пласт належить вибирати з дотриманням умов охорони гірничого масиву: забезпечення збереження

скелета пласта, недопущення передчасної дегазації нафти та передчасного випадання конденсату в привибійній зоні, а також підтягування язиків і конусів води до ствола свердловин.

10.3. Контроль за впливом ДПР на фізичний стан гірничого масиву та флюїдів родовища належить базувати на регулярних спостереженнях, які проводять відповідно до правил розробки. Дослідно-промислова експлуатація аварійних свердловин, в яких порушена герметичність експлуатаційної колони, фланцевих з'єднань та інше, не проводиться.

10.4. У разі проявлення у міжколонному просторі свердловини підвищення тиску і грифонів належить терміново вивчити причини вказаних явищ і вжити відповідних заходів для ліквідації ускладнень.

10.5. Якщо у процесі ДПР родовища з'явилися ознаки нафтогазопроявів або міжпластових перетоків нафти, газу і води, які призводять до втрат вуглеводнів і забруднення надр, нафтогазодобувне підприємство зобов'язане визначити причину і ліквідувати некерований рух флюїдів.

10.6. У разі утворення техногенних скупчень вуглеводнів у верхніх пластах належить виявити джерело живлення і негайно вжити заходів для його ліквідації для запобігання зростанню кількості вуглеводнів у них. Ліквідація техногенних скупчень вуглеводнів проводиться за допомогою буріння контрольно-дренажних свердловин, відповідно до рекомендацій науково-дослідних організацій та за погодженням з органами Державної служби України з питань праці, а також із сусідніми нафтогазодобувними і геологорозвідувальними підприємствами.

10.7. Під час обводнення експлуатаційних свердловин разом з контролем за динамікою процесу необхідно проводити спеціальні геофізичні і гідрогеологічні дослідження для визначення місця припливу води у свердловину через колону, і глибини залягання джерел обводнення. У свердловинах, де виявлені припливи води у продуктивний пласт з інших горизонтів, належить проводити ремонтно-ізоляційні роботи.

10.8. Основним критерієм охорони надр під час виконання заходів для підвищення продуктивності свердловин шляхом дії на привибійну зону пласта має бути збереження герметичності колони обсадних труб і цементного кільця.

10.9. Заходи з охорони навколишнього середовища у процесі проведення ДПР родовищ належить спрямовувати на попередження забруднення землі, поверхневих і підземних вод, атмосферного басейну нафтогазопродуктами, промисловими стічними водами, хімреагентами, а також на раціональне використання земель і прісних вод. До таких заходів належать:

- повна утилізація промстоків шляхом їх природного випаровування або нагнітання у продуктивні чи водоносні пласти;
- обробка промстоків антисептиками з метою попередження їх зараженням сульфатовідновлюючими бактеріями, які призводять до утворення сірководню;
- герметизація системи збору, транспорту і підготовки продукції свердловини;
- повна утилізація нафтового газу, конденсату та інших корисних компонентів, які є у пластових флюїдах;
- спорудження контрольних пунктів для спостереження за рівнем забруднення землі, поверхневих і підземних вод;
- виключення попадання на землю та у поверхневі і підземні води поверхнево-активних речовин: кислот, лугів, полімерних розчинів та інших хімреагентів, а також рідких вуглеводнів;
- застосування антикорозійних покриттів та інгібіторів для боротьби з відкладами солей і корозією внутрішньосвердловинного і промислового обладнання;
- організація регулярного контролю за технічним станом свердловин і промислового обладнання.

10.10. Дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього середовища забезпечують геологорозвідувальні і нафтогазодобувні підприємства, які здійснюють ДПР родовища.

## Зміст

|                                                                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Галузь використання.....                                                                                                                                                  | 3  |
| Нормативні посилання.....                                                                                                                                                 | 3  |
| Загальні положення.....                                                                                                                                                   | 5  |
| 1. Вимоги до вивчення родовищ вуглеводнів для планування ДПР на стадії детальної геолого-економічної оцінки.....                                                          | 9  |
| 2. Вимоги до геолого-промислових досліджень та випробування розвідувальних, оціночно-експлуатаційних свердловин .....                                                     | 11 |
| 3. Вимоги до пробної експлуатації свердловин на стадії детальної геолого-економічної оцінки.....                                                                          | 16 |
| 4. Вимоги до проектування дослідно-промислової розробки родовищ вуглеводнів.....                                                                                          | 22 |
| 5. Умови введення у дослідно-промислову розробку родовищ (покладів) вуглеводнів.....                                                                                      | 26 |
| 6. Вимоги до гідрогазодинамічних досліджень свердловин.....                                                                                                               | 30 |
| 7. Умови експлуатації нафтових, газових і газоконденсатних свердловин під час дослідно-промислової розробки родовищ.....                                                  | 35 |
| 8. Вимоги до методів підвищення продуктивності свердловин під час дослідно-промислової розробки родовищ .....                                                             | 42 |
| 9. Узагальнення матеріалів дослідно-промислових досліджень нафтових, газових і газоконденсатних родовищ для опрацювання детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1)..... | 43 |
| 10. Вимоги до охорони надр і навколишнього середовища у процесі дослідно-промислової розробки родовищ.....                                                                | 46 |