

МІНІСТЕРСТВО ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ

НАКАЗ

15.03.2017 № 118

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
02 червня 2017 р.
за № 692/30560

Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ

Відповідно до абзацу шостого статті 37 Закону України «Про нафту і газ» та підпункту 61 пункту 4 Положення про Міністерство екології та природних ресурсів України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 21 січня 2015 року № 32, **НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити Правила розробки нафтових і газових родовищ, що додаються.
2. Юридичному департаменту (Бучко В.А.) забезпечити подання цього наказу на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.
3. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.
4. Цей наказ набирає чинності з дня його офіційного опублікування.

Міністр

О. Семерак

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства
екології
та природних
ресурсів України
15.03.2017 № 118

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
02 червня 2017 р.
за № 692/30560

ПРАВИЛА розробки нафтових і газових родовищ

I. Загальні положення

1. Ці Правила встановлюють основні вимоги до організації та здійснення розробки родовищ вуглеводнів та регламентують відносини суб'єктів господарювання та центральних

органів виконавчої влади, що виникають під час користування нафтогазоносними надрами, з метою їх комплексного і раціонального використання.

2. У цих Правилах викладено вимоги до дослідно-промислової розробки родовищ (далі - ДПР), видобування вуглеводнів під час промислової розробки родовищ (покладів) нафти і газу, техніки й технології влаштування свердловин, облаштування родовищ з урахуванням вимог забезпечення повної безпеки населення, охорони навколишнього природного середовища, а також майна (будівель, споруд тощо).

3. Вимоги цих Правил поширюються на діяльність усіх суб'єктів нафтогазової галузі будь-якої організаційно-правової форми та форми власності, які здійснюють пошуки, розвідку, проектування систем розробки і облаштування, розробку родовищ вуглеводнів, влаштування та експлуатацію свердловин, інших промислових споруд тощо.

4. Користування нафтогазоносними надрами, пошук і розвідка родовищ нафти і газу, їх розробка, влаштування та експлуатація підземних сховищ для зберігання нафти і газу здійснюються відповідно до законодавства у сфері охорони та використання надр.

5. Облік видобутих нафти, газу, конденсату та води під час пробної експлуатації свердловин, дослідно-промислової та промислової розробки родовища (покладу), а також обсягів закачаних у пласти агентів впливу має здійснюватись відповідно до діючих нормативно-технічних документів.

6. Проектні технологічні документи на розробку родовищ погоджує центральний орган виконавчої влади, який реалізує державну політику у сферах промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду, і затверджує центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику в нафтогазовому комплексі.

II. Терміни і визначення понять

У цих Правилах терміни вживаються у таких значеннях:

авторський нагляд за реалізацією проектів дослідно-промислової розробки, проектів (технологічних схем) промислової розробки родовища (покладу) - науково-дослідна робота, яку проводять установи - автори проектів дослідно-промислової розробки, проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів) під час реалізації з метою аналізу відповідності фактичних показників розробки родовищ прийнятим й видачі рекомендацій щодо геолого-технічних заходів, спрямованих на виконання проектних рішень і вдосконалення системи розробки родовищ нафти і газу;

агенти впливу на поклади нафти і газу (далі - агенти впливу) - речовини, що використовують для впливу на термодинаміку покладів, зокрема: нагнітання в нафтові та газові поклади з метою підвищення коефіцієнтів вилучення нафти, газу, конденсату; інтенсифікації видобутку вуглеводнів або ізоляції припливу пластових вод у свердловинах; проведення технологічних операцій під час поточного і капітального ремонту свердловин;

аналіз розробки - оцінка ефективності реалізованої системи розробки родовища (покладу), що здійснюється на основі вивчення й зіставлення технологічних показників розробки із затвердженими проектними показниками, виявлення причин розбіжностей і підтвердження обсягів запасів, прийнятих до проектування;

недіючі свердловини - свердловини, що знаходяться в простій не менше одного календарного місяця;

буріння - процес утворення гірничої виробки, переважно круглого перетину, шляхом руйнування порід бурильним інструментом із видаленням продуктів руйнування;

випробування свердловини - комплекс робіт у свердловині з розкриття горизонту та викликання припливу пластового флюїду з метою визначення нафто-, водо- і газонасиченості

пласта, оцінки його фільтраційно-ємнісних характеристик, відбирання проб пластової рідини і газу, вимірювання пластового тиску;

вуглеводні - нафта, природний газ (у тому числі нафтовий (попутний) газ), газовий конденсат;

газ рециркуляції - природний газ, який повернуто (закачано) в один або декілька нафтогазових покладів родовища для підтримання в них пластового тиску відповідно до затвердженого в установленому законодавством порядку проекту дослідно-промислової або промислової розробки родовища (покладу);

гідралічний розрив пласта - метод інтенсифікації, який зазвичай застосовується у нафтових і газових свердловинах в пластах, що характеризуються низькою проникністю. Спеціально підібрані рідини для гідралічного розриву закачуються під високим тиском і швидкістю у інтервал колектору для штучного утворення тріщин;

геолого-технологічна модель родовища - цифрова імітаційна модель родовища, яка зберігається у вигляді багатовимірного об'єкта, яка дає можливість досліджувати та прогнозувати процеси, що відбуваються під час розробки в об'ємі резервуара, та періодично уточнюється у міру надходження нових даних протягом усього періоду розробки родовища;

гідрохімічні показники - розчинені іонносольові комплекси, їх взаємозв'язок зі скупченнями вуглеводнів, з літолого-фаціальними особливостями водовмісних порід та гідродинамікою;

діючі свердловини - свердловини, що давали продукцію (поглинали) протягом останнього місяця звітного періоду незалежно від кількості днів експлуатації;

дослідження на конденсатність (газоконденсатні дослідження) - комплекс польових та лабораторних досліджень, що проводяться з метою визначення конденсатогазового (далі - КГФ) і водного (далі - ВФ) факторів, розрахунку компонентного складу пластової системи;

експлуатація видобувних свердловин - процес підняття пластових флюїдів з вибою на поверхню;

консервація родовища (покладу) - здійснення комплексу заходів для тимчасового припинення розробки родовища, що передбачає припинення видобування з нього вуглеводнів, у тому числі припинення використання експлуатаційного обладнання і свердловин та збереження їх у стані, придатному для відновлення їх експлуатації, а також забезпечення безпеки населення, охорони надр і навколишнього природного середовища;

консервація свердловини - тимчасове припинення влаштування свердловини чи її експлуатації із вживанням відповідних заходів щодо охорони навколишнього природного середовища, а також збереження її продуктивних характеристик за період зупинки;

нетрадиційні скупчення вуглеводнів - скупчення, що включають в себе газ та нафту із сланцевих товщ, ущільнених порід (пісковиків тощо), газ (метан) вугільних родовищ, газ центрально-басейнового типу, нафту, конденсат або іншу вуглеводневу сировину;

об'єкт розробки (експлуатаційний об'єкт) - пласт або група пластів, які мають подібні фізико-хімічні, термодинамічні та інші властивості і виділяються для розбурювання і експлуатації свердловин за самостійною сіткою;

облаштування родовища - комплекс проектних, вишукувальних, будівельних робіт, які необхідно виконати для введення нового родовища в промислову (дослідно-промислову) розробку, або нове будівництво, розширення, реконструкція і технічне переоснащення на діючих (облаштованих) родовищах;

оператор - юридична особа, яка володіє фінансовими і технічними ресурсами, а також досвідом щодо здійснення діяльності з видобування вуглеводнів, їх промислової підготовки

облаштування родовищ, капітального ремонту діючих об'єктів тощо. Оператора визначає користувач нафтогазоносними надрами;

освоєння свердловини - завершальна стадія підготовки свердловини до експлуатації, на якій здійснюється комплекс техніко-технологічних операцій щодо викликання припливу пластових флюїдів;

пластовий флюїд - нафта, газ, конденсат, вода або їх суміш, що містяться у пласті;

платформи-буї - закріплені вертикальні плаваючі циліндри, значне заглиблення яких робить платформу стійкішою, спрощує її стабілізацію практично без активного регулювання баласту;

промислова розробка родовища - комплекс заходів і технологічних процесів, спрямованих на вилучення нафти, газу, конденсату та інших компонентів з надр для використання їх в промисловості за оптимальних економічних показників, і управління цими процесами;

проект промислової розробки родовища (покладу) - проектний технологічний документ, в якому на основі затвердженої в установленому порядку геолого-економічної оцінки запасів родовища, даних провідки свердловин, вивчення керну, матеріалів промислової геології і геофізики, гідрогеологічних, газодинамічних та промислових досліджень, а також інших даних, отриманих під час розвідки та дослідно-промислової розробки родовищ (покладів), обґрунтовано раціональний, економічно виправданий комплекс технологічних і технічних рішень для розробки родовища та заходи з контролю за процесом розробки, забезпечення безпеки працюючих та населення, охорони надр та навколишнього природного середовища;

промислова характеристика покладів - форма, розміри, гіпсометричне положення контурів нафтоносності, газоносності, контактів газ-нафта-вода в різних частинах покладу, початковий дебіт свердловин, пластові тиски і температури, газові фактори, коефіцієнти продуктивності та їх зміни під час пробної експлуатації свердловин та дослідно-промислової розробки родовища (покладу), для газових, газоконденсатних покладів - наявність або відсутність нафтової облямівки промислового значення, відомості про характер взаємодії свердловин і пластів, про режим покладу;

проект дослідно-промислової розробки родовищ (покладів) (далі - проект ДПР) - проектний технологічний документ, розроблений на основі вихідних геолого-промислових даних, в якому обґрунтована система розробки, обсяги нафти, газу, газового конденсату, що видобуваються в період дослідно-промислової розробки, раціональне використання продукції, регулювання процесу розробки, а також програма та обсяги дослідних робіт, що включає контроль за процесом дослідно-промислової розробки і отримання всіх необхідних даних для підрахунку запасів, виконання детальної геолого-економічної оцінки і затвердження в установленому порядку;

початковий пластовий тиск - величина тиску в продуктивному пласті до початку його розробки;

пробна експлуатація свердловини - комплекс робіт, які виконують з метою уточнення видобувних можливостей свердловини, складу й фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, колекторських характеристик пластів, коефіцієнтів продуктивності, максимально можливих дебітів свердловин, їх приймальності тощо, отримання необхідної кількості інформації для обґрунтування системи та технологічних показників дослідно-промислової розробки. План пробної експлуатації затверджується у встановленому законодавством порядку;

промислова розробка родовища - комплекс заходів і технологічних процесів, спрямованих на раціональне вилучення нафти, газу, конденсату та інших компонентів з надр для використання їх у промисловості за економічно ефективних показників, і управління цими процесами;

регулювання процесу розробки родовищ (покладів) нафти і газу –впровадження заходів з удосконалення подальшої розробки родовища (покладу), спрямованих на досягнення заданих темпів видобутку вуглеводнів і забезпечення затвердженого (прийнятого) коефіцієнта вилучення нафти, газу й конденсату;

рідина для гідравлічного розриву пласта - рідина, яка нагнітається у свердловину в процесі інтенсифікації. Рідини для гідравлічного розриву підбираються залежно від літологічного складу та фільтраційно-емнісних властивостей порід, як правило, містять воду, пропант (зазвичай, пісок або штучну кераміку), а також незначну частину хімічних сполук, призначених для забезпечення необхідних фізичних та хімічних властивостей рідини, що нагнітається у свердловину, та інших операційних потреб;

сайклінг-процес - спосіб розробки газоконденсатного покладу з підтриманням пластового тиску шляхом закачування газу рециркуляції в пласт для підвищення коефіцієнта вилучення конденсату;

свердловина - циліндрична гірнична виробка, створена бурами або іншими буровими інструментами, включаючи обладнання, необхідне для її експлуатації, діаметр якої набагато менший за її довжину;

система підтримування пластового тиску - сукупність технологічних заходів і технічних засобів для підтримання пластового тиску під час розробки покладу вуглеводнів шляхом закачування в нього агентів впливу для забезпечення величини пластового тиску, передбаченої технологічним проектним документом на розробку родовища (покладу);

влаштування свердловини - комплекс робіт, починаючи з підготовки майданчика під бурову установку з подальшим бурінням свердловини, її кріпленням, викликом припливу вуглеводнів і закінчуючи демонтажем та демобілізацією бурового устаткування, прокладанням необхідних комунікацій і рекультивацією земельної ділянки;

супутньо-пластова вода - вода, що піднімається на поверхню разом з нафтою і газом під час їх видобування;

термодинамічні дослідження пластової газоконденсатної системи - лабораторні дослідження штучно створеного із сирого конденсату та відсепарованого газу зразка (рекомбінована проба) в термобаричних умовах залягання вуглеводневої системи в покладі;

термодинамічні дослідження пластової нафти - лабораторні дослідження глибинних проб нафти в термобаричних умовах залягання вуглеводневої системи в покладі;

технологічна схема промислової розробки нафтового родовища (покладу) - проектний технологічний документ, розроблений на основі затвердженої в установленому порядку геолого-економічної оцінки запасів родовища, що визначає попередню систему промислової розробки родовища (покладу) нафти з використанням методів підвищення нафтовилучення для промислової оцінки їх ефективності та відпрацювання технології робіт.

У цих Правилах інші терміни вживаються у значеннях, що наведені у Кодексі України про надра, Законах України «Про нафту і газ», «Про охорону навколишнього природного середовища», «Про екологічну експертизу».

III. Підготовка родовищ нафти і газу до розробки та їх класифікація

1. За складністю геологічної будови, фазового стану вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів виділяються незалежно від величини запасів родовища такі поклади:

простої будови, що пов'язані з непорушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин і колекторських властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піщанистості не менше 0,7 і коефіцієнт розчленування не більше 2,6);

складної будови, що мають одно- або двофазний флюїд і характеризуються значною мінливістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піщанистості менше 0,7 і коефіцієнт розчленування більше 2,6);

дуже складної будови, для яких характерні як наявність багатофазних флюїдів, літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів.

До категорій складної і дуже складної будови також належать газонафтові та нафтогазові поклади, в яких нафтова облямівка підстиляється підшовною водою і в яких нафта залягає у вигляді тонких (вузьких) облямівок у неоднорідних пластах.

2. За кількістю продуктивних горизонтів (покладів) родовища поділяються на однопластові та багатопластові.

3. За кількістю об'єктів розробки родовища поділяються на:

однооб'єктні, в яких існує лише один поклад або всі поклади об'єднано в один об'єкт розробки;

багатооб'єктні, в яких виділені декілька об'єктів розробки.

4. Залежно від стану в початкових пластових умовах і складу основних вуглеводневих сполук у надрах родовища (поклади) поділяються на:

однофазові: нафтові, що містять нафту і розчинений в ній газ;

газові, що містять лише газ;

газоконденсатні, в газі яких міститься конденсат;

двофазові: газонафтові, у яких основна частина родовища (покладу) - нафтова (нафтовий поклад з газовою шапкою) і утворена нафтою з розчиненим газом, а газова (газова шапка) займає менший об'єм; нафтогазові, у яких газова частина за об'ємом перевищує нафтову (газовий поклад із нафтовою облямівкою); нафтогазоконденсатні або газоконденсатонафтові, які містять нафту, газ і конденсат.

$$\bar{V}_n = \frac{V_n}{V_n + V_g},$$

Залежно від співвідношення

де V_n	-об'єм нафтонасиченої частини покладу;
$V_n + V_g$	-об'єм всього покладу, двофазні поклади поділяють на:

нафтові з газовою або газоконденсатною шапкою ($\bar{V}_n > 0,75$);

газонафтові або газоконденсатонафтові ($0,5 < \bar{V}_n \leq 0,75$);

$$(0,25 < \overline{V}_n \leq 0,50);$$

нафтогазові або нафтогазоконденсатні

$$(\overline{V}_n \leq 0,25).$$

газові чи газоконденсатні з нафтовою облямівкою

Під час визначення типу родовища (покладу) на перше місце у назві ставиться найменший за об'ємом компонент, на друге - найбільший.

5. За величиною динамічної в'язкості нафти $\{\mu_{н.пл.}\}$ в пластових умовах нафтові поклади традиційних вуглеводневих систем поділяються на чотири групи:

поклади малов'язкої нафти з в'язкістю нафти $\mu_{н.пл.} \leq 5$ мПа/с;

поклади середньов'язкої нафти з в'язкістю нафти $5 < \mu_{н.пл.} \leq 10$ мПа/с;

поклади в'язкої нафти з в'язкістю нафти $10 < \mu_{н.пл.} \leq 30$ мПа/с;

поклади високов'язкої нафти з в'язкістю нафти $\mu_{н.пл.} > 30$ мПа/с.

За початковим вмістом стабільного конденсату $(C_{5+}) (q_k)$ газоконденсатні поклади традиційних вуглеводневих систем поділяють на п'ять груп:

з незначним вмістом стабільного конденсату $(q_k \leq 10 \text{ см}^3/\text{м}^3)$;

з малим вмістом стабільного конденсату $(10 < q_k \leq 150 \text{ см}^3/\text{м}^3)$;

із середнім вмістом стабільного конденсату $(150 < q_k \leq 300 \text{ см}^3/\text{м}^3)$;

з високим вмістом стабільного конденсату $(300 < q_k \leq 600 \text{ см}^3/\text{м}^3)$;

з дуже високим вмістом стабільного конденсату $(q_k > 600 \text{ см}^3/\text{м}^3)$.

6. За величиною абсолютної проникності колектора (k) нафтові й газові поклади поділяють на три групи:

низькопроникні - проникністю $k \leq 0,05$ мкм²;

середньопроникні - проникністю $0,05 < k \leq 0,15$ мкм²;

високопроникні - проникністю $k > 0,15$ мкм².

7. За величиною видобувних запасів нафти і газу родовища поділяють на групи:

унікальні - понад 300 млн т нафти, понад 300 млрд м³ газу;

крупні - 100 - 300 млн т нафти, 100 - 300 млрд м³ газу;

великі - 30 - 100 млн т нафти, 30 - 100 млрд м³ газу;

середні - 10 - 30 млн т нафти, 10 - 30 млрд м³ газу;

невеликі - 5 - 10 млн т нафти, 5 - 10 млрд м³ газу;

дрібні - 1 - 5 млн т нафти, 1 - 5 млрд м³ газу;

дуже дрібні - до 1 млн т нафти, до 1 млрд м³ газу.

8. Залежно від поставлених завдань і стану вивченості нафтогазоносності надр виділяють три етапи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ - регіональний, пошуковий і розвідувальний, які мають свої окремі стадії виконання робіт.

9. Регіональний етап включає такі стадії геологорозвідувальних робіт:

виділення зон і районів для першочергового вивчення;

виявлення об'єктів (структур);

визначення наявності пасток вуглеводнів і підготовка об'єктів (структур) до глибокого буріння.

Метою регіональних геологорозвідувальних робіт є вивчення основних закономірностей геологічної будови осадових басейнів, оцінка прогнозних та перспективних ресурсів вуглеводнів літолого-стратиграфічних комплексів, зон та об'єктів. Під час регіонального етапу бурять опорні й параметричні свердловини.

Основні результати регіонального етапу: підготовлено перспективні площі до пошукового буріння; оцінено перспективні ресурси; сформовано пакет геологічної інформації для отримання спеціального дозволу на користування надрами.

10. Метою пошукових робіт є відкриття родовищ нафти і газу або нових покладів на раніше відкритих родовищах з попередньою оцінкою запасів вуглеводнів і вибір серед них першочергових для подальшої розвідки. Під час пошукового етапу бурять пошукові свердловини.

Пошуковий етап має одну стадію - пошук родовищ (покладів), яка завершується після одержання в пошуковій свердловині хоча б одного промислового припливу нафти чи газу або обґрунтування безперспективності проведення подальших пошукових робіт.

Основні результати пошукового етапу: відкрито родовище (поклад) вуглеводнів або отримано результати, які свідчать про недоцільність подальших пошукових робіт; проведено підрахунок попередньо розвіданих запасів, які поставлені на облік, визначена доцільність подальшої розвідки та дослідно-промислової розробки.

11. Метою розвідувальних робіт є встановлення і підрахунок розвіданих запасів вуглеводнів у кількості, необхідній для промислової розробки, визначення всіх параметрів для складання проекту промислової розробки, а також дорозвідка недостатньо вивчених ділянок (блоків) родовищ, що знаходяться в розробці. Під час розвідувального етапу бурять розвідувальні свердловини, а також експлуатаційні (оціночні, оціночно-експлуатаційні, нагнітальні, контрольні, спеціальні) в процесі реалізації проектів ДПР.

Розвідувальні роботи включають такі стадії:

оцінка і підготовка родовищ (покладів) до розробки;

дорозвідка родовищ (покладів).

Основні результати розвідувального етапу: підготовлено до промислової розробки родовище вуглеводнів та встановлено його промислове значення; підраховано розвідані запаси родовища та затверджено в установленому порядку; виконано детальну геолого-економічну оцінку (далі - ГЕО-1).

12. За призначенням свердловини поділяють на категорії: структурні, опорні, параметричні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні.

13. Структурні свердловини призначені для виявлення і підготовки до пошуково-розвідувального буріння перспективних площ. За отриманими результатами вивчають тектоніку, стратиграфію, літологію та будують геологічні профілі.

14. Опорні свердловини призначені для вивчення геологічної будови і гідрогеологічних умов залягання порід у надрах Землі й виявлення можливостей знаходження в них родовищ нафти і газу.

15. Параметричні свердловини бурять для вивчення геологічної будови площі, оцінки перспектив нафтогазоносності, можливих зон нафтогазонакопичення, отримання літолого-стратиграфічної характеристики осадового чохла, вивчення розвитку колекторів та покришок, їх фільтраційноємнісних властивостей, термобаричних умов пластів, отримання геолого-геофізичної характеристики порід для підвищення достовірності сейсмічних і геофізичних робіт.

16. Пошуковими є свердловини, які бурять для пошуків нових родовищ (покладів) нафти і газу, а для нетрадиційних вуглеводневих систем - для підтвердження наявності такої перспективної системи.

17. Розвідувальні свердловини бурять на площах зі встановленою промисловою нафтогазоносністю з метою підготовки запасів нафти і газу промислових категорій в необхідному співвідношенні та отримання вихідних даних для складання проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовища (покладу).

18. Параметричні, пошукові або розвідувальні свердловини, під час випробування яких отримано промислові припливи нафти чи газу і які за результатами виконання геологічного завдання підтвердили промислову нафтогазоносність продуктивного горизонту, можуть бути переведені до експлуатаційного фонду свердловин без зміни їх початкового призначення, яке визначено проектом на влаштування свердловини.

19. Експлуатаційні свердловини призначені для розробки родовищ нафти і газу. До категорії експлуатаційних свердловин належать видобувні, нагнітальні, контрольні, оціночні, оціночно-експлуатаційні та спеціальні.

Фонд експлуатаційних свердловин формується протягом усього періоду розробки родовища (покладу).

У проектних технологічних документах на промислову розробку може бути передбачений також резервний фонд свердловин, необхідність буріння і місцеположення яких визначає спеціалізована організація, установа разом із користувачем надрами під час проектування розробки та розбурювання родовища.

20. Під час проектування та розробки родовищ (покладів) виділяють такі групи свердловин:

основний фонд видобувних і нагнітальних свердловин, у тому числі фонд видобувних і нагнітальних свердловин першочергового буріння (на початковій стадії виконання проекту промислової розробки), та резервний фонд видобувних і нагнітальних свердловин;

контрольні (спостережні, п'езометричні) свердловини;

оціночні, оціночно-експлуатаційні свердловини;

спеціальні (поглинальні, водозабірні, дегазаційні тощо) свердловини;

свердловини-дублери.

21. Видобувні свердловини основного фонду призначені для видобування нафти, газу, конденсату, інших супутніх корисних компонентів. Заплановані кількість та місце

розташування цих свердловин визначаються технологічним проектним документом на розробку родовища.

До фонду видобувних свердловин передаються влаштовані свердловини всіх категорій за їх проектним призначенням, які дали промисловий приплив вуглеводнів та за своїм технічним станом є придатними до експлуатації.

22. Видобувні свердловини резервного фонду бурять з метою розкриття і залучення в розробку покладів, що належать до окремих лінз, зон виклинювання, а також недренованих зон, які не залучені в розробку свердловинами основного фонду.

Кількість видобувних свердловин резервного фонду визначається проектом промислової розробки з урахуванням характеру та ступеня неоднорідності продуктивних пластів, їх середньої ефективної товщини, пластових флюїдів, щільності основної сітки та глибини свердловин, економічної доцільності їх буріння тощо.

Місце розташування свердловин резервного фонду визначається після введення в експлуатацію свердловин основного фонду під час аналізу розробки, а також в уточненому проекті промислової розробки.

Під час розробки однією системою свердловин декількох пластів нафтового родовища свердловини резервного фонду можуть проектуватись на окремі пласти, відставання розробки яких може призвести до зменшення нафтовилучення.

23. Залежно від способу підняття рідин і газів видобувні свердловини поділяють на фонтанні і механізовані (газліфтні, насосні).

24. За робочим дебітом видобувні нафтові свердловини поділяють на п'ять груп:

низькодебітні з дебітом менше 1,5 т/добу;

малодебітні з дебітом нафти від 1,5 до 15 т/добу;

середньодебітні з дебітом нафти від 15 до 25 т/добу;

високодебітні з дебітом нафти від 25 до 200 т/добу;

надвисокодебітні з дебітом нафти більше 200 т/добу.

За робочим дебітом видобувні газові свердловини поділяють на п'ять груп:

низькодебітні з дебітом газу менше 5 тис. м³/добу;

малодебітні з дебітом газу від 5 до 50 тис. м³/добу;

середньодебітні з дебітом газу від 50 до 250 тис. м³/добу;

високодебітні з дебітом газу від 250 до 1000 тис. м³/добу;

надвисокодебітні з дебітом газу більше 1000 тис. м³/добу.

25. Нагнітальні свердловини призначені для закачування в пласт агентів впливу (газу, азоту, технічної води, пари) для підтримання пластового тиску в покладі при запровадженні сайклінг-процесу на газоконденсатних родовищах або методів впливу на нафтові поклади (підтримання пластового тиску), зниження в'язкості нафти. Нагнітальні свердловини можуть використовуватись для закачування (повернення) супутніх пластових вод, які видобуті в процесі експлуатації свердловин, в дозволені для нагнітання пласти.

Залежно від розміщення свердловин щодо контурів нафто-, газо- і водоносності за прийнятою системою впливу нагнітальні свердловини можуть бути законтурними, приконтурними, внутрішньоконтурними. У процесі розробки до числа нагнітальних свердловин з метою перенесення ліній нагнітання, створення додаткових і розвитку

існуючих ліній «розрізання», організації локального заводнення можуть переводитись видобувні свердловини.

26. Конструкція нагнітальних свердловин повинна забезпечувати безпеку процесу нагнітання, дотримання вимог з охорони навколишнього природного середовища. Частина нагнітальних свердловин може тимчасово використовуватись як видобувні.

27. Контрольні (спостережні, п'езометричні) свердловини призначені для здійснення контролю за розробкою родовищ (покладів):

спостережні - для спостереження за зміною положення водонафтового, газонафтового і газоводяного контактів, за зміною нафтогазоводонасиченості пласта під час розробки покладу. До фонду спостережних можуть передаватися свердловини всіх категорій за їх проектним призначенням, які дали непромисловий приплив вуглеводнів, опинилися поза контуром промислової нафтогазоносності або розкрили газові шапки газонафтових (нафтогазових) покладів;

п'езометричні - для спостереження за зміною пластового тиску в законтурній частині покладу, в газовій шапці та нафтовій зоні пласта в результаті розробки покладів, а також для проведення в них досліджень з вивчення неоднорідності будови покладу та гідродинамічного зв'язку як між пластами всередині експлуатаційного об'єкта, а також з іншими експлуатаційними об'єктами або водоносними горизонтами. П'езометричні свердловини рекомендується підбирати з числа видобувних та нагнітальних свердловин, які неможливо використати для видобування. Необхідність буріння додаткових п'езометричних свердловин та їх місце розташування визначають під час аналізу розробки.

28. Оціночні свердловини бурять на родовищах, що перебувають у дослідно-промисловій розробці, з метою уточнення параметрів і режиму роботи пластів, отримання даних для підрахунку запасів вуглеводнів методом матеріального балансу (падіння пластового тиску) або іншими методами, виявлення і уточнення границь відокремлених продуктивних ділянок, оцінки вироблення їх запасів.

29. Оціночно-експлуатаційні свердловини бурять на родовищах, що перебувають у промисловій розробці, в полі розвіданих запасів з випробуванням нерозкритих на родовищі покладів для уточнення їх якісних і кількісних показників (дорозвідка). Надалі ці свердловини можуть мати інше призначення.

30. Спеціальні свердловини призначені для видобутку технічної води, скидання промислових вод, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу, закачування газу для його зберігання у підземних сховищах газу.

Водозабірні свердловини призначені для водопостачання на технологічні потреби, зокрема при бурінні свердловин, підтриманні пластового тиску в процесі розробки тощо.

Поглиналильні свердловини призначені для закачування супутньо-пластових та промислових вод з родовищ, що розробляються, у підземні водоносні горизонти, що гідродинамічно не пов'язані з горизонтами питних вод.

31. Свердловини-дублери призначаються для заміни ліквідованих через фізичне зношення або з технічних причин (в результаті аварій під час експлуатації) видобувних і нагнітальних свердловин.

Кількість, місце розташування та порядок введення свердловин-дублерів обґрунтовуються техніко-економічними розрахунками в проекті (уточненому проекті) промислової розробки родовища (покладу).

32. Фонд експлуатаційних свердловин поділяється на три групи:

діючі свердловини;

недіючі свердловини, що знаходяться в простой не менше одного календарного місяця;

свердловини, що перебувають в освоєнні або в облаштуванні після буріння.

Діючі свердловини поділяються на дві групи:

свердловини, з яких видобувається продукція (або нагнітальні);

свердловини в простій.

До свердловин у простій належать свердловини, що на кінець останнього дня звітного періоду не давали продукцію (або не поглинали) і були зупинені протягом звітного періоду, у якому давали продукцію або поглинали.

Простій може бути спричинений проведенням ремонтних або інших робіт, ліквідації аварій, проведенням дослідно-експериментальних або дослідних робіт, відключенням електроенергії тощо.

До свердловин, які знаходяться в освоєнні або облаштуванні після буріння, належать ті продуктивні свердловини, що прийняті на баланс підприємства від бурових організацій та зараховані до фонду експлуатаційних свердловин, але не введені в експлуатацію.

33. За ступенем підготовленості до промислового освоєння родовища (поклади) нафти і газу поділяють на:

підготовлені до проведення розвідувальних робіт, включаючи дослідно-промислову розробку з метою отримання вихідних даних для детальної геолого-економічної оцінки запасів.

підготовлені до промислового освоєння з метою видобутку вуглеводнів;

34. Підготовленими до проведення розвідувальних робіт, включаючи ДПР, вважають родовища (поклади) вуглеводнів, щодо яких виконано попередню оцінку запасів, яка приймається надкористувачем, або за ініціативою надкористувача виконано попередню геолого-економічну оцінку (далі - ГЕО-2), проведено державну експертизу запасів з апробацією запасів в установленому порядку.

35. Родовища (поклади) нафти і газу вважають підготовленими до промислового освоєння з метою видобутку вуглеводнів, якщо:

виконано детальну геолого-економічну оцінку запасів родовища (покладу);

проведено державну експертизу та оцінку запасів корисних копалин;

встановлено обсяги загальних та видобувних запасів (у тому числі апробованих) і ресурсів вуглеводнів у межах родовища (покладу) згідно зі ступенем їх геологічного вивчення;

визначено можливість розробки покладів без шкоди для інших покладів нафти і газу;

визначено й оцінено небезпечні екологічні фактори, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час промислової розробки та первісної підготовки сировини, видалення відходів, а також розроблено раціональний комплекс заходів щодо охорони навколишнього природного середовища, визначено фонові параметри його стану.

36. Розвідка родовищ (покладів) нафти і газу складається із комплексу робіт, що включають буріння мінімального числа розвідувальних свердловин за певною системою і в певній послідовності, їх випробування, пробну експлуатацію і здійснення комплексу геологічних, геофізичних і гідродинамічних досліджень з метою підготовки запасів нафти, газу і конденсату промислових категорій у необхідних співвідношеннях, передбачених чинним законодавством, і одержання відомостей, необхідних для складання проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовища (покладу).

37. Під час розвідки родовищ (покладів) свердловини розміщуються за системою, яка дає можливість отримати більш повні дані для підрахунку запасів вуглеводнів за мінімальних витрат.

38. З метою виявлення в розрізі родовища всіх продуктивних горизонтів та зменшення витрат на підготовку їх до розробки безпосередньо після їх розкриття рекомендується широко застосовувати випробування випробувачами пластів в процесі буріння розвідувальних свердловин. Випробувачі пластів, у першу чергу, застосовуються в горизонтах, складених пісковиками, вапняками, доломітами, коли відповідний розріз родовища достатньо стійкий для проведення робіт з випробування пластів у процесі буріння свердловин.

39. На етапі підготовки родовища до розробки при складанні звіту про геологічне вивчення надр за результатами пошуково-розвідувального буріння мають бути освітлені такі питання:

історія геологічного розвитку ділянки, тектонічна будова з характеристикою співвідношення структури за різними горизонтами;

структурні карти по відбиваючих горизонтах та сейсмозрізи, що обґрунтовують геологічні моделі покладів;

геологічний розріз, літолого-стратиграфічна характеристика розвідувальної площі;

результати випробування опорних, параметричних, пошукових та розвідувальних свердловин (у тому числі дебіти та їх стабільність, коефіцієнти продуктивності, величини пластових тисків і температур тощо);

нафтогазоносність розрізу (продуктивні комплекси, свити, кількість горизонтів, їх товщина та її зміни, поверхні нафтогазоносності окремих пластів);

літологічна характеристика пластів, що дали промислові припливи вуглеводнів (товщина, фізичні властивості колекторів, дані щодо неоднорідності пластів тощо), а також літологічна характеристика покришок (екранів, перемичок) вуглеводневих пасток як за розрізом, так і за площею;

гідрогеологічна характеристика розрізу з виділенням водонапірних систем і описом фізико-хімічних властивостей вод усіх наявних водоносних пластів;

фізико-хімічна характеристика нафти, газу, конденсату, пластової води;

вивчення газоконденсатних систем та пластових нафт;

промислова характеристика покладів;

запаси нафти, газу, газового конденсату;

геолого-технічні умови буріння;

джерела водопостачання для забезпечення нафтогазовидобувної діяльності;

наявність у розрізі родовища поглинаючих горизонтів для скидання промислових та інших стічних вод.

III. Геолого-промислові дослідження, випробування та пробна експлуатація свердловин

1. Під час геологічного вивчення родовища (покладу) в процесі буріння свердловин необхідно виконувати дослідження з метою:

детального вивчення розрізу порід, що складають родовище;

отримання необхідних даних щодо нафтогазоносного пласта (колекторів нафти і газу, їх товщин, пористості, проникності, початкового нафто- і газонасичення тощо, початкового положення водонафтового, газонафтового, газоводяного контактів);

виявлення нових нафтогазоносних пластів, їх випробування і попередньої оцінки промислового значення.

2. Комплекс обов'язкових геолого-промислових досліджень у свердловинах визначається геолого-технічним нарядом на буріння свердловини, затвердженим відповідно до проекту розвідувального буріння та проекту дослідно-промислової розробки родовища, залежно від поставлених завдань і геолого-технічних умов її буріння. Як правило, в цей комплекс включаються 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 каротаж, а також виміри температури по стволу свердловини; крім того, виконуються дослідження, необхідні для підвищення якості буріння свердловини, - інклінометрія, кавернометрія, контроль за якістю глинистого розчину, перевірка якості цементування, проведення геолого-технологічних досліджень в процесі буріння свердловин тощо;

випробування та гідродинамічні дослідження продуктивних горизонтів, які включають визначення продуктивності свердловини, виміри динамічного та статичного тиску на усті, реєстрацію процесу стабілізації тиску, виміри пластового тиску та температури глибинними манометрами, відбір проб пластових флюїдів на фізико-хімічний аналіз в поверхневих та пластових умовах.

3. Розріз свердловини має бути детально вивчений комплексом промислово-геофізичних досліджень відповідно до проектного документа.

4. На всіх пошукових і розвідувальних свердловинах необхідно контролювати і дотримуватись технологічних параметрів буріння відповідно до геолого-технічного наряду, за необхідності вчасно вносити коригування та зміни, які повинні оформлюватись протокольоно із залученням організацій, які розробляли проект.

5. В усіх випадках після цементування колони слід обов'язково визначати висоту підйому цементу за колоною, а також якість цементажу цементоміром або іншими методами.

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

7. Для отримання даних підрахунку запасів і проектування розробки родовища в свердловинах, передбачених проектом пошуків та розвідки, необхідним є суцільний або вибірковий відбір керна з продуктивних горизонтів з таким розрахунком, щоб практично винесеним керном була забезпечена достатньо повна характеристика фізичних властивостей продуктивних пластів і вміщених відкладів усієї продуктивної частини розрізу.

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

9. В інтервалі недостатнього виносу керна колонковими долотами необхідно відбирати зразки порід боковим ґрунтоносом або іншими методами. Керни, відібрані при бурінні продуктивних пластів, негайно після вилучення на поверхню вивчаються візуально й описуються. Зразки порід герметизуються й упаковуються.

10. Усі відібрані керни піддаються загальному геологічному вивченню (дослідженню макро- і мікрофауни, мінерало-петрографічного складу тощо). Керни, відібрані в інтервалах передбачених продуктивних горизонтів, крім того, необхідно піддавати лабораторним аналізам з метою визначення таких параметрів:

відкритої і загальної пористості;

проникності паралельно та перпендикулярно нашаруванню;

газо- і нафтонасиченості;

карбонатності;

механічного складу порід, характеру цементу тощо;

структури порового простору, змочувальної здатності нафти і пластової води.

11. У разі якщо це передбачено проектними документами, випробування виявлених нафтових і газових горизонтів (пластів) слід виконувати в процесі буріння свердловини у міру їх розкриття за допомогою випробувача пластів або, у виняткових випадках, шляхом спуску спеціальної проміжної колони.

При газо-, нафто- і водопроявах у процесі буріння необхідно відібрати проби нафти, газу або розрідженого розчину для аналізу.

12. У випадку одержання припливу води разом із газом або нафтою необхідно визначити місце припливу спеціальними дослідженнями.

13. Під час розвідки необхідно вивчити водоносні горизонти, з якими пов'язані або можуть бути пов'язані нафтові, газові та газоконденсатні поклади, і визначити гідрогеологічні параметри.

14. До найважливіших гідрогеологічних параметрів продуктивних горизонтів належать:

статичні рівні підземних вод, закономірності їх змін за площею;

індикаторні характеристики окремих свердловин;

гідрохімічні показники;

газонасиченість та газовий склад підземних вод;

температурна характеристика.

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

16. Випробування й освоєння розвідувальних свердловин проводяться з урахуванням такого.

17. В пошукових та розвідувальних свердловинах рекомендується роздільне випробування виявлених і перспективних пластів (горизонтів).

У розвідувальних свердловинах при отриманні промислового припливу вуглеводнів свердловина, як правило, вводиться в експлуатацію і подальше випробування вищезалігаючих продуктивних горизонтів відбувається після відпрацювання нижніх.

З метою запобігання перетоком флюїдів необхідно забезпечити роздільне випробування пластів з різним гідродинамічним режимом.

18. При розкритті продуктивних пластів у процесі буріння, а також при цементуванні та перфорації забруднення пластів у привибійній зоні має бути мінімальним з метою подальшого швидкого освоєння свердловин при невеликих депресіях, запобігання руйнуванню пластів і повноцінного залучення в розробку прошарків зі зниженою проникністю.

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

20. Стационарне випробування в експлуатаційній колоні, як правило, здійснюються «знизу вверх».

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

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

перший етап - освоєння свердловин при малих депресіях;

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

22. Освоєння газових свердловин допускається лише за умови встановлення фонтанної арматури, розрахованої на відповідний тиск і об'язці викидних маніфольдів свердловин, що дозволяють проводити необхідний відбір проб, виміри тиску і температури. Фонтанна арматура і система маніфольдів мають бути закріплені і опресовані на тиск опресування експлуатаційної колони, але не менше очікуваного статичного тиску. Після розроблення заходів та інформування центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду, допускається після освоєння свердловини демонтувати буровий верстат без глушіння свердловини.

23. Освоєння нафтових свердловин допускається 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 лінії.

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

25. В обладнаних обсадною колоною свердловинах, в яких випробовується законтурна частина продуктивних горизонтів, що розвідуються, виконуються 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.

Свердловини, які дали промислові припливи вуглеводнів, уводяться в пробну експлуатацію, в процесі якої піддаються комплексним дослідженням з метою вивчення будови покладів і геолого-фізичних властивостей колекторів та флюїдів, що їх насичують.

26. Пробна експлуатація свердловин проводиться під час розвідувального етапу з метою підготовки вихідних даних для геолого-економічної оцінки запасів родовища і проектування дослідно-промислової розробки та під час дорозвідки родовищ. У пробну експлуатацію рекомендується 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 на підставі затверджених та погоджених у встановленому порядку планів пробної експлуатації. При малих дебітах та низькій проникності колекторів застосовуються різні способи інтенсифікації припливів нафти і газу та оцінюється їх ефективність.

27. Під час пробної експлуатації свердловин вивчаються дебіти нафти, газу і води, продуктивність свердловин, геолого-фізичні властивості колекторів, пластових рідин і газу, характеристика законтурної області, величина і характер змін початкового пластового тиску, тиску насичення, газового фактора та інші природні умови, що характеризують режим роботи пластів.

28. Необхідний комплекс досліджень та їх періодичність визначаються планом пробної експлуатації свердловини.

29. План пробної експлуатації свердловини є технологічним документом, який регламентує проведення необхідного комплексу досліджень в свердловині та їх періодичність з метою підготовки вихідних даних для підрахунку запасів і проектування дослідно-промислової розробки.

30. План пробної експлуатації свердловини затверджує користувач надрами та інформує про це центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

31. Тривалість пробної експлуатації свердловини не повинна перевищувати одного року. В разі отримання недостатньої кількості вихідних параметрів для підрахунку запасів вуглеводнів та складання проекту ДПР допускається продовження тривалості пробної експлуатації, але не більше одного року.

32. Продукція, що видобувається під час пробної експлуатації, має бути облікована та утилізована або реалізована. Забруднення території, лісу, рік, водойм продукцією (нафтою, конденсатом) не допускається.

33. Дослідження у газових свердловинах:

вимір статичного тиску на усті (зразковими манометрами) та визначення пластового тиску (обов'язково глибинним манометром і тільки у крайніх випадках (свердловини з горизонтальними ділянками стовбура) можливий розрахунок по статичному устьовому тиску);

визначення дебіту газу і конденсату на трьох прямих та одному зворотному режимах роботи свердловини (при низьких видобувних характеристиках на трьох прямих і одному зворотному) з визначенням фільтраційно-ємнісних характеристик розкритого продуктивного пласта, коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони, побудовою індикаторної діаграми та вибором оптимального режиму експлуатації свердловини, за винятком низькодебітних свердловин. Дослідження починати з встановлення технологічного режиму з мінімальним дебітом з подальшим його нарощуванням. Постійно стежити за виносом частинок породи-колектора та наявністю в продукції свердловини пластової води. У разі їх появи слід припинити подальше нарощування дебіту та обмежити кількість режимів дослідження;

вимір динамічного тиску на усті (зразковими манометрами) і визначення вибійного тиску (глибинними манометрами або розрахунком);

реєстрація кривої відновлення тиску;

вимір температури на вибої і по стволу свердловини;

визначення кількості і складу твердих домішок та води, що виноситься;

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

газоконденсатні дослідження;

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

при розкритті декількох продуктивних пластів - проведення комплексу геофізичних досліджень для з'ясування інтервалів газовіддачі кожного пласта або їх відсутності.

34. Дослідження в нафтових свердловинах:

періодичні виміри вибійного тиску глибинними манометрами, дослідження методом відновлення тиску і методом усталених відборів (не менше ніж на трьох режимах прямого і одного зворотного ходу) з побудовою індикаторних діаграм по кожному розкритому пласту;

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

при перфорації декількох пластів або великій товщині пласта - вивчення свердловин термодобітоміром і витратоміром для з'ясування продуктивності кожного пласта або окремих його частин;

періодичний аналіз нафти по всіх свердловинах з метою визначення фракційного складу нафти;

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, бромю, бору, літію тощо);

відбір глибинних проб та термодинамічні дослідження пластової нафти з встановленням її параметрів за початкових і поточних термобаричних умов, 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.

35. Під час пробної експлуатації свердловин необхідно вивчити:

випадіння конденсату в сепараторах за різних тисків і температур (за наявності конденсату в газі);

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

умови виділення конденсаційної води і гідратуутворення в стволі свердловини і привибійній 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 привибійної зони пласта;

ефективність застосування методів інтенсифікації припливу 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, 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.

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

37. Вивчення інтенсивності виносу породи і рідини здійснюється шляхом виміру їх кількості в піскоуловлювачах або сепараторах. Ці дані необхідно реєструвати за кожного режиму роботи свердловини.

38. Необхідно періодично вимірювати вибій свердловини, стежити за його станом.

39. Дослідження свердловин на конденсатність, як правило, виконуються раз на півроку. При дослідженні свердловин на конденсатність необхідно мати пересувну або стаціонарну

промислову сепараційну установку, якою можна вимірювати кількість конденсату (сирого та стабільного), що виділяється за різних тисків і температур, відбирати проби газу і конденсату.

40. Термодинамічні дослідження пластової газоконденсатної системи виконуються обов'язково в перших продуктивних свердловинах, згодом періодично (за необхідності) в процесі дослідно-промислової розробки і повинні забезпечувати такі визначення:

кількість конденсату (сирого та стабільного), що виділяється в сепараторах, у см³/м³ газу за різних тисків і температур та його склад;

кількість пропану, бутанів і рідких вуглеводнів (C₅+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 (C₅+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.

41. При аналізі вільних і розчинених газів має бути визначено вміст: метану і його гомологів до C₆ включно, водню, азоту, гелію, аргону, діоксиду вуглецю, а також сірководню і меркаптанової сірки. Необхідно обов'язково визначати роздільно вміст вуглеводнів нормальної та ізомерної будови.

42. Вміст сірководню та меркаптанової сірки в природному газі визначається безпосередньо на свердловині згідно з чинними стандартами.

43. Уведення свердловин в експлуатацію без проведення робіт, наведених у підпунктах 33, 34 цього пункту, заборонено.

44. Термодинамічні дослідження пластової нафти виконуються обов'язково в перших продуктивних свердловинах, згодом періодично (за необхідності) в процесі дослідно-промислової розробки і повинні забезпечувати такі визначення:

тиск, об'єм і температура 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.

IV. Дослідно-промислова розробка родовищ (покладів)

1. Дослідно-промислова розробка (далі - ДПР) родовищ нафти і газу здійснюється відповідно до вимог статті 35 Закону України «Про нафту і газ».

До проведення ДПР на родовищі має бути пробурена мінімальна кількість розвідувальних свердловин, які забезпечують одержання вихідних даних для складання проекту дослідно-промислової розробки. По цих свердловинах має бути:

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

проведено пробну експлуатацію свердловин з виконанням повного комплексу досліджень;

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

вивчено газоконденсатну характеристику продуктивних горизонтів;

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

підраховано попередньо розвідані запаси нафти, газу і конденсату, щодо яких за необхідності виконано ГЕО-2 і які апробовано в установленому порядку.

2. Уведення в ДПР родовищ нафти і газу допускається, якщо:

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).

3. Строк ДПР родовища (покладу) визначається відповідно до вимог чинного законодавства та обґрунтовується в проекті ДПР з таким розрахунком, щоб під час ДПР були отримані всі необхідні вихідні дані для підрахунку запасів та виконання ГЕО-1.

Проекти ДПР родовища (покладу) складають спеціалізовані організації, установи на замовлення користувача надрами. Проекти ДПР затверджує центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику в нафтогазовому комплексі.

4. У проектах ДПР обґрунтовуються основні завдання ДПР і необхідні заходи для їх виконання, а саме:

положення контурів газонафтоносності продуктивних горизонтів з метою обґрунтування розташування свердловин;

обґрунтування введення в експлуатацію параметричних, пошукових, розвідувальних свердловин;

кількість, місце розташування і порядок буріння запроектованих оціночних і нагнітальних свердловин;

комплекс досліджень з контролю за процесом розробки та їх періодичність;

оцінку запасів вуглеводнів родовища (покладу);

рекомендації щодо дорозвідки родовища, уточнення геологічної будови і деталізація структурного плану, границь поширення колектора, в тому числі комплекс детальних сейсмічних досліджень;

визначення раціональної системи подальшої промислової розробки родовища (покладу) для забезпечення максимальної техніко-економічної обґрунтованої величини вилучення вуглеводнів.

5. У проектах ДПР родовища (покладу) встановлюють:

необхідний термін ДПР, достатній для надійного вирішення її основних завдань, у тому числі детальної геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів з наступним їх затвердженням в установленому порядку;

обсяги видобутку нафти, газу, газоконденсату, нагнітання води, газу, зміни початкового пластового тиску на період 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.

6. ДПР родовища (покладу) здійснюється фондом експлуатаційних свердловин. Місце розташування оціночних свердловин необхідно вибирати з урахуванням майбутньої сітки розробки.

7. ДПР родовища (покладу) здійснюють користувач надрами або оператор (за наявності).

Під час ДПР користувач надрами повинен забезпечити достовірний облік видобутих з кожної свердловини нафти, газу, конденсату, води і супутніх корисних компонентів, а також агентів впливу, що закачуються в нагнітальні свердловини.

Авторський нагляд за виконанням проекту ДПР здійснює спеціалізована організація, установа, що склала проект ДПР.

8. ДПР проводиться на останньому етапі геологічного вивчення надр. ДПР повинна забезпечити отримання інформації про родовище (поклад), за повнотою та якістю достатньої для ГЕО-1, техніко-економічного обґрунтування постійних кондицій і складання проекту промислової розробки (технологічної схеми) родовища (покладу).

VI. Підрахунок запасів та геолого-економічна оцінка родовищ нафти і газу

1. Підрахунок запасів нафти, газу і газового конденсату і геолого-економічна оцінка родовищ (покладів) виконується у три етапи:

підрахунок попередньо розвіданих запасів нафти, газу і конденсату, щодо яких виконано ГЕО-2 і які апробовано в установленому порядку, на підставі даних параметричних, пошукових і перших розвідувальних свердловин, ці запаси є підставою для складання проекту дослідно-промислової розробки родовища (покладу);

підрахунок розвіданих запасів нафти, газу і конденсату за даними розвідувального буріння та дослідно-промислової розробки родовища (покладу) і виконання ГЕО-1 із проведенням експертизи і оцінювання цих запасів в установленому порядку, ці запаси є підставою для складання проекту промислової розробки родовища (покладу);

підрахунок і уточнення запасів нафти, газу і конденсату, щодо яких виконано ГЕО-1 і які затверджено в установленому порядку, в процесі розробки родовища (покладу) з урахуванням даних експлуатаційного буріння і в окремих випадках додатково пробурених розвідувальних свердловин з метою переведення запасів у більш високі класи та категорії.

2. Обсяг геологорозвідувальних робіт, промислових і лабораторних досліджень, необхідних для обґрунтування категорій, кодів класів запасів, порядок подання, зміст і оформлення матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу визначаються відповідно до чинного законодавства.

3. До введення родовища (покладу) в промислову розробку за матеріалами параметричного, пошукового, розвідувального буріння, пробної експлуатації параметричних, пошукових та розвідувальних свердловин, дослідно-промислової розробки родовища (покладу) мають бути підраховані геологічні і видобувні запаси нафти, газу та конденсату всіх розвіданих і перспективних продуктивних горизонтів родовища та виконана детальна геолого-економічна оцінка родовища і затверджена в установленому порядку. При визначенні запасів нафти, газу і конденсату обов'язковому обліку підлягають супутні корисні компоненти, що містяться в них.

Порядок виконання ГЕО-1 та ГЕО-2, розгляд та затвердження запасів нафти і газу регламентуються чинним законодавством України, діючими нормативно-технічними документами.

4. Основою для виконання ГЕО-1 і проектування промислової розробки є геологічна модель родовища (покладу) вуглеводнів, яка є відображенням сукупності його геолого-фізичних властивостей та промислових характеристик.

5. Обов'язковими складовими геологічної моделі є:

структурні карти по відбиваючих горизонтах, що обґрунтовують геологічні моделі покладів;

схеми детальної кореляції розрізів свердловин;

детальні сейсмогеологічні профілі продуктивної частини розрізу за характерними напрямками: з нанесенням положень контактів (вода-нафта, газ-вода, газ-нафта свердловин) і результатів їх випробувань, якщо застосовується;

структурні карти продуктивних комплексів родовища (покладу), карти покрівлі та підшови пластів-колекторів з нанесенням очікуваних зовнішнього і внутрішнього контурів продуктивності, зон виклинювання або фаціальних заміщень колекторів, а також ліній тектонічних порушень;

дані з фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів (пористості, проникності), їх речовинного та мінерального складу, нафто-, газо- і водонасиченості;

карти пористості, проникності, загальних і ефективних нафтогазонасичених товщин продуктивних горизонтів (пластів);

дані з літолого-фізичних властивостей екрануючих порід (покришок) та характеру їх поширення по площі та розрізу, якщо вони присутні у розрізі;

дані щодо режиму роботи покладів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів (нафти, газу, газового конденсату, води).

Для великих, крупних і унікальних родовищ рекомендується виконувати побудову цифрової геологічної моделі.

VII. Промислова розробка родовищ (покладів)

1. Для введення родовища (покладу) нафти і газу у промислову розробку користувач надрами відповідно до Закону України «Про нафту і газ» повинен мати:

спеціальний дозвіл на видобування нафти і газу (промислову розробку родовищ);

затверджену в установленому порядку геолого-економічну оцінку запасів родовища (покладу) за результатами розвідувальних робіт;

акти або договори на користування земельними ділянками та акт про надання гірничого відводу для розробки родовища;

затверджений центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику в нафтогазовому комплексі, технологічний проект (схему) промислової розробки родовища (покладу), комплексний проект його облаштування, виконаний згідно із законодавством, та інвестиційний проект (програму);

дозвіл центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки та державного гірничого нагляду.

2. Заборонено вводити в розробку газові або газоконденсатні поклади, якщо не забезпечено з початку експлуатації свердловин використання конденсату та інших супутніх

компонентів, крім випадків коли економічно обґрунтовано нерентабельність використання супутніх компонентів.

3. Уведення в промислову розробку нафтових родовищ (покладів) без збирання і використання нафтового газу в промисловості не допускається, крім випадків, коли економічно обґрунтовано нерентабельність використання.

4. Уведення родовищ (покладів) нафти і газу в промислову розробку допускається, якщо:

виконано ГЕО-1 родовища і проведено державну експертизу та оцінку запасів корисних копалин в установленому порядку; родовище розвідане (виконано комплекс геологорозвідувальних робіт, визначений проектом розвідки, встановлено положення контурів нафтогазоносності, водонафтового, газонафтового, газоводяного контактів, визначено продуктивність свердловин, комплексний склад сировини, що підлягає вилученню, фізико-хімічну характеристику нафти, газу, конденсату в поверхневих і пластових умовах, геолого-фізичну характеристику пластів);

для газових і газоконденсатних родовищ встановлено відсутність або наявність нафтової облямівки промислового значення. Наявність нафтової облямівки промислового значення передбачає попередню розробку нафтової частини і тимчасову консервацію газової частини покладу;

виконано пробну експлуатацію свердловин та здійснено дослідно-промислову) розробку родовища (покладу);

складений і затверджений в установленому порядку проект (технологічна схема) промислової розробки родовища (покладу);

оформлений в установленому порядку гірничий відвід;

складено і затверджено проект облаштування родовища;

закінчено будівництво відповідно до проекту необхідних споруд, які забезпечують повне використання газу, конденсату та інших супутніх компонентів, що вилучаються зі свердловин, а також об'єктів, що забезпечують своєчасне введення в експлуатацію нафтових свердловин і освоєння в необхідних масштабах процесу підтримання пластового тиску, якщо такі процеси будуть застосовуватись;

проведено вишукувальні роботи і визначено місця скидання стічних забруднених вод.

За згодою заінтересованих користувачів надр та на умовах економічного ризику може бути здійснена передача для промислового освоєння родовища, запаси якого не повністю підготовлені до розробки. При цьому слід оцінити небезпечні екологічні фактори, пов'язані з розробкою родовища. Строк подання матеріалів з підрахунку запасів та їх геолого-економічної оцінки на експертизу в установленому порядку не повинен перевищувати трьох років з моменту введення родовища у промислову розробку.

5. Під час здійснення промислової розробки родовищ нафти і газу користувач нафтогазоносними надрами повинен забезпечити:

повне і своєчасне виконання умов спеціальних дозволів на користування нафтогазоносними надрами;

безумовне і своєчасне виконання всіх технологічних і технічних рішень затвердженого проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовища й комплексного проекту його облаштування;

достовірний облік видобутих з кожної свердловини нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів, а також агентів впливу, що нагнітаються у свердловини;

недопущення вибіркової розробки найпродуктивніших ділянок родовища (покладу);

складання і затвердження в установленому порядку уточнених проектних документів на промислову розробку родовищ (покладів) чи доповнень до них у випадку встановлення значної невідповідності фактичних обсягів річного видобутку вуглеводнів проектним або встановлення промислової нафтогазоносності нових горизонтів (покладів) чи блоків на ділянці, на яку надано спеціальний дозвіл на користування нафтогазоносними надрами;

упровадження економічно доцільних передових вітчизняних і світових систем розробки, техніки, технологій видобування, збору, підготовки нафти, газу і супутніх корисних компонентів, методів підвищення коефіцієнтів вилучення нафти, газу та конденсату з покладів, підтримання пластового тиску, що забезпечить раціональне використання пластової енергії та технологічно і економічно обґрунтований ступінь вилучення нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів із надр;

своєчасне подання форм звітності відповідно до чинного законодавства;

дотримання чинного законодавства з охорони праці та навколишнього природного середовища, вимог промислової і протифонтанної безпеки;

надання центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду, необхідної інформації, документів і матеріалів у випадках, передбачених чинним законодавством.

6. Розробка родовищ (покладів), площа яких частково або повністю збігається з площею підземного сховища газу (далі - ПСГ), допускається за відсутності взаємного впливу ПСГ і родовища.

Проектування й введення в промислову розробку родовищ нафти і газу здійснюються на основі запасів, затверджених в установленому порядку.

Промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ повинна здійснюватись відповідно до затверджених в установленому порядку проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів).

7. Проекти промислової розробки та облаштування промислів можуть складатись щодо родовища загалом або окремих покладів та об'єктів розробки.

8. Основні положення проекту промислової розробки мають бути обґрунтовані відповідними гідрогазодинамічними і техніко-економічними розрахунками.

9. Пласти, що об'єднані в один експлуатаційний об'єкт, повинні мати подібну гідрогеологічну систему, літолого-колекторські властивості, величини початкових приведених пластових тисків.

10. Недоцільним є об'єднання великої кількості пластів в один експлуатаційний об'єкт, що може призвести до ускладненого комплексу заходів з контролю та регулювання роботи всіх пластів, зниження повноти охоплення пластів розробкою і зменшення кінцевого коефіцієнта вилучення нафти, газу, конденсату.

Не допускається об'єднання в один експлуатаційний об'єкт пластів з різними природними режимами розробки.

11. Розробка багатопластових газових і газоконденсатних родовищ може здійснюватись:

роздільною розробкою кожного пласта самостійною сіткою свердловин;

одночасною і спільною розробкою декількох пластів в одній свердловині;

одночасною і роздільною розробкою декількох пластів (об'єктів) в одній свердловині із застосуванням роз'єднувачів між пластами.

12. Під час організації розробки багатопластового родовища необхідно враховувати весь комплекс геолого-технічних показників, а також технічні та економічні умови відбору газу, конденсату і супутніх компонентів із окремих пластів.

13. Під час проектування розробки багатопластового родовища вибираються експлуатаційні об'єкти для спільної розробки пластів у кожному з них. При цьому бажано, щоб кількість експлуатаційних об'єктів була мінімальною, але не спричиняла б погіршення умов розробки родовища загалом або окремих пластів.

14. Під час об'єднання пластів для спільної розробки має бути також вирішене питання контролю за розробкою окремих пластів: спостереження за змінами пластових і вибійних тисків, перетоком газу з одного пласта до іншого, винесенням піску, просуванням води тощо. З цією метою (якщо доцільно) потрібно враховувати необхідність буріння спостережних свердловин на окремі пласти (або введення з числа розвідувальних) для проведення вимірів тиску та інших досліджень.

15. При розробці газоконденсатних родовищ (покладів) існують два основних методи, які застосовуються залежно від вмісту важких вуглеводнів (C_5^+), величини запасів газу і конденсату, особливостей геологічної будови та умов розробки покладів:

метод розробки на виснаження, тобто без підтримання пластового тиску;

метод розробки з підтриманням пластового тиску.

16. Вибір методу розробки газоконденсатного родовища повинен визначатися в кожному випадку на підставі гідродинамічних, термодинамічних і техніко-економічних розрахунків.

17. Виконанню техніко-економічних розрахунків, пов'язаних із вибором методу розробки газоконденсатного родовища, має передувати визначення таких основних вихідних параметрів:

величина початкових запасів газу, стабільного конденсату (C_5^+) та цінних компонентів;

зміни вмісту стабільного конденсату за періодами і роками розробки залежно від методу розробки родовища;

сумарні втрати стабільного конденсату на кінець розробки родовища за того чи іншого методу розробки;

можливий видобуток газу та конденсату за періодами і роками розробки залежно від методу розробки родовища;

дебіти свердловин (газ і конденсат) за періодами і роками розробки, а також кількість видобувних, нагнітальних і п'єзометричних свердловин, необхідних для здійснення того чи іншого методу розробки родовища;

приймальність нагнітальних свердловин і кількість закачуваного газу, необхідних для здійснення процесу;

зміни фізико-хімічного складу та товарної характеристики конденсату, що вилучається з пласта, за періодами і роками розробки родовища.

18. За будь-якого методу розробки газоконденсатного родовища система збору, сепарації і обробки газу повинна забезпечити найбільш оптимальне уловлювання конденсату та інших супутніх компонентів з газу, що видобувається, за найбільш рентабельних економічних показників.

19. Раціональна система розробки нафтового родовища базується на даних нафтопромислової геології, фізики пласта, підземної гідродинаміки, технології нафтовидобутку та галузевої економіки. Раціональну систему розробки визначають шляхом порівняння результатів техніко-економічних розрахунків, отриманих за результатами гідродинамічного моделювання за кількома варіантами розробки.

20. Розрізняються системи розробки нафтового родовища загалом і системи розробки окремих об'єктів або площ самостійної розробки. Система розробки багатопластового нафтового родовища загалом передбачає поділ продуктивного розрізу родовища на окремі експлуатаційні об'єкти, а також певну послідовність розбурювання і розробки об'єктів. Система розробки крупного за площею родовища передбачає поділ його на окремі площі самостійної розробки шляхом «розрізання» рядами нагнітальних свердловин, а також певну послідовність розбурювання і розробки площ. Виділення об'єктів розробки і площ самостійної розробки повинно здійснюватись на основі геологічних, технічних та економічних міркувань і забезпечувати розробку родовища достатньо високими темпами, досягнення максимального нафтовилучення та високу ефективність капітальних вкладень.

21. Кожний з об'єктів розробки повинен включати максимально можливу кількість нафтоносних пластів з ідентичними фізико-хімічними властивостями нафти і за умов розріджених сіток свердловин, що застосовуються, та зменшених діаметрів свердловин забезпечувати раціональний обсяг нафти на одну свердловину та оптимальні темпи розробки кожного з пластів. На багатопластових родовищах з декількома поверхами нафтоносності в об'єкт розробки передусім об'єднують пласти одного поверху нафтоносності. За умов застосування методів підтримання пластового тиску і новітніх засобів контролю та регулювання процесу розробки в об'єкт розробки можуть бути об'єднані пласти з різними значеннями гідропровідності, ступеня неоднорідності, ефективної товщини і площі нафтоносності.

22. Форму і розміри площ самостійної розробки визначають залежно від кількості пластів в об'єкті розробки, конфігурації контурів їх нафтоносності, гідропровідності і ступеня неоднорідності пластів.

23. Система розробки об'єкта (площі) визначає схему його розбурювання, послідовність буріння і введення свердловин в експлуатацію, застосування за необхідності доцільного методу штучного впливу на поклад, раціональні принципи і методи управління (регулювання) роботою свердловин і пластів та контролю за нею.

24. Система розробки об'єкта (площі) визначається проектом (технологічною схемою) його розробки.

У проектах (технологічних схемах) обґрунтовують виділення об'єктів розробки нафти і газу з важковидобувними й виснаженими запасами за геолого-технологічними характеристиками відповідно до вимог чинного законодавства і на підставі діючих нормативно-технічних документів.

25. Залежно від розмірів, складності геологічної будови і ступеня вивченості родовища (покладу) нафти проектування його промислової розробки може бути одностадійним та двостадійним.

За одностадійного проектування родовище нафти вводиться в промислову розробку на основі проекту промислової розробки родовища (покладу).

За двостадійного проектування родовище нафти вводиться в промислову розробку за технологічною схемою розробки нафтового родовища (покладу).

26. Для контролю за реалізацією та ефективністю проектних рішень проводять авторський нагляд або аналіз розробки родовища (покладу), що виконує спеціалізована організація, установа, яка склала технологічний проектний документ на розробку родовища (покладу).

Авторський нагляд або аналіз розробки виконують щорічно під час реалізації проектів ДПР і проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів). Авторський нагляд за реалізацією проектних рішень може виконуватись як для одного родовища, так і для групи родовищ.

27. Під час здійснення авторського нагляду аналізують реалізацію проектних рішень і відповідність фактичних основних показників розробки прийнятим у технологічних проектних документах на розробку родовищ (покладів) обсягам видобутку вуглеводнів, нагнітання агентів впливу, пластовим тискам, розкривають причини, що зумовили їх розходження, надають рекомендації, спрямовані на можливість досягнення проектних показників, розглядають пропозиції користувачів надрами та операторів і наводять аргументовані висновки щодо обсягів робіт і очікуваних показників розробки родовищ на наступні один-два роки, за необхідності обґрунтовують пропозиції щодо проведення поглибленого аналізу розробки родовищ або складання уточнених технологічних проектних документів.

VIII. Особливості геологічного вивчення і розробки нетрадиційних скупчень вуглеводнів

1. Геологічне вивчення, розробка нетрадиційних скупчень вуглеводнів здійснюються відповідно до цих Правил з урахуванням особливостей, передбачених цим розділом.

2. Скупчення нетрадиційних вуглеводнів містяться переважно в малопроникних породах і, як правило, мають регіональне поширення. Локалізація нетрадиційних скупчень вуглеводнів не залежить від структурного фактора. Характерною особливістю нетрадиційних скупчень вуглеводнів є відсутність чіткого поділу на колектор і флюїдоупор. Порода одночасно є колектором і покришкою, а утримання газу в породі обумовлене поєднанням капілярних сил із факторами катагенетичних (вторинних) процесів, що вплинули на фільтраційно-ємнісні властивості порід. З технічної точки зору головна відмінність між традиційними покладами і нетрадиційними скупченнями вуглеводнів полягає у неможливості отримання промислових дебітів газу в останніх без використання спеціальних технологій гідророзриву пласта.

3. У свердловинах, що буряться з метою визначення перспектив певних територій і відкладів на нетрадиційні скупчення вуглеводнів, крім передбачених цими Правилами, слід виконувати спеціальні дослідження з метою визначення ступеня термальної зрілості порід та вмісту в них органічної речовини.

4. Якщо за геологічними критеріями встановлено перспективність відкладів на певній території на нетрадиційні скупчення вуглеводнів, необхідно виконати дослідження фізико-механічних властивостей зразків ядра цільових відкладів із пробурених свердловин (зокрема визначення модуля Юнга і коефіцієнта Пуасона).

5. Перед проведенням гідравлічного розриву пласта з метою видобування нетрадиційних вуглеводнів рекомендується виконувати моделювання (симуляцію) процесу гідророзриву пласта з урахуванням орієнтації напруженості цільових відкладів і напрямку природних розломів.

6. Під час геологічного вивчення, у тому числі ДПР нетрадиційних скупчень вуглеводнів, допускається вибіркова розробка окремих ділянок родовища (покладу), якщо це передбачено відповідним проектним документом.

7. У проектних технологічних документах на розробку нетрадиційних скупчень вуглеводнів обов'язково має бути передбачено замкнутий цикл використання води, яка застосовується під час приготування рідини для гідравлічного розриву пласта.

8. Буріння і використання свердловин здійснюються з урахуванням таких особливостей. За відсутності істотних відмінностей у конструкції кількох свердловин, що плануються для буріння, таке буріння може здійснюватись на підставі типового проекту влаштування свердловин, що підлягає узгодженню та затвердженню відповідно до законодавства України.

Після проведення гідравлічного розриву пласта необхідно очистити свердловину, тобто видалити з неї воду, необхідну для проведення гідророзриву пласта.

Під час розробки нетрадиційних скупчень вуглеводнів в процесі очищення свердловини після проведення гідророзриву пласта газ видобувається разом з водою і спрямовується в підготовлений трубопровід. Викид газу в атмосферу не допускається.

9. Користувачі надр, що займаються розробкою нетрадиційних вуглеводневих систем, мають право застосовувати власні нормативно-технічні документи, якщо відсутність таких нормативних документів в Україні або їх невідповідність специфіці технологій щодо геологічного вивчення та розробки таких надр унеможливило подальші роботи або ставить під загрозу їх ефективність.

ІХ. Проекти дослідно-промислової розробки, проекти (технологічні схеми) промислової розробки родовищ нафти і газу

1. Технологічними проектними документами, за якими користувачі надрами здійснюють ДПР і промислову розробку родовищ нафти і газу, є:

проекти дослідно-промислової розробки родовищ (покладів);

технологічні схеми промислової розробки родовищ (покладів);

проекти промислової розробки родовищ (покладів).

2. Проект дослідно-промислової розробки родовищ (покладів) регламентує комплекс технічних та технологічних заходів, спрямованих на отримання додаткової геолого-фізичної та геолого-промислової інформації для виконання ГЕО-1 і складання проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовищ шляхом пробного вилучення і перероблення частини запасів мінеральної сировини у промислових умовах та виконання необхідних геолого-промислових досліджень.

3. Проекти ДПР родовища (покладу) складають спеціалізовані організації, установи на замовлення користувача надрами з урахуванням цих Правил.

4. Основою для складання проекту ДПР є попередня геологічна модель родовища (покладу) і попередньо розвідані запаси.

5. Проекти ДПР затверджує центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі. Внесення доповнень до проектів ДПР родовища (покладу, об'єкта розробки) підлягає розгляду і затвердженню центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі. У разі якщо протягом двох місяців центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі, не розглянув запропоновані доповнення до проектів ДПР родовища, застосовується принцип мовчазної згоди.

6. Проекти промислової розробки родовищ нафти і газу складають спеціалізовані організації, установи, які мають фахівців відповідної кваліфікації, на замовлення користувача надрами. Проекти промислової розробки родовищ (покладів) складаються на весь термін розробки родовища (покладу) на підставі:

геологічної моделі родовища (покладу) і затверджених в установленому порядку запасів нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів (ГЕО-1);

результатів розвідки та дослідно-промислової розробки родовища (покладу);

даних щодо напрямів та обсягів споживання нафти, газу, конденсату та супутніх корисних компонентів.

7. Під час проектування розробки нафтових, нафтогазових, газоконденсатних і газових родовищ з метою розрахунку технологічних показників прийнятих для порівняння варіантів систем розробки рекомендується створення геолого-технічної моделі об'єктів розробки.

8. Створення геолого-технічної моделі рекомендовано для всіх родовищ, які вводяться у розробку з початковими видобувними запасами понад 1 млн т, а також для родовищ складної і дуже складної будови незалежно від обсягів загальних запасів.

9. Проект промислової розробки родовищ підлягає розгляду та затвердженню центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі. Внесення доповнень до проектів промислової розробки родовища (покладу, об'єкта розробки) підлягає розгляду і затвердженню центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі. У разі якщо протягом двох місяців центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі, не розглянув запропоновані доповнення до проектів промислової розробки родовища, застосовується принцип мовчазної згоди.

10. Проекти промислової розробки родовищ (покладів) нафти і газу після їх затвердження в установленому порядку є нормативно-технічними документами, на підставі і відповідно до яких здійснюється промислова розробка родовищ (покладів).

11. У проекті промислової розробки враховуються всі необхідні заходи для забезпечення досягнення максимального коефіцієнта вилучення нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів, а також охорони надр.

12. Під час складання проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів) вибір розрахункових варіантів розробки здійснюють з урахуванням особливостей геологічної будови, колекторських і фільтраційних характеристик продуктивних пластів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, необхідності створення умов для максимально можливого охоплення їх впливом і ефективного дренавання, досвіду розробки покладів в аналогічних геологічних умовах, вимог охорони праці та навколишнього природного середовища.

13. У проектах (технологічних схемах) один із варіантів, які розглядають, приймають за базовий. Як правило, це варіант розробки родовища на його природному режимі (без штучного впливу на поклади) або, у разі складання уточненого проекту промислової розробки в разі зміни запасів нафти, газу і конденсату, затверджений варіант промислової розробки.

Для багатопластових родовищ з близькими геолого-фізичними характеристиками пластів окремо розглядають варіанти об'єднання їх в один об'єкт розробки або розукрупнення як окремих об'єктів розробки. При виділенні декількох об'єктів мають бути взаємоузгоджені системи їх розробки.

Для нафтових покладів з пасивними контурними водами обов'язково розглядають варіант розробки з підтриманням пластового тиску.

14. У проекті промислової розробки газоконденсатних родовищ і окремих об'єктів розробки із вмістом стабільного конденсату в пластовому газі понад $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$ обов'язковим є техніко-економічний аналіз варіанта розробки родовища з підтриманням пластового тиску.

15. Для двофазових покладів із запасами нафти і газу промислового значення випереджувальна розробка газової шапки не допускається.

Під час проектування розробки таких покладів необхідно передбачити технології для забезпечення найефективнішої розробки нафтової та газової частин покладу. Поряд з іншими технологічними показниками потрібно встановити обсяг обмеженого відбору газу з газової шапки, обґрунтувати вимоги до конструкції експлуатаційних свердловин та умови розкриття нафтової частини пласта (відстані від верхніх отворів інтервалу перфорації до газонафтового контакту), спеціальні методи і способи контролю й регулювання (за необхідності передбачають фонд спостережних свердловин).

16. Для великих за площею, складних за геологічною будовою нафтових родовищ розглядається варіант застосування бар'єрного заводнення, в якому обґрунтовують місцеположення бар'єрного ряду і кількість нагнітальних свердловин у ньому, порядок і черговість їх освоєння, терміни створення бар'єра, методи контролю і регулювання, величини відбору газу із видобувних свердловин, розміщених у зоні бар'єрного заводнення.

17. У проектах промислової розробки, виходячи із укрупнених критеріїв, обґрунтовують можливість застосування вторинних і третинних методів підвищення вилучення нафти, газу і конденсату, необхідність їх дослідно-промислових випробувань, а за необхідності як один з варіантів розглядають розробку експлуатаційного об'єкта з використанням одного із таких методів.

18. Для експлуатації свердловин, у тому числі багатостовбурних, для одночасної розробки різних об'єктів обов'язково передбачають використання обладнання для роздільного регулювання і обліку флюїдів для кожного об'єкта розробки.

За істотної різниці властивостей пластів і флюїдів експлуатацію декількох пластів однією свердловиною здійснюють за допомогою обладнання для одночасно-роздільної експлуатації.

19. Авторський нагляд за виконанням проекту промислової розробки родовища (покладу) здійснює організація, яка його розробила, крім того, нею щорічно проводиться аналіз розробки і надаються рекомендації надрокористувачеві щодо виконання проектних показників, контролю за розробкою родовища (покладу) та регулювання її процесу.

20. Технологічна схема складається для великих за площею, складних за геологічною будовою нафтових родовищ (покладів, об'єктів, площ), а також для нафтових покладів з невивченим гідродинамічним режимом горизонтів. Проект промислової розробки таких родовищ (покладів, об'єктів, площ) складається через три-п'ять років після початку їх промислової розробки.

21. Технологічна схема розробки нафтового родовища (покладу, об'єкта розробки) має вирішити такі задачі:

висвітлити геологічну будову нафтового покладу та фізичні властивості продуктивного пласта, що визначають вибір системи розробки;

визначити схему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин основного фонду, можливий метод впливу на поклад, можливі рівні видобутку нафти і газу, виділити фонд свердловин для першочергового буріння, намітити роботи з дослідного нагнітання агента впливу;

намітити кількість і місцеположення свердловин із числа свердловин основного фонду, які слід пробурити насамперед з метою отримання всіх необхідних для складання проекту промислової розробки даних;

визначити послідовність буріння і уведення в експлуатацію пробурених першочергово експлуатаційних свердловин і план проведення в них комплексу досліджень;

обґрунтувати планове завдання на складання проекту промислової розробки нафтового покладу із встановленням раціонального рівня видобутку нафти і техніко-економічних показників промислової розробки з визначенням меж похибки, можливої через недостатню точність вихідних даних, а також з видачею вихідних матеріалів для складання схеми будівництва нафтопроводів.

22. Технологічну схему промислової розробки складають спеціалізовані організації, установи, які мають фахівців відповідної кваліфікації, на замовлення користувача надрами. Основою для складання технологічної схеми є геологічна модель родовища (покладу) і затверджені розвідані запаси нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів.

23. Технологічна схема промислової розробки родовища (покладу, об'єкта розробки, самостійної площі розробки) підлягає розгляду і затвердженню центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі. Внесення доповнень до технологічної схеми промислової розробки родовища (покладу, об'єкта розробки) підлягає розгляду і затвердженню центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі. У разі якщо протягом двох місяців центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі, не розглянув запропоновані доповнення до технологічної схеми промислової розробки родовища, застосовується принцип мовчазної згоди.

24. В окремих випадках складають уточнені технологічні проектні документи, а саме у разі:

встановлення під час реалізації проекту відхилення фактичних обсягів річного видобутку вуглеводнів від проектних обсягів вище допустимого;

істотної зміни геологічної моделі родовища, що вимагає нової геолого-економічної оцінки запасів родовища із затвердженням її в установленому порядку;

встановлення промислової нафтогазоносності нових горизонтів (покладів) чи блоків на ділянці, на яку надано спеціальний дозвіл на користування надрами;

якщо проект промислової розробки реалізовано в повному обсязі, а залишкові запаси можуть бути вилучені із застосуванням різних методів підвищення коефіцієнта вилучення нафти, газу, конденсату.

25. Допустиме відхилення фактичного річного видобутку нафти і газу від проектного не повинно перевищувати 20 % для родовищ 1-5 груп та 50% для родовищ 6, 7 груп розподілу родовищ за величиною видобувних запасів вуглеводнів.

26. Технологічний проектний документ є основою для складання проекту облаштування, який передбачає влаштування об'єктів зі збору, очистки, транспортування і використання нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів.

27. Допускаються об'єднання проектів промислової розробки родовищ (покладів) і комплексний проект промислової розробки декількох родовищ з метою оптимізації систем збирання, підготовки та транспортування продукції із цих родовищ.

Основні положення комплексного проекту (схеми) промислової розробки закладають у комплексний проект облаштування групи родовищ.

28. На підставі технологічних документів складають технологічні режими роботи свердловин.

29. Проект дослідно-промислової розробки складається із чотирьох розділів:

Розділ I «Вихідні геолого-промислові дані» має містити:

короткі відомості про геологічну вивченість і розвідку родовища, кількість пробурених опорних, параметричних, пошукових і розвідувальних свердловин та їх характеристики;

стратиграфію із зазначенням продуктивних горизонтів;

тектонічну будову родовища;

результати випробувань та пробної експлуатації свердловин;

фізико-літологічну характеристику продуктивних горизонтів;

дані щодо повного складу нафти, газу і конденсату із зазначенням їх фракційного складу, вмісту сірки, парафіну, смол (в нафті), гелію, сірководню, вугільної кислоти, конденсату, а також в'язкості нафти в пластових умовах;

обґрунтування контактів нафта-вода, газ-вода, газ-нафта по покладах;

підрахунок попередньо розвіданих запасів нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів;

гідрогеологічну характеристику і можливий режим покладів;

обґрунтування вихідних параметрів для проектування дослідно-промислової розробки (пористість, проникність, запаси нафти, газу, конденсату, можливих робочих дебітів свердловин тощо);

рекомендації щодо подальшої розвідки родовищ (покладів).

Розділ II «Обґрунтування системи розробки, обсягів нафти і газу, що будуть видобуті в період дослідно-промислової розробки, раціональне використання нафти, газу і конденсату, регулювання процесу розробки» має містити:

вибір системи розробки родовища (покладу);

вибір технологічного режиму роботи свердловин, спосіб експлуатації нафтових свердловин;

розрахунок різних варіантів на період дослідно-промислової розробки (видобуток нафти, газу і конденсату по роках, кількість експлуатаційних свердловин, робочих устьових тисків, дебітів, депресій тощо);

прогнозні розрахунки основних показників розробки на більш тривалий період для їх урахування при проектуванні облаштування промислу;

вибір місцезоположення, порядку і послідовності буріння і введення в експлуатацію свердловин;

рекомендації щодо методу розкриття продуктивних горизонтів, інтенсифікації видобутку нафти і газу, методу впливу на поклад і першочергові роботи із закачування в пласт агента впливу, конструкцій і обладнання свердловин;

принципові положення щодо облаштування промислу, включно з спорудами зі збирання, очищення, транспорту нафти, газу і конденсату до споживача;

техніко-економічні розрахунки варіантів дослідно-промислової розробки і вибір раціонального варіанта.

Розділ III «Програма і обсяг дослідних робіт» має містити програму і обсяг дослідних робіт, рекомендації з контролю за процесом дослідно-промислової розробки відповідно до вимог цих Правил та чинних нормативно-правових актів.

Розділ IV «Оцінка впливу на навколишнє природне середовище» має включати загальні рекомендації з оцінки впливу на навколишнє природне середовище під час реалізації проекту дослідно-промислової розробки, охоплювати питання щодо охорони надр і довкілля під час буріння і експлуатації свердловин, техніки безпеки, промислово-санітарної та пожежної безпеки.

30. До проекту дослідно-промислової розробки додаються такі матеріали:

оглядова карта району з нанесеними нафтовими, нафтогазовими, газовими та газоконденсатними родовищами і нафтопроводами, газопровадами, конденсатопровадами;

структурні карти по всіх продуктивних горизонтах із нанесенням пробурених опорних, параметричних, пошукових, розвідувальних свердловин;

поздовжні та поперечні профілі із нанесенням свердловин із зазначенням результатів геофізичних досліджень свердловин та результатів випробувань;

структурні карти з нанесенням проектних експлуатаційних свердловин та пробурених параметричних, пошукових і розвідувальних свердловин, що використовуються як видобувні, за варіантами;

основні показники дослідно-промислової розробки за варіантами.

31. Проект промислової розробки повинен складатись із розділів:

Розділ I «Вихідні геолого-промислові дані» має містити:

короткі відомості про геологічну вивченість і розвідку родовища із зазначенням кількості пробурених свердловин та їх технічних характеристик;

стратиграфію з вказівкою продуктивних горизонтів;

тектонічну будову родовища;

фізико-літологічну характеристику продуктивних горизонтів;

результати випробувань та пробної експлуатації свердловин;

результати дослідно-промислової розробки родовища;

дані щодо повного складу нафти, газу і конденсату із зазначенням їх фракційного складу, вмісту сірки, парафіну, смол (у нафті), гелію, сірководню, вугільної кислоти, конденсату, а також в'язкості нафти в пластових умовах;

обґрунтування контурів нафтоносності, газоносності, контактів нафта-вода, газ-вода, газ-нафта по покладах, дані щодо запасів нафти, газу і конденсату з виділенням запасів нафти і газу покладів (об'єктів), що рекомендуються до введення в розробку;

обґрунтування вихідних параметрів пласта і свердловин (пористість, проникність, запаси нафти, газу, конденсату, можливих робочих дебітів свердловин тощо);

гідрогеологічну характеристику і режим покладів;

рекомендації щодо подальшої розвідки родовищ (покладів).

Розділ II «Обґрунтування системи розробки, обсягів вилучення і раціонального використання нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів, регулювання процесу розробки» має містити:

обґрунтування та вибір системи розробки родовища (покладу), виділення експлуатаційних об'єктів та порядок уведення їх в розробку;

визначення необхідної кількості експлуатаційних свердловин (у тому числі видобувних, нагнітальних, спостережних, п'езометричних), їх місцеположення, черговість буріння, термін розбурювання родовища (покладу, об'єкта), а також кількість резервних свердловин;

основні вимоги до конструкцій і обладнання свердловин, до технології, техніки і повноти розкриття за товщиною продуктивних пластів, інтенсифікації видобутку вуглеводнів, а також до обробки привибійних зон;

обсяги видобутку і використання нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів, а також води по роках і періодах за різних варіантів розробки і умов експлуатації свердловин; крім того, обсяги закачування агентів впливу (води, газу) для різних етапів розробки (у випадку застосування штучних методів впливу на поклад) для об'єкта загалом і в середньому на одну свердловину, а за суттєвої різниці характеристики різних частин об'єкта - для кожної частини окремо і в середньому на одну свердловину кожної частини об'єкта; для багатопластового об'єкта ці показники слід визначати для кожного пласта окремо;

проектний коефіцієнт вилучення нафти, газу і конденсату та видобувні запаси за різних умов розробки і експлуатації свердловин;

тривалість роботи свердловин і загальний термін розробки об'єкта;

вибір технологічного режиму роботи свердловин, спосіб експлуатації нафтових свердловин;

підвищення ефективності систем розробки, що реалізуються, заводненням, доцільність та особливості застосування фізико-хімічних, теплових та інших методів підвищення нафтогазоконденсатовилучення;

критерії встановлення режиму роботи нагнітальних свердловин, вимоги до систем підтримання пластового тиску, якості агентів впливу, що використовуються;

розрахунок змін пластових, вибійних та устьових тисків, дебітів нафти, газу і конденсату, тиску на лінії нагнітання, а також терміни введення в дію і місцеположення необхідних промислових споруд, які забезпечують збирання, очищення і транспорт нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів до споживача;

температурний режим роботи свердловин, газозбірних мереж і наземних споруд;

техніко-економічні розрахунки і вибір рекомендованого варіанта розробки родовища (покладу, об'єкта);

принципові положення з облаштування промислу.

Розділ III «Програма і обсяг дослідних робіт» має містити програму і обсяг дослідних робіт в процесі розбурювання і розробки родовища включно з контролем за розробкою і регулюванням її процесу, спрямованим на максимальне вилучення нафти, газу і конденсату з надр.

Розділ IV «Оцінка впливу на навколишнє природне середовище» має включати загальні рекомендації з оцінки впливу на навколишнє природне середовище під час реалізації проекту розробки. Має бути охоплене питання щодо охорони надр і довкілля під час буріння і експлуатації свердловин, техніки безпеки, виробничо-санітарної та пожежної безпеки під час застосування методів підвищення вилучення нафти, газу, конденсату із пластів.

Розділ V «Економічна оцінка ефективності проекту» має охоплювати економічну оцінку ефективності проекту. Для цього використовують метод проектного аналізу, за допомогою якого розраховують цінність проекту, яку визначають загалом як різницю позитивних результатів або вигод та негативних результатів чи витрат.

З метою оцінки економічної ефективності проекту визначають такі економічні показники:

дохід від реалізації продукції;

капітальні вкладення;

експлуатаційні витрати;

накопичений дисконтований потік готівки (чиста теперішня вартість проекту);

надходження коштів обов'язкових платежів (податків, зборів) до Державного бюджету України, що сплачуються відповідно до Податкового кодексу України;

норма рентабельності;

термін окупності проекту (термін повернення інвестицій, капіталу).

Розрахунок основних фінансових і економічних показників здійснюють з урахуванням вихідних технологічних показників проекту промислової розробки на весь проектний період: обсяги видобутку нафти, газу і конденсату, кількість експлуатаційних і нагнітальних свердловин, схеми облаштування родовища тощо.

Основними критеріями оцінки інвестицій (капітальних вкладень) у проєкті є чиста теперішня вартість проєкту і внутрішня норма рентабельності.

За необхідності виконують оцінку ризиків реалізації проєкту з використанням методів чутливості проєкту, побудови сценаріїв тощо.

32. До проєкту промислової розробки додаються такі матеріали:

оглядова карта району з нанесеними нафтовими, нафтогазовими, газовими та газоконденсатними родовищами і нафтопроводами, газопроводами, конденсатопроводами;

структурні карти по всіх продуктивних горизонтах з нанесенням пробурених опорних, параметричних, пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин;

геолого-геофізичний розріз родовища;

поздовжні та поперечні профілі з нанесеними свердловинами, результатами геофізичних досліджень свердловин та результатами випробувань;

карти розробки за варіантами;

тривимірна активна комплексна геолого-геофізична модель родовища, об'єктів розробки з тривимірним, трифазним і композиційним, фільтраційним (гідродинамічним) математичним моделюванням процесів розробки (геолого-технічної моделі об'єктів розробки) на момент складання проєкту промислової розробки (за наявності);

принципова схема газозбірних мереж з місцеположенням наземних споруд (групових установок, холодильних машин, компресорних станцій, установок з осушування та очищення газу);

принципова схема обробки нафти, газу та конденсату.

Х. Контроль за розробкою та регулювання розробки родовищ (покладів)

1. Система і порядок здійснення контролю за розробкою мають бути визначені в проєкті розробки.

Контроль за розробкою родовища (покладу) здійснюється користувачем надрами або оператором (за наявності) за участю організації, що проєктувала розробку, шляхом систематичного аналізу ходу розробки на основі регулярних вимірів і спостережень, а також комплексу досліджень, які проводяться на видобувних, спостережних, п'єзометричних, нагнітальних свердловинах.

Для контролю за реалізацією та ефективністю проєктних рішень необхідно проводити авторський нагляд та аналіз поточного стану розробки родовища (покладу). Авторський нагляд здійснюється розробником проєкту щороку.

Під час авторського нагляду використовують поточну геолого-промислову інформацію, отриману під час контролю за розробкою. Надаються рекомендації, спрямовані на можливість досягнення проєктних показників, і наводяться аргументовані висновки щодо обсягів робіт і очікуваних показників розробки родовищ на наступні один-два роки. За необхідності обґрунтовуються пропозиції щодо проведення поглибленого аналізу розробки родовищ або внесення доповнень до проєктів (технологічних схем) розробки.

2. Контроль за розробкою покладів нафти і газу здійснюється з метою:

оцінки ефективності прийнятої системи розробки покладу і ефективності впровадження технологічних заходів;

отримання інформації, необхідної для регулювання розробки і проєктування заходів з її удосконалення;

оцінки виконання проектних рішень та необхідності корегування проектних технологічних документів.

3. У процесі контролю за розробкою традиційних вуглеводневих систем вивчають:

динаміку поточного і накопиченого видобутку (включаючи втрати і витрати) нафти, газу, конденсату, води з родовища (покладу) в цілому, з окремих об'єктів розробки (ділянок), кожної свердловини, а також нагнітання агента впливу в межах родовища (покладу), окремих ділянок;

охоплення запасів виробленням, характер поширення витиснювального агента в межах покладу, окремих пластів (пачок пластів), ділянок покладу з оцінкою ступеня охоплення пластів витисненням;

зміну насиченості продуктивних горизонтів пластовим флюїдом в часі та інтенсивність підтягування їх нафтогазоводяних контактів;

енергетичний стан покладів, динаміку і розподіл пластового й вибійного тисків у зонах відбору, нагнітання і буріння;

зміну коефіцієнтів продуктивності та приймальності свердловин;

характер дренажу продуктивного розрізу;

зміну провідності пласта в районі діючих свердловин;

стан герметичності експлуатаційних колон, зв'язок продуктивного горизонту із сусідніми в розрізі горизонтами, наявність перетоків між ними, стан привибійної зони свердловин;

зміну фізико-хімічних властивостей нафти, газу, конденсату, води в пластових і поверхневих умовах під час розробки;

фактичну технологічну ефективність впроваджених заходів збільшення продуктивності свердловин.

4. У проектах (технологічних схемах) промислової розробки родовищ (покладів) з метою контролю за розробкою визначають види, обсяги, періодичність досліджень і вимірів, які дозволять однозначно охарактеризувати процес розробки покладу, роботу окремих свердловин.

5. Обов'язкові комплекси досліджень і вимірювань для контролю за розробкою мають охоплювати рівномірно всю площу об'єкта розробки, весь фонд свердловин відповідно до їх категорій та передбачати такі види робіт:

виміри пластового тиску в п'єзометричних, видобувних і нагнітальних свердловинах;

виміри устьових (динамічних, статичних) або вибійних тисків, дебітів рідини, газу та обводненості продукції видобувних свердловин;

виміри устьових (динамічних і статичних) тисків нагнітальних свердловин, об'ємів нагнітання агентів впливу;

гідрогазодинамічні дослідження видобувних і, за можливості, нагнітальних свердловин на стаціонарних і нестаціонарних режимах;

газоконденсатні дослідження;

дослідження з метою контролю за розміщенням ВНК, ГВК, ГНК, нафтогазонасиченості, технічного стану стовбура свердловини промислово-геофізичними методами;

відбирання і дослідження проб продукції свердловин: нафти, газу, конденсату, води;

спеціальні дослідження, передбачені технологічним проектним документом розробки родовища або після проведення робіт з інтенсифікації та капітального ремонту свердловин.

Періодичність досліджень і вимірів з метою контролю за розробкою повинна відповідати вимогам законодавства й рекомендаціям технологічного проектного документа на розробку родовища.

Не допускається введення в експлуатацію свердловин, якщо система збору та підготовки вуглеводнів на родовищі не забезпечує можливості індивідуального виміру дебіту рідини, газу, приймальності агента впливу, витрат реагентів.

6. Контроль за вторгненням пластових вод під час розробки родовищ традиційних вуглеводневих систем може здійснюватися за допомогою індикаторних, гідрохімічних, промислово-геофізичних і гідродинамічних методів.

Гідрохімічні методи оперативного контролю потребують систематичного спостереження за зміною вмісту характерних іонів у водах, що виносяться зі свердловин усього експлуатаційного фонду.

7. Комплекси спеціальних гідрогазодинамічних, індикаторних і промислово-геофізичних досліджень з метою контролю за розробкою родовищ нафти і газу розробляють спеціалізовані організації, установи та узгоджують з користувачем надрами.

Матеріали досліджень, пов'язані з контролем за розробкою родовищ (покладів), обов'язково зберігають протягом усього періоду їх розробки.

Контроль за розробкою родовищ рекомендовано здійснювати з використанням сучасних методів гідродинамічного моделювання.

8. Регулюванням процесу розробки родовищ (покладів) нафти і газу є цілеспрямоване підтримання та зміна умов їх розробки у межах прийнятих проектних рішень. Заходи щодо збільшення охоплення покладу методом впливу і збільшення повноти вилучення нафти і газу з пористого середовища називають роботами з регулювання процесу розробки.

9. До умов, що визначають раціональну розробку покладів (об'єктів) і експлуатацію свердловин з дотриманням вимог охорони навколишнього природного середовища, відносять:

розбурювання покладів сіткою свердловин, яка враховує фактичний розподіл фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів у межах покладу;

допустимий рівень вибійних тисків видобувних свердловин, який виключає змінання колон, порушення суцільності цементного каменю за експлуатаційною колоною, порушення скелета колектора, конусне та язикове обводнення;

оптимальні тиски на лінії нагнітання агентів впливу або на усті нагнітальних свердловин; передбачені проектним документом способи експлуатації свердловин;

запроектовані заходи з метою регулювання розробки (відключення високообводнених або з високим газовим фактором пластів, перенесення фронту нагнітання, нестационарний вплив тощо);

допустиму швидкість фільтрації в присвердловинній зоні в умовах руйнування порід-колекторів, прориву витиснювальних агентів до вибоїв експлуатаційних свердловин через тріщини колекторів;

допустимі (граничні) дебіти свердловин або депресії в умовах утворення водяних або газових конусів, піщаних пробок, накопичення рідини на вибої, розробки порово-тріщинуватого колектора;

допустимий (граничний) максимальний газовий фактор свердловин в умовах газової або газоводяної репресії на пласт;

допустиме зниження пластового тиску в покладах, де здійснюється частковий сайклінг-процес.

10. До основних методів і заходів регулювання розробки відносяться:

зміна режимів роботи видобувних свердловин: збільшення чи обмеження відборів рідини, газу, відключення високообводнених свердловин, свердловин з проривами вільного газу, форсований відбір рідини, періодична зміна відбору флюїдів із свердловин;

зміна режимів роботи нагнітальних свердловин: збільшення чи обмеження нагнітання робочого агента, витрат реагентів, підвищення тиску нагнітання тощо;

збільшення гідрогазодинамічної досконалості свердловин: додаткова перфорація, різні методи впливу на присвердловинну зону пласта тощо;

ізоляція чи обмеження припливу супутньо-пластової води у свердловинах, різні способи цементних заливок, створення різних екранів, застосування хімічних реагентів тощо;

вирівнювання профілю припливу рідини, газу, поглинання агентів впливу (селективна закупорка за допомогою хімічних реагентів і механічних добавок, нагнітання інертних газів, загушеної води тощо);

одночасно-роздільна експлуатація свердловин і одночасно-роздільне нагнітання агентів впливу;

зміна напрямків фільтраційних потоків;

осередкове нагнітання агентів впливу;

перенесення фронту нагнітання;

буріння резервних видобувних і нагнітальних свердловин.

11. Комплекс рекомендованих за результатами гідродинамічного моделювання заходів з регулювання процесу розробки проводять із застосуванням обладнання і методів контролю, що дає змогу оцінити їх ефективність і уточнити під час проведення авторського нагляду.

12. Планування (складання обґрунтування геолого-технічних та організаційних заходів) і реалізацію комплексу заходів з метою регулювання процесу розробки здійснює користувач надрами з урахуванням рекомендацій спеціалізованих організацій, установ, які є авторами проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів).

За пропозицією спеціалізованих організацій, установ з метою підвищення ефективності розробки нафтових, газових та газоконденсатних покладів допускається короткострокове (не більше одного року) проведення промислових експериментів з випробування методів регулювання процесу розробки.

XI. Підтримання пластового тиску та вплив на поклади

1. На поклади вуглеводнів, привибійну зону свердловини впливають заходи, спрямовані на підвищення темпів розробки родовищ і збільшення вилучення нафти, газу і конденсату з пластів, зокрема підтримання пластового тиску нагнітанням через спеціальні свердловини агентів впливу і введення додаткових видів енергії.

2. Об'єктом впливу можуть бути нафтові, газонафтові, нафтогазові, газоконденсатні, газові родовища (поклади), привибійна зона свердловин.

3. Методи впливу на поклади вуглеводнів (експлуатаційні об'єкти) умовно поділяють на:
фізико-гідрогазодинамічні;

фізико-хімічні;

теплові.

Можливі також різні комбінації цих методів.

4. До фізико-гідрогазодинамічних методів відносять методи, пов'язані з постійним або періодичним нагнітанням у пласти прісної чи пластової і промислової стічних вод, газу або їх суміші.

Залежно від геолого-фізичних характеристик, форм і розмірів покладів, їх початкового чи поточного стану застосовують різні системи заводнення: законтурне, приконтурне, внутрішньоконтурне, площове, осередкове, вибіркоче, та різні форми їх комбінацій.

5. До фізико-хімічних методів впливу відносять методи, пов'язані з нагнітанням у пласти водних розчинів поверхнево-активних речовин та вуглеводневих і неуглеводневих газів, газоводовуглеводневих сумішей.

6. До методів теплового впливу на нафтові поклади відносять: нагнітання гарячої води, пари, повітря і різні модифікації внутрішньопластового горіння.

7. У реальних умовах нафтового, нафтогазового (газонафтового) покладів можна застосувати комбінований вплив фізико-гідрогазодинамічних, фізико-хімічних або гідродинамічних і теплових методів.

Підтримання пластового тиску під час розробки газоконденсатних покладів може здійснюватись постійним або періодичним (циклічним) нагнітанням у пласти вуглеводневих і неуглеводневих газів, води.

8. Вибір методу впливу на поклад або комбінації методів, технології їх здійснення, методи контролю і регулювання обґрунтовуються у проектах (технологічних схемах) промислової розробки родовищ (покладів) залежно від геолого-фізичної характеристики колекторів і флюїдів, що їх насичують, глибини і характеру залягання пластів тощо.

9. Ефективність застосованих методів впливу на поклад визначає автор проектних документів на розробку родовищ на основі даних, наданих користувачем надрами або оператором (за його наявності).

Аналіз ефективності методів впливу на поклад наводять у щорічному звіті про авторський нагляд за впровадженням проектних рішень.

10. Основні методи впливу на привибійну зону свердловини визначають у проекті (технологічній схемі), звітах за результатами авторського нагляду і аналізу розробки родовища (покладу).

Технологію і періодичність проведення робіт із метою впливу на привибійну зону свердловини обґрунтовує користувач надрами або оператор (за його наявності) відповідно до рекомендацій проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовища (покладу) та на основі техніко-економічної оцінки їх ефективності.

11. Роботи з метою впливу на привибійну зону пласта здійснюються відповідно до спеціальних планів, які затверджує користувач надр.

12. Під час планування і здійснення робіт з впливу на привибійну зону свердловини належить керуватись:

діючими нормативно-технічними документами для окремих видів впливу на привибійну зону свердловини;

Правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості України, затвердженими наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого

нагляду від 06 травня 2008 року № 95 (далі - правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості);

вимогами законодавства з охорони навколишнього природного середовища.

13. Проведені роботи на кожній свердловині, де здійснюється вплив на привибійну зону, оформлюють спеціальним актом і заносять у справу свердловини.

14. Для проведення робіт з інтенсифікації видобутку на морських родовищах можуть слугувати спеціалізовані судна, укомплектовані спеціальним обладнанням для проведення таких робіт.

15. Системи підтримання пластового тиску можуть застосовувати на нафтових, нафтогазових, газонафтових, газоконденсатних покладах з метою підвищення темпів розробки і підвищення вилучення нафти, газу і конденсату методами, які базуються на використанні фізико-гідрогазодинамічного, фізико-хімічного, теплового впливу на поклади вуглеводнів.

16. Вибір системи підтримання пластового тиску, закачуваного агента впливу здійснюється за результатами комплексу лабораторних, експериментальних досліджень, аналізу геологічних, технологічних, технічних факторів, ресурсних можливостей та обґрунтовується у проекті (технологічній схемі) промислової розробки родовища (покладів) за результатами техніко-економічних розрахунків.

17. Система підтримання пластового тиску в покладі має забезпечувати:

заплановані темпи видобування вуглеводнів і оптимальне їх вилучення з надр;

можливість зміни напрямків потоків флюїдів у пласті;

обсяги нагнітання агента впливу в експлуатаційні об'єкти (окремі продуктивні пласти) при заданому тиску нагнітання відповідно до проектів (технологічних схем) розробки родовища (покладу);

підготовку закачуваного агента впливу до кондицій (за складом, фізико-хімічними властивостями, вмістом механічних домішок, кисню, мікроорганізмів), які задовольняють вимоги проектів (технологічних схем) розробки родовищ (покладів);

можливість систематичних вимірів приймальності свердловин, контроль за якістю агента впливу, облік закачаного агента та його складових у кожен свердловину, в окремі пласти родовищ (покладів);

герметичність і надійність експлуатації обладнання, застосування замкнутого циклу підготовки закачуваного агента впливу;

можливість зміни режимів нагнітання агента впливу у свердловини, проведення гідравлічних розривів пластів і обробок привибійних зон з метою підвищення приймальності пластів, охоплення їх впливом, регулювання процесу витіснення нафти, вилучення газу, конденсату з окремих пластів, частин експлуатаційного об'єкта;

досягнення максимального коефіцієнта охоплення витісненням пластового газу сухим під час сайклінг-процесу;

охорону навколишнього природного середовища.

18. Потужності споруд систем підтримання пластового тиску мають забезпечувати максимальний проектний обсяг нагнітання агента впливу в межах кожного об'єкта розробки.

Проектування споруд системи підтримання пластового тиску має передбачати раціональне розміщення й централізацію технологічних об'єктів і трубопроводів на площі родовища з урахуванням рельєфу місцевості, кліматичних умов, використання нової техніки, блочно-комплектних конструкцій заводського виготовлення, автоматизацію основних

технологічних процесів, максимальне скорочення капітальних і експлуатаційних витрат, надійний облік закачуваних у продуктивні пласти агентів впливу через кожен свердловину, забезпечення необхідних властивостей цього агента і контроль за його якістю.

19. Вибір системи фізико-хімічного впливу на поклади визначається кількістю і станом (структурою) залишкової нафти, станом пластової газоконденсатної системи, властивостями нафти й пластової води, фізико-літологічною характеристикою колектора, наявністю чи потребою матеріально-технічних засобів, їх якістю, характеристикою, вартістю, ціною нафти, конденсату, газу, експериментальними (лабораторними) і дослідно-промисловими роботами, детальним вивченням геологічної будови експлуатаційного об'єкта (пластів, прошарків), встановленими якісними та кількісними критеріями (тріщинуватість, структура покладу, наявність газової шапки, нафтової облямівки), нафтонасиченістю, газонасиченістю, активністю законтурної зони, в'язкістю нафти, вмістом конденсату в пластовому газі, жорсткістю і солоністю води, глинистістю колектора тощо.

Вибір методу фізико-хімічного впливу на поклади обґрунтовується у проекті дослідно-промислової розробки, проекті (технологічній схемі) промислової розробки родовища (покладу).

20. Система фізико-хімічного впливу на поклади має забезпечувати:

заплановані темпи видобутку вуглеводнів і ефективно їх вилучення з надр;

нагнітання запланованих агентів впливу в експлуатаційні об'єкти, окремі продуктивні пласти, ділянки, свердловини при заданому тиску нагнітання відповідно до технологічного проектного документа та технологічних режимів;

підготовку закачуваних розчинів (реагентів), газу до кондицій за складом, фізико-хімічними властивостями, визначеними в технологічних документах;

можливість систематичного контролю за складом, фізико-хімічними властивостями закачуваних розчинів, газу, обсягом нагнітання реагентів, розчину, газу в кожен свердловину, в окремі пласти, ділянки, об'єкти розробки;

герметичність і надійність експлуатації системи подачі газу, реагентів згідно з рецептурою, яку розроблено або запропоновано в проекті (технологічній схемі), герметичність системи нагнітання фізико-хімічних розчинів, газу;

можливість зміни режимів нагнітання реагентів, фізико-хімічних робочих розчинів у свердловині, проведення підземних і капітальних ремонтів, гідравлічних розривів пластів і обробки присвердловинної зони з метою підвищення приймальності пластів, охоплення їх фізико-хімічним впливом, регулювання процесу витіснення нафти (пластового газу при сайклінг-процесі), вилучення конденсату з окремих пластів, які входять до експлуатаційного об'єкта.

21. Потужності споруд системи фізико-хімічного впливу мають забезпечувати подачу проектної кількості реагентів і робочого фізико-хімічного агента (газу, розчину) в кожен нагнітальну свердловину, до кожного експлуатаційного об'єкта, блока чи ділянки покладу (родовища).

22. Проектування споруд системи фізико-хімічного впливу має передбачати раціональне розміщення і централізацію технологічних об'єктів, трубопроводів на площі родовища з урахуванням рельєфу місцевості та кліматичних умов, використання нової техніки, комплексних блочних конструкцій заводського виготовлення, автоматизацію основних технологічних процесів, дотримання нормативних капітальних та експлуатаційних витрат, передбачених у технологічному документі, облік агента впливу і його складових, що подаються в продуктивні пласти кожної свердловини, забезпечення контролю нагнітання у пласт робочого розчину (агента) із заданими фізико-хімічними властивостями.

23. Системи теплового впливу на нафтові поклади базуються на використанні тепла, поданого в пласт теплоносіями або генерованого у пласті внаслідок спричинених термохімічних окислювальних процесів і реакцій.

24. Системи теплового впливу обумовлені:

нагнітанням гарячої води;

нагнітанням пари або пароводяної суміші;

внутрішньопластовим горінням.

25. Застосування теплового впливу на пласт має супроводжуватися позитивними фізико-хімічними змінами в пластовій системі під час фільтрації пластових і закачуваних флюїдів, збільшенням темпів видобування нафти і кінцевого нафтовилучення. Створений внаслідок теплового впливу термогідродинамічний режим у пласті через зміну в'язкості флюїдів, їх реологічних властивостей, капілярних сил, сил адгезії (прилипання і зчеплення) має забезпечити збільшення коефіцієнтів витіснення нафти та фазової проникності за нафтою.

26. Фізико-хімічні властивості агентів підтримання пластового тиску повинні забезпечувати тривалу, стійку приймальність пласта, високу здатність вимивання нафти, конденсату, не погіршуючи фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату, газу і фільтраційно-ємнісних характеристик пласта.

27. Агенти впливу за своїми властивостями мають бути сумісними з пластовою водою, породою колектора, нафтою і конденсатом, не спричиняти утворення осадів у свердловині, пласті та експлуатаційному обладнанні.

Вимоги до якості води, газу, що закачуються, визначаються у технологічних проектних документах, в яких допустимий вміст у воді, газі механічних і хімічних домішок, заліза в окисненій формі, нафтопродуктів, важких вуглеводнів, кисню, мікроорганізмів встановлюється з урахуванням колекторських властивостей, літологічної характеристики продуктивних пластів, розбухання глин, за результатами фільтраційних досліджень кернавого матеріалу.

Конкретні способи, технологія очищення і підготовки агентів обґрунтовуються в проектах облаштування родовища та суворо дотримуються під час впливу на поклад.

28. Підготовка газу рециркуляції під час сайклінг-процесу здійснюється згідно з вимогами проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовищ газу.

29. Під час нагнітання в пласти стічних (промислових) вод або інших корозійно-агресивних агентів для захисту водоводів (агентопроводів), свердловинного та іншого експлуатаційного обладнання від корозії застосовуються захисні покриття, інгібітори корозії, герметизація затрубного простору тощо. Захист від корозії передбачається в проекті облаштування.

30. Нестабільні агенти, схильні до виділення і відкладення солей в спорудах систем впливу, в пласті й устаткуванні видобувних свердловин, перед нагнітанням у пласти обробляються інгібіторами солевідкладення.

31. Для приготування закачуваних у пласт водяних розчинів ПАР, кислот, лугів, полімерів (міцелярних розчинів) та інших хімічних реагентів використовується вода, яка не спричиняє деструкції реагентів і не утворює з ними сполук, схильних до випадіння в осад після контакту з пластовою водою, породою колектора і нафтою.

32. Вимоги до конструкції нагнітальних свердловин і технологій розкриття й освоєння пластів в них обґрунтовуються у проектах (технологічних схемах) промислової розробки родовищ (покладів) і визначаються у робочих проектах на влаштування свердловин.

Ці вимоги мають забезпечувати:

можливість нагнітання передбачених у проекті обсягів агента впливу та вживання геолого-технічних заходів при заданих робочих тисках;

максимальну фільтрувальну поверхню пласта, запроектовану приймальність і охоплення впливом усього розкритого продуктивного пласта;

проведення усіх видів досліджень з використанням відповідного устаткування, апаратури, приладів, інструментів;

надійне роз'єднання пластів і об'єктів розробки із застосуванням спеціального обладнання;

герметичність устя нагнітальних свердловин за умови коливання температур і тисків.

33. Освоєння свердловин під нагнітання агента впливу здійснюється згідно із планом, який затверджує користувач надрами.

34. Нагнітальні свердловини, що знаходяться в межах контуру нафтогазоносності, перед використанням для нагнітання можуть застосовуватись як видобувні з метою дослідження, дренавання та очищення присвердловинної зони, створення сприятливих умов для охоплення впливом розкритого продуктивного розрізу згідно з порядком і у строки, передбачені в проекті (технологічній схемі) промислової розробки.

35. Нагнітальні свердловини освоюють такими методами:

промивка свердловин, з'єднаних з діючою кушовою насосною станцією, водою з додаванням поверхнево-активних речовин з наступним підключенням до водоводів з агентом впливу;

продувка свердловин газом високого тиску з наступним підключенням до газопроводу високого тиску і компресорної станції;

створення високої депресії на пласт в результаті зниження рівня рідини у стволі свердловини з подальшим підключенням свердловини до системи «водовід - кушова насосна станція»;

періодичне нагнітання води під високим тиском і скид її внаслідок самовиливу;

прокачування у пласт води (газу) під тиском, що значно перевищує робочий тиск нагнітання.

36. У процесі освоєння та експлуатації нагнітальних свердловин проводиться комплекс досліджень з метою контролю за розробкою родовища (покладу), встановлення та перевірки виконання технологічного режиму роботи і технічного стану свердловин.

37. Під час експлуатації нагнітальних свердловин постійно контролюються їх приймальність, тиск нагнітання та охоплення пластів заводненням або закачуванням агента впливу за допомогою вибійних і поверхневих приладів.

38. Пластовий тиск, фільтраційні властивості пласта та коефіцієнти приймальності свердловин визначаються за результатами дослідження свердловин методами відновлення або падіння вибійного (устьового) тиску і усталених пробних закачувань у періоди освоєння і експлуатації свердловин.

39. Взаємодія свердловин і шляхи переміщення по пласту води, газу, що нагнітається, у разі необхідності вивчаються за динамікою складу продукції видобувних свердловин, зміною тиску на різних ділянках пласта гідроприслуховуванням, геофізичними методами, добавлянням у воду, що нагнітається, індикаторів і подальшим спостереженням за їх появою в продукції видобувних свердловин.

40. Ефективність заходів для регулювання нагнітання води, газу у розрізі експлуатаційного об'єкта оцінюється із застосуванням глибинних витратомірів методом

радіоактивних ізотопів або високочутливих термометрів та інших методів. За результатами досліджень витратомірами, термометрами будуються профілі приймальності нагнітальних свердловин, вони зіставляються з профілями віддачі сусідніх видобувних свердловин, визначається коефіцієнт охоплення пласта заводненням, газовою репресією у свердловинах.

41. Герметичність обсадної колони і відсутність затрубної циркуляції в нагнітальних свердловинах визначаються шляхом аналізу устьових тисків, кривих відновлення устьового тиску, дослідженнями із застосуванням глибинних витратомірів, резистивіметрів, електротермометрів, радіоактивних ізотопів, інтервального опресування за допомогою пакера на трубах.

42. Періодичність і обсяг дослідних робіт у нагнітальних свердловинах встановлюються згідно із комплексом промислово-геофізичних і гідрогазодинамічних досліджень та з урахуванням вимог проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовища (покладу).

43. Для кожної нагнітальної свердловини ведеться документація, в якій систематично фіксуються всі показники її експлуатації, проведені геолого-технічні заходи, дослідження, ремонти, перевірки герметичності устя та експлуатаційної колони.

44. Норми нагнітання агента впливу в окремі свердловини сумарно мають складати обсяг нагнітання для експлуатаційного об'єкта загалом, встановлений проектом (технологічною схемою) промислової розробки.

Для великих за розмірами площ нафто- і газоносності та за значної загальної неоднорідності пласта норми нагнітання агента впливу встановлюються спочатку для груп нагнітальних свердловин, розміщених на окремих ділянках, потім - для окремих свердловин. За такого методу нормування нафто- і газоносна площі умовно поділяються на ділянки.

Розчленування площі на умовні ділянки виконується в проектах (технологічних схемах) промислової розробки родовищ (покладів) на основі детального вивчення будови пластів та з урахуванням можливої взаємодії нагнітальних і видобувних свердловин.

Норми нагнітання агента впливу в кожену групу нагнітальних свердловин встановлюються пропорційно прогнозованому в технологічному проектному документі сумарному відбору рідини, газу з видобувних свердловин відповідної ділянки. Сума норм нагнітання в нагнітальні свердловини кожної ділянки має складати норму нагнітання для ділянки, а сума останніх - норму нагнітання для об'єкта загалом.

45. Під час роздільного нагнітання агента впливу в пласти багатопластового об'єкта через самостійні системи нагнітальних свердловин норма для кожної із свердловин визначається, виходячи з норм нагнітання у пласт, розкритий такою системою свердловин.

46. Норми нагнітання агента для об'єктів розробки загалом і їх ділянок, елементів при площовій системі щороку встановлюються користувачем надрами або оператором (за наявності) відповідно до проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів), результатів аналізу розробки.

47. Норми нагнітання агента впливу для свердловин встановлюють раз на квартал і оформлюють у вигляді технологічного режиму експлуатації нагнітальних свердловин.

У цьому документі, крім обсягів нагнітання агента впливу, вказують тиски нагнітання і необхідні заходи для забезпечення встановлених норм. Технологічний режим експлуатації нагнітальних свердловин складає і затверджує користувач надрами або оператор (за наявності).

48. Залежно від прийнятої системи впливу в проекті (технологічній схемі) промислової розробки родовища (покладу) наводяться обґрунтування величин втрат агента, що нагнітається, за контур нафтоносності, газоносності (технологічних втрат) на кожний рік

протягом усього строку нагнітання агента. Обсяги втрат систематично уточнюються промисловими дослідженнями.

49. Контроль за якістю закачуваного агента впливу здійснюється на усті нагнітальних свердловин під час їх роботи шляхом відбору проб цього агента та їх лабораторного аналізу з періодичністю, яку визначено в проекті (технологічній схемі) промислової розробки родовища (покладу).

50. Обсяг закачуваного агента і робочий тиск контролюються на кожній свердловині.

51. Показники роботи нагнітальної свердловини (приймальність агента, тиск нагнітання, кількість годин роботи, простою, причини простою) щодня фіксуються і заносяться у спеціальну облікову форму, щомісяця - у відповідну експлуатаційну картку.

52. Достовірність обліку обсягу закачуваного агента впливу у свердловину забезпечує користувач надрами або оператор (за наявності).

ХІІ. Внутрішньосвердловинне (підземне) обладнання видобувних свердловин І родовищ нафти і газу

1. Експлуатація видобувних (нафтових і газових) свердловин здійснюється з використанням наземного й внутрішньосвердловинного (підземного) обладнання, яке забезпечує відбір продукції у заданому режимі, проведення необхідних технологічних операцій в процесі експлуатації і дослідження свердловин і запобігає відкритому фонтануванню.

2. До наземного обладнання свердловин залежно від способу їх експлуатації належать:

під час фонтанної та газліфтної (безперервний і періодичний газліфтний способи) експлуатації свердловин - обладнання обв'язки обсадних колон (колонна головка), фонтанна арматура, обладнання для запобігання відкритому фонтануванню, індивідуальні дебітоміри та витратоміри газліфтного газу, станції управління газліфтом;

під час експлуатації свердловин штанговими глибинними насосами - колонна головка, устьова арматура, устьовий сальник, пристрій для герметизації при обриві штанг (полірованого штока), верстат-качалка, в тому числі підвіска полірованого устьового штока, індивідуальні дебітоміри;

під час експлуатації свердловин безштанговими глибинними насосами - колонна головка, устьова арматура, станція живлення і управління насосними установками, індивідуальні дебітоміри.

3. До наземного обладнання свердловин також належать:

шлейфи різної довжини та діаметра залежно від розміщення групового пункту і дебітів свердловин;

штуцер регульований або звичайний;

сепаратор, розрахований на відповідний тиск і пропускну здатність для кожної свердловини окремо або загальний для декількох свердловин;

ежектори, що застосовуються для видобування газу з низьконапірних пластів за рахунок енергії високонапірного газу.

4. Обладнання обв'язки обсадних колон призначено для підвішування обсадних колон, герметизації і роз'єднання міжколонних просторів, установки противикидного обладнання під час буріння і обладнання устя в процесі експлуатації свердловин.

5. Обладнання обв'язки обсадних колон вибирається залежно від кількості обсадних колон, їх діаметра, робочого тиску і корозійної агресивності середовища.

6. Колонні головки установлюються на усті свердловини послідовно зі спуском та цементуванням обсадних колон. Вибирати їх необхідно з урахуванням розрахованого максимального пластового тиску, очікуваного під час буріння наступної за обсадженим інтервалом свердловини. Інші технологічні заходи безпеки також можуть застосовуватися при обладнанні устя з урахуванням правил безпеки.

7. Для проведення технологічних операцій і контролю тиску в затрубному (міжтрубному) просторі колонна головка укомплектовується відповідним обладнанням.

8. Фонтанна арматура (трубна головка і фонтанна ялинка) має забезпечити герметизацію устя свердловини, контроль і регулювання режиму її експлуатації, спрямування потоку продукції у викидну лінію (шлейф) на вимірювальну установку, підвіску насосно-компресорних труб, а також проведення різних технологічних операцій під час освоєння, дослідження, експлуатації та ремонту свердловин.

9. Фонтанна арматура установлюється на колонний фланець, а за необхідності - на перехідну котушку (адаптер), технічні характеристики якої за тиском і міцністю відповідають фонтанній арматурі, або на колонний фланець експлуатаційної колони (за відсутності колонної головки).

10. Фонтанна арматура вибирається за однією з типових схем з урахуванням очікуваного тиску на усті свердловини і за наявності або відсутності в її продукції агресивних компонентів (CO_2 , H_2S , високомінералізована пластова вода).

11. Фонтанна арматура випробовується на міцність і герметичність за тисків, передбачених технічними умовами на неї.

12. Для газових і газоконденсатних свердловин випробування здійснюються з урахуванням очікуваного статичного тиску.

13. Для регулювання режиму роботи фонтанних і газліфтних свердловин та контролю за їх роботою фонтанна арматура обладнується регулювальним або звичайним дроселем (штуцером), патрубками із запірними вентилями для встановлення манометрів, відбору проб, вимірювання температури.

14. Дросельні пристрої (штуцери) для фонтанних і газліфтних нафтових свердловин установлюються, як правило, на усті свердловини, а для газових і газоконденсатних - на усті або в кінці шлейфа на маніфольді групової вимірювальної установки.

15. Обладнання для запобігання відкритому фонтануванню під час освоєння та експлуатації нафтових і газових свердловин має забезпечувати герметичне перекриття стовбура свердловини в разі розгерметизації устя.

16. Обладнання для запобігання відкритому фонтануванню у процесі експлуатації свердловин включає комплекс наземного і внутрішньосвердловинного (підземного) обладнання: станцію управління, клапани-відсікачі, пакер.

17. До внутрішньосвердловинного (підземного) обладнання відносяться: колона насосно-компресорних труб, пакери, насосне обладнання (штангові глибинні насоси, електровідцентрові, гідропоршневі, гвинтові, струминні насоси тощо), насосні штанги, обладнання для одночасно-роздільної експлуатації, розвантажувальні пристрої для насосно-компресорних труб, циркуляційні й газліфтні клапани тощо.

18. Для боротьби зі шкідливим впливом на роботу насосів газу і піску на прийомі насосів встановлюються відповідні пристрої (газозахисні фільтри).

19. Обладнання для одночасно-роздільної експлуатації двох і більше пластів (об'єктів) в одній свердловині може забезпечувати надійне розділення пластів, можливість регулювання роботи кожного з пластів у заданому режимі, проведення роздільного виміру продукції, дослідних і ремонтних робіт.

20. Одночасно-роздільна експлуатація двох пластів, як правило, здійснюється спуском у свердловину двох колон насосно-компресорних труб.

21. Під облаштуванням родовищ нафти і газу слід розуміти комплекс проектних, вишукувальних, будівельних робіт, які необхідно виконати для введення родовища в промислову (дослідно-промислову) розробку.

Цей комплекс включає види робіт і гірничі об'єкти будівництва, які визначаються чинними нормативно-правовими актами та нормативними документами в галузі будівництва.

Вимоги до облаштування родовищ нафти і газу поширюються на нове будівництво, розширення, реконструкцію й технічне переоснащення об'єктів на діючих (облаштованих) родовищах.

22. До облаштування родовищ нафти і газу відносять гірничі об'єкти для:

внутрішньопромислового збору, транспортування та обліку продукції свердловин;

технологічної підготовки нафти, газу, конденсату та пластової води;

заводнення нафтових пластів;

впровадження методів збільшення вилучення нафти, газу і конденсату;

а також установки:

підготовки і нагнітання агентів впливу у пласти;

електропостачання і зв'язку;

комплексної автоматизації виробничих процесів;

промислового водопостачання.

До комплексу облаштування також відносять:

базу виробничого обслуговування;

автомобільні дороги (внутрішньопромислові та під'їзні до свердловин);

об'єкти для зовнішнього транспорту нафти, газу і конденсату;

очисні споруди.

23. Комплекс облаштування морських родовищ нафти і газу включає:

платформи (блок-кондуктори) для устьового обладнання свердловин при надводному («сухому») облаштуванні;

підводне устьове обладнання свердловин, підводні шлейфи і маніфольди при підводному («мокрому») облаштуванні;

технологічні платформи і судна;

житлові блоки;

інші види допоміжних платформ.

24. Технологічний комплекс облаштування родовища має забезпечити раціональне використання енергії пласта, герметизований збір, промислову підготовку, облік і транспортування продукції свердловин, періодичний вимір дебіту нафти і газу для кожної свердловини, комплексну автоматизацію технологічних процесів, охорону навколишнього природного середовища.

25. Облаштування свердловини, призначене для її експлуатації, проведення ремонтів і обслуговування, включає будівництво викидних ліній (шлейфів) від свердловини до

вимірювальної установки, газопроводів для подачі газліфтного газу на свердловини, інгібіторопроводів для подачі на устя свердловини інгібіторів гідратуутворення або солевідкладення, обладнання для розподілу газліфтного газу між свердловинами (газорозподільний пункт), обладнання для підготовки газліфтного газу і стискання газу при компресорному газліфті, будівництво групових (індивідуальних) вимірювальних установок для виміру продукції свердловини.

Облаштування устя свердловин передбачає монтаж і обв'язку наземного обладнання свердловин залежно від способу їх експлуатації, майданчик для обслуговування наземного обладнання і проведення підземних і капітальних ремонтів свердловин.

Обв'язка устя свердловини виконується на підставі схеми, затвердженої користувачем надрами.

26. Устьове обладнання свердловин, режим роботи яких регулюється устьовими штуцерами (фонтанних, газліфтних), за необхідності може обв'язуватись шлейфами з двома маніфольдами (робочим і запасним) для заміни штуцера без зупинки свердловини.

27. За умов одночасно-роздільної експлуатації однією свердловиною двох пластів (об'єктів) для роздільного вимірювання продукції свердловини для кожного пласта на усті свердловин встановлюють індивідуальні дебітоміри або прокладають окремі шлейфи від свердловини до групової вимірювальної установки.

28. Для попередження можливих ускладнень під час експлуатації видобувних свердловин і викидних ліній вони обладнуються відповідними пристроями для проведення очищення від парафіну, відкладення гідратів, підключення промивальних і нагрівальних агрегатів.

29. Комплекс внутрішньопромислового збору, транспортування та обліку продукції свердловин включає викидні лінії (шлейфи, встановлені від свердловини до вимірювальної установки), газопроводи для подачі газліфтного газу на свердловини, інгібіторопроводи для подачі на устя свердловини інгібіторів гідратуутворень або солевідкладень, обладнання для розподілу газліфтного газу між свердловинами (газорозподільний пункт), групові вимірювальні установки для виміру продукції свердловини, нафтогазозбірні трубопроводи від групових вимірювальних установок, дотискувальні насосні станції, інше устаткування та комунікації, які необхідні для забезпечення технологічних процесів і які передбачено проектом на облаштування свердловин та/або родовища.

30. Шлейфи від свердловин розраховуються на проектний дебіт свердловини і максимальний статичний тиск на усті свердловини.

31. Групова вимірювальна установка забезпечує відділення та індивідуальний вимір продукції (нафти, газу, конденсату, води) кожної свердловини окремо.

32. Кількість видобувних свердловин, що підключаються до однієї групової вимірювальної установки, визначається у технологічному проектному документі залежно від розміру родовища (покладу), кількості свердловин та їх розміщення.

Установки попередньої і комплексної підготовки продукції свердловин забезпечують підготовку нафти, газу і конденсату, що подаються споживачам, до кондицій (норм), встановлених діючими нормативно-технічними документами.

33. Підготовка пластової води для її подальшого використання для підтримання пластового тиску, а також утилізація шламів мають відповідати встановленим нормам.

34. Система збору та виміру продукції свердловин має бути герметизована і забезпечувати раціональне використання енергії пласта при дотриманні вимог охорони навколишнього природного середовища.

35. За наявності в продукції свердловин агресивних компонентів (H_2S , CO_2 , тощо) передбачається застосування обладнання в антикорозійному виконанні або вживання заходів захисту від корозії (інгібітори, спеціальні покриття тощо).

36. На морських родовищах основними об'єктами облаштування є технологічні платформи і технологічні судна, які умовно розділяються залежно від конструкції основи на стаціонарні, гнучкі башти, з розтягнутими опорами, напівзанурені, платформи-буї.

Стаціонарні платформи будують на бетонній (гравійній) або металевій основі, опори стаціонарної платформи спираються на морське дно. На опорах розміщено декілька палуб з буровою вишкою, обладнанням для буріння, видобування й підготовки нафти і газу, житлові блоки для обслуговуючого персоналу тощо.

Платформи з розтягнутими опорами стаціонарно швартуються до дна моря за допомогою попередньо натягнутих металевих або композиційних прив'язей. Група прив'язей називається ногою платформи.

На відміну від звичайних технологічних платформ технологічні судна, оснащені маршевим силовим устаткуванням і відповідною системою керування, мають мобільність, таку як звичайні судна, і можливість переміщуватись морем самостійно.

37. Під час вибору принципу облаштування родовищ на морських родовищах перевага надається сухому облаштуванню незалежно від типу технологічної платформи.

Для сателітних родовищ може бути використано підводне облаштування із забезпеченням виведення продукції на технологічну платформу основного родовища.

При підводному облаштуванні свердловин над устям свердловини знаходиться колонна головка, з'єднана з обсадними трубами. У такому випадку на дні моря встановлюється і цементується плита зі слотами (по одному на кожну свердловину), а зв'язок між буровою і устям свердловини здійснюється райзерами, до яких кріпляться викидні лінії підводних превенторів та інші комунікації.

Підводне облаштування свердловин передбачає комплекс обладнання для контролю за експлуатацією свердловин.

38. Нагнітальні свердловини, через які в продуктивні пласти закачуються агенти впливу (вода, газ, повітря, пара, розчини поверхнево-активних речовин, кислоти, інші реагенти), обладнуються наземним і внутрішньосвердловинним (підземним) обладнанням.

39. На усті нагнітальних свердловин залежно від закачуваного агента впливу встановлюється спеціальна устьова арматура, розрахована на максимально очікуваний тиск нагнітання.

40. Устьова арматура або нагнітальний трубопровід обладнуються зворотним клапаном для запобігання перетоку агентів впливу із свердловини під час аварії на нагнітальному трубопроводі чи тимчасового припинення їх нагнітання.

41. Нагнітання агентів впливу в нагнітальні свердловини здійснюють лише через насосно-компресорні труби.

Конструкцію колони насосно-компресорних труб визначають на основі розрахунків, які виконують згідно з діючими нормативно-технічними документами. Низ колони насосно-компресорних труб обладнують воронкою для забезпечення безаварійного підняття глибоких вимірювальних приладів під час проведення дослідних робіт.

42. Нагнітання агентів впливу у нагнітальні свердловини за тисків на усті більше тиску, на який опресована експлуатаційна колона, здійснюється через насосно-компресорні труб з пакером, що ізолює колону від впливу високих тисків і встановлюється над пластом (об'єктом), в який закачується агент впливу.

43. Для одночасно-роздільного нагнітання агентів впливу у два пласти (об'єкти) в нагнітальну свердловину спускається спеціальне обладнання.

Обладнання для одночасно-роздільного нагнітання має забезпечити надійну ізоляцію (розділення) між собою двох пластів (об'єктів) і диференційоване за тисками і приймальністю нагнітання агентів впливу, можливість проведення дослідних і ремонтних робіт у свердловинах.

44. Для контролю за технологічними режимами роботи свердловин і устьового обладнання нагнітальні свердловини обладнуються манометрами і термометрами для контролю за тисками і температурою агентів впливу, пристроями для регулювання тиску і приймальності свердловин.

45. Обладнання для нагнітання агентів впливу у пласти (насосне, компресорне, парогенератори, водонагрівачі) за продуктивністю і тисками нагнітання має забезпечити нагнітання агентів впливу у нагнітальні свердловини в обсягах, передбачених проектом (технологічною схемою) промислової розробки родовища.

46. Від обладнання для нагнітання агентів впливу або розподільних пунктів до кожної свердловини прокладаються нагнітальні трубопроводи. Діаметри нагнітальних трубопроводів і їх довжина визначаються відповідно до обсягів і тиску нагнітання, розміщення свердловин відносно розподільних пунктів і обладнання для нагнітання агентів впливу.

47. При нагнітанні води в нагнітальні свердловини водопроводи до свердловин необхідно закладати в траншеї на глибину, достатню для запобігання замерзанню води на випадок припинення нагнітання води в зимовий період.

48. Для зменшення втрат тепла під час нагнітання у пласти теплоносіїв (пара, гаряча вода) трубопроводи від парогенераторних і водонагрівальних установок до нагнітальних свердловин, остьова арматура і насосно-компресорні труби ізолюються.

49. Під час нагнітання у пласти агресивних агентів впливу (високомінералізовані пластові й стічні води, CO₂, H₂S, кислоти, інші реагенти) для запобігання корозії застосовується обладнання в антикорозійному виконанні, а система трубопроводів і насосно-компресорних труб - із спеціальним покриттям або інгібіторним захистом.

ХІІІ. Влаштування та освоєння свердловин

1. Влаштування свердловин як один із основних етапів реалізації запроектованої системи розробки родовища (покладу), комплексного проекту на його облаштування здійснюється відповідно до затверджених робочих проектів (індивідуальних або групових).

Проекти на влаштування свердловин підлягають комплексній державній експертизі відповідно до вимог чинного законодавства.

2. Підставою для складання робочого проекту на влаштування свердловини є завдання на проектування, яке видає користувач надрами.

3. У робочих проектах влаштування свердловин передбачаються безаварійне проведення їх стовбура, якісне розкриття продуктивних горизонтів, їх ізоляція один від одного, надійність свердловин протягом усього періоду їх експлуатації.

4. Виконання основних видів та усього комплексу робіт із проектування повинно відповідати чинним стандартам.

5. Влаштування свердловини здійснюється буровою організацією або іншими суб'єктами господарської діяльності - підрядником на підставі договорів з користувачем надрами або оператором (за його наявності) - замовником робіт.

6. Організація-проектувальник:

здійснює авторський нагляд за виконанням проекту;

надає в установленому порядку пропозиції щодо зміни проектних рішень з урахуванням фактичних гірничо-геологічних умов, обумовлених розробкою родовища;

вносить пропозиції користувачу надрами щодо призупинення робіт із влаштування свердловин у випадку значних відхилень від проектно-кошторисної документації.

7. Якість влаштування свердловин відповідно до проектів на влаштування забезпечує бурове підприємство (підрядник).

8. Користувач надрами (замовник) зобов'язаний здійснювати контроль за виконанням робочого проекту на всіх етапах влаштування свердловини.

9. Початок робіт з влаштування свердловини оформляється актом на закладання свердловини, який підписується замовником і підрядником.

10. Влаштування конструкцій свердловин здійснюється з урахуванням такого.

11. Усі етапи робіт, пов'язані із влаштуванням свердловини, повинні виконуватись відповідно до вимог робочого проекту і кошторису з обов'язковою маркшейдерською прив'язкою точок розміщення устя свердловини і відповідністю їх вибоїв запроєктованим рішенням.

12. З метою отримання даних, необхідних для ГЕО-1 запасів вуглеводнів і складання проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів), під час буріння параметричних, пошукових, розвідувальних і окремих експлуатаційних (видобувних) свердловин в інтервалах залягання продуктивних пластів ведеться відбір керна. Інтервали і обсяги відбору керна визначаються робочими проектами на влаштування свердловин на основі проектів параметричного, пошукового і розвідувального буріння, а також за необхідності проектів дослідно-промислової розробки родовища. Роботи з відбору керна обов'язково передбачаються в проектно-кошторисній документації на влаштування свердловин.

13. Експлуатаційні свердловини, у яких під час буріння необхідно відбирати керна, визначаються проектом (технологічною схемою) промислової розробки родовища (покладу).

14. Конструкції параметричних, пошукових і розвідувальних свердловин повинні забезпечувати:

проводку свердловини до проектної глибини в прогнозних гірничо-геологічних умовах та виконання геологічного завдання свердловини;

розкриття пластів, запобігання руйнуванню розкритих порід, забрудненню навколосвердловинного простору;

проведення випробувань в процесі буріння свердловини;

виконання необхідних промислово-геофізичних досліджень усього розрізу, розкритого свердловиною;

цементування обсадних колон, надійну герметизацію за колонного та міжколонного простору;

надійну ізоляцію водоносних горизонтів та пластів, що містять поклади із встановленими промисловими характеристиками або перебувають у розробці, можливість їх подальшого випробування;

стаціонарне випробування в експлуатаційній колоні перспективних об'єктів, можливість розділення декількох випробуваних об'єктів (встановлення технологічних перемичок);

можливість проведення пробної експлуатації свердловини, а також подальшої експлуатації на випадок переведення свердловини в експлуатаційний фонд;

умови проведення консервації свердловин з метою подальшого їх використання для розробки виявлених покладів вуглеводнів;

додержання вимог з охорони надр та навколишнього природного середовища.

15. Конструкція експлуатаційних (видобувних) свердловин повинна забезпечувати:

проводку свердловини до проектної глибини та розкриття проектного горизонту в прогнозних гірничо-геологічних умовах;

можливість реалізації запроєктованих способів і режимів експлуатації свердловин, створення максимально допустимих депресій і репресій на пласт, які прогножуються на всіх стадіях розробки родовища;

можливість здійснення одночасно-роздільного видобування продукції з декількох експлуатаційних об'єктів в одній свердловині (якщо це передбачено проектом розробки);

умови для проведення в свердловинах ремонтних і дослідних робіт будь-якого виду протягом усього періоду їх експлуатації;

можливість проведення робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів хімічним, фізико-хімічним або іншим методом;

можливість проходження внутрішньосвердловинного обладнання і ремонтного інструменту в експлуатаційній колоні вертикальних, похило-спрямованих і горизонтальних свердловин;

якісне цементування обсадних колон й ізоляцію продуктивних горизонтів з використанням сучасної оснастки обсадних колон;

для газових свердловин - спуск експлуатаційної колони на всю глибину із заповненням заколонного простору цементним розчином до устя;

додержання вимог з охорони надр та навколишнього природного середовища.

16. Конструкція експлуатаційної колони (хвостовиків) повинна забезпечувати можливість установки пакерів та інших пристроїв, клапанів-відсікачів тощо, якщо це передбачено проектом.

17. Конструкція свердловин, які передбачається експлуатувати газліфтним способом, має задовольняти вимоги, встановлені до конструкцій газових свердловин.

18. Конструкції нагнітальних свердловин для нагнітання води, в тому числі гарячої, пари, газу або інших реагентів, а також конструкції водозабірних свердловин повинні задовольняти особливі вимоги, що мають бути обґрунтовані в проектах на їх влаштування.

19. Конструкція свердловин, що буряться в межах акваторії морів, додатково повинна враховувати:

підвищену ймовірність проявів газу на малих глибинах;

необхідність забезпечення замкнутого циклу циркуляції промивальної рідини і виносу пробуреної породи в умовах наявності товщі морської води з метою запобігання її забруднення;

підводне розміщення устя свердловини та його обладнання (конструкція верхньої частини свердловини визначається типом платформи або судна, звідки ведеться буріння, товщиною шару води (глибиною морського дна), місцем розташування противикидного обладнання тощо);

тривалі простой, пов'язані з відмовою обладнання.

20. Буріння свердловини повинно здійснюватись згідно з вимогами геолого-технічного наряду, який є невід'ємною частиною проектно-кошторисної документації. Особливу увагу треба приділяти контролю стану промивальної рідини і наявності водопроявляючих чи поглинаючих горизонтів у розрізі, що розкриває свердловина.

21. Проектно-кошторисна документація на влаштування свердловин повинна мати спеціальний розділ з розкриття продуктивних пластів.

22. Основною вимогою розкриття продуктивного пласта під час буріння (первинне розкриття) є забезпечення максимально можливого збереження природного стану присвердловинної зони, уникнення її забруднення і руйнування.

23. Тип і параметри промивальної рідини і технологічні параметри розкриття продуктивного пласта мають бути обґрунтовані в проекті на влаштування свердловин з урахуванням особливостей геологічної будови, колекторських і фільтраційних характеристик пластів (слабозцементованих, тріщинуватих тощо), прогнозних або розрахункових пластових і порових тисків і температур.

24. Параметри розчину промивальної рідини, технологічні параметри і режим буріння в інтервалі продуктивного пласта повинні забезпечувати якісне розкриття продуктивного об'єкта, максимальне збереження природної проникності і насиченості колектора, можливість виконання необхідного комплексу промислово-геофізичних досліджень.

25. На родовищах з пластовим тиском нижче гідростатичного первинне розкриття повинно проводитись на розчинах з блокуючими властивостями, які унеможливають їх поглинання і кольматацію продуктивного пласта. У таких випадках бажано здійснювати первинне розкриття пластів на рівновазі або депресії з використанням обертових превенторів, встановлених на усті свердловини.

26. Контроль за якістю розкриття продуктивних пластів здійснюється користувачем надрами або на замовлення користувача надрами службами контролю влаштування та ремонту свердловин.

27. Під час буріння і після розкриття продуктивних горизонтів виконується комплекс геофізичних досліджень свердловини, який передбачено робочою документацією на її влаштування.

Цей комплекс робіт визначається користувачем надрами на підставі проектів параметричного, пошукового, розвідувального буріння, проекту дослідно-промислової розробки й проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовища з урахуванням вимог чинних нормативних документів.

28. Роботи з цементування обсадних колон здійснюються спеціалізованими підрозділами чи установами на замовлення бурової організації згідно із затвердженим планом.

29. Роботи з цементування повинні забезпечити:

підняття цементного розчину на проектну висоту;

надійну ізоляцію нафтових, газових і водяних горизонтів один від одного, яка б унеможливила циркуляцію флюїдів (нафти, газу і води) у за колонному та міжколонному просторі;

високий ступінь надійності цементного каменю за обсадними трубами, його зчеплення з колонами, стійкість до агресивних пластових рідин, механічних і температурних навантажень;

забезпечення запроектованих депресій і репресій на продуктивні пласти;

додержання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища, запобігання кольматації продуктивних пластів.

30. Якість цементування обсадних колон обов'язково повинна визначатись відповідними геофізичними методами.

31. Роботи з цементування обсадних колон закінчуються обов'язковим їх випробуванням на герметичність, яке виконується згідно з чинними нормативно-технічними документами.

32. Під час буріння свердловин в акваторії морів потрібно забезпечити умови для:
прийому, зберігання і перевалки вантажів;
надання сервісних послуг і ремонту технічних засобів;
завантаження і бункерування плавзасобів матеріально-технічними ресурсами;
стоянки плавзасобів у міжрейсовий і міжсезонний періоди, а також їх стоянки в ремонті;
утилізації виробничих відходів.

33. Визначення меж продуктивного інтервалу нафтогазоносних пластів, їх нафтогазонасиченості, величини пластового тиску і температури здійснюється в процесі буріння параметричних, пошукових, розвідувальних свердловин до спуску обсадної колони.

Випробування пластів здійснюється методом відбору пластового флюїду каротажним випробувачем, який спускається на кабелі або на бурильних трубах.

34. Випробування в процесі буріння свердловини рекомендується виконувати негайно після розкриття перспективного інтервалу (не допускаючи перебування розкритого розрізу під впливом розчину протягом більше ніж 10 годин).

35. За результатами випробування визначаються характер флюїдонасичення пласта, проникність, коефіцієнт гідро- і п'єзопровідності, пластовий тиск і температура, коефіцієнт продуктивності та здійснюється гідродинамічне дослідження пласта.

36. Розкриття продуктивних пластів перфорацією (вторинне розкриття) повинно відбуватись згідно із затвердженим планом на проведення перфораційних робіт.

Перфораційні роботи в свердловині виконують геофізичні організації, які повинні мати ліцензію на виконання таких робіт відповідно до чинного законодавства України, на замовлення користувача надрами.

37. Інтервали перфорації продуктивних пластів визначаються за результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин з урахуванням результатів випробувань у процесі буріння свердловини.

38. Способи перфорації й порядок проведення робіт визначаються чинними нормативно-технічними документами з вибухових робіт у свердловинах та Правилами безпеки під час поводження з вибуховими матеріалами промислового призначення, затвердженими наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 12 червня 2013 року № 355, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 05 липня 2013 року за № 1127/23659.

39. Спосіб, тип, щільність перфорації і технологія її проведення повинні вибиратись з урахуванням геолого-промислової характеристики об'єктів з таким розрахунком, щоб це не призвело до порушення цілісності колони і цементного кільця за межею інтервалу перфорації, що може спричинити перетоки рідини і газу між горизонтами.

40. Вторинне розкриття пластів перфорацією зазвичай здійснюється після вилучення із свердловини бурового інструменту на буровому розчині тієї самої питомої ваги, що і під час первинного їх розкриття. За наявності малогабаритних перфораторів високої пробивної здатності та лубрикаторів високого тиску перфорацію можна здійснювати на рівновазі або депресії на пласт при спущених у свердловину насосно-компресорних трубах за умови виконання вимог протифонтанної безпеки.

41. Перед проведенням перфораційних робіт стовбур свердловини (навпроти продуктивного пласта) заповнюють спеціальною рідиною, яка забезпечує максимальне збереження природної проникності та нафтогазонасиченості колекторів, унеможливають поглинання, нафтогазопроявлення і ускладнення під час освоєння свердловини (виклику припливу рідини і газу).

Перед початком перфораційних робіт перевіряють працездатність противикидного обладнання, рівень промивальної рідини у свердловині, її параметри та відповідність стану устя свердловини вимогам правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості.

42. Комплекс робіт з освоєння свердловин, у тому числі роботи з відновлення і підвищення продуктивності пласта, технічні засоби та матеріали передбачають в проектах на влаштування свердловин.

43. Свердловини освоюють згідно з планом, який затверджує користувач надр або уповноважена ним особа.

44. Перед освоєнням свердловини виконується обов'язок устя необхідним технологічним обладнанням, яке повинно відповідати очікуваному статичному гирловому тиску.

45. Освоєння свердловин з аномально високим пластовим тиском, в продукції яких міститься значна кількість H_2S і CO_2 , здійснюють після обов'язки устя згідно з чинними нормативно-технічними документами за індивідуальним планом, узгодженим з воєнізованою аварійно-рятувальною (газорятувальною) службою з метою запобігання виникненню й ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів.

46. Освоєння закінчених бурінням експлуатаційних свердловин виконується методами, що передбачені в технологічних регламентах, затверджених для гірничо-геологічних умов кожного родовища (покладу).

47. Свердловина вважається освоєною, якщо в підсумку проведених робіт визначено продуктивність пласта і одержано приплив флюїду, який характерний для інтервалу, що випробовується. В іншому випадку складається та затверджується план подальших робіт.

48. Продуктивність свердловини може бути відновлено та підвищено за допомогою ущільнювальної перфорації або внаслідок проведення робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів. Проведення цих операцій залежно від геолого-фізичних властивостей покладу здійснюється відповідно до чинних нормативних документів.

49. Вибір способу експлуатації, підбір і встановлення внутрішньосвердловинного обладнання, а також подальші роботи з підвищення продуктивності та досягнення проектної приймальності свердловин здійснює користувач надр або оператор (за наявності) відповідно до проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів), особливостей геологічної будови покладу і поточного стану розробки родовища.

50. Влаштування свердловини вважається завершеним після виконання усіх робіт, передбачених робочим проектом на влаштування і планом освоєння свердловини.

51. Закінчення влаштування свердловини із встановленим свердловинним обладнанням передають користувачу надрами.

52. Умови передавання свердловини підрядником замовнику регламентовано чинним законодавством.

53. Під час передачі свердловини в експлуатацію підрядник зобов'язаний передати замовнику документацію, в якій необхідно вказати:

категорію і мету буріння свердловини (пошукова, розвідувальна, експлуатаційна тощо);

проектний горизонт і проектну глибину, а також фактично розкритий горизонт на вибої і фактичну глибину свердловини;

проектну документацію, на підставі якої вибрано місцерозташування, глибину свердловини;

ким розроблено і коли затверджено проектну документацію;

ким розроблено і коли затверджено робочий проект (проектно-кошторисна документація) на влаштування свердловини;

акт на закладення свердловини;

дати початку і закінчення буріння свердловини;

проектний і фактичний геологічний розріз, який розкрила свердловина;

проектну і фактичну конструкцію свердловини;

дати початку і закінчення випробування свердловини;

стислу історію буріння свердловини;

опис змін проектних рішень під час влаштування свердловини;

відомості про нафто-, газо- та водопрояви в процесі буріння;

опис особливостей кріплення свердловини, аварій з обсадними колонами, методів їх усунення;

акти випробування продуктивних пластів у колоні з інформацією про одержані результати;

акти про початок і закінчення буріння свердловини;

акт про вимір альтитуди устя обсадної колони (стола ротора);

геологічний журнал з описом усього процесу буріння і освоєння свердловини;

паспорт свердловини з даними стосовно буріння, нафтогазопроявів і її конструкції;

матеріали усіх геофізичних досліджень свердловин і висновки за ними;

акти на спуск усіх обсадних колон;

акти на цементування обсадних колон, розрахунки цементування, лабораторні дані щодо якості цементного розчину і його густини, дані про виміри густини цементу під час цементування, дані про висоту підняття цементу, про оснащення колон, стан і якість глинистого розчину в колоні перед цементуванням тощо;

акти випробувань усіх обсадних колон на герметичність;

плани робіт на випробування або освоєння кожного об'єкта;

акти про перфорацію обсадної колони з даними щодо інтервалів, способи перфорації і кількість простріляних отворів;

матеріали (протоколи, акти тощо) стосовно ускладнень і аварій під час влаштування свердловин і методів їх ліквідації;

акти на встановлення цементних мостів;

результати розрахунку колони насосно-компресорних труб з даними щодо їх типорозміру (діаметра, товщини стінки, марки сталі), глибини спуску колони, обладнання низу, глибини установки пускових клапанів (отворів), місця установки пакера, його типу;

акт на спуск колони насосно-компресорних труб;

опис керна;

акт про обладнання устя свердловини;
акт на рекультивацію землі та паспорт земельної ділянки;
акт про передачу геологічних документів на свердловину.

54. Передачу свердловини і технічної документації замовнику оформляють актом прийняття-передавання закінченої влаштуванням свердловини.

XIV. Способи експлуатації видобувних свердловин

1. Експлуатацію свердловин можна здійснювати фонтанним, газліфтним і механізованим способами.

2. Способи експлуатації свердловин, періоди їх застосування обґрунтовують у проектах (технологічних схемах) промислової розробки родовищ (покладів) і реалізують нафтогазовидобувні підприємства згідно з геолого-технічними заходами і технологічними режимами.

3. Експлуатація свердловин повинна здійснюватись лише за наявності в них насосно-компресорних труб. Глибина спуску і конструкція труб встановлюються згідно з планами освоєння свердловин.

4. За внутрішньосвердловинного газліфта необхідно здійснювати контроль за обсягами видобутого газу з кожного об'єкта.

5. У насосних установках нижче прийому насоса слід використовувати спеціальні захисні пристрої (газові і пісочні якорі) для захисту насоса від потрапляння в нього піску і газу.

6. Одночасно-роздільну експлуатацію декількох об'єктів однією свердловиною здійснюють лише за умов обґрунтування доцільності застосування цього способу в проекті (технологічній схемі) промислової розробки родовища (покладу) за умови забезпечення роздільного обліку видобутої продукції, проведення промислових досліджень і впровадження геолого-технічних заходів.

7. Вибране обладнання для експлуатації видобувних свердловин повинно забезпечувати:

відбір рідини, газу із пласта відповідно до проектних показників, результатів дослідження свердловин і встановленого технологічного режиму;

надійну і безаварійну роботу свердловини.

8. Правильний підбір свердловинного обладнання забезпечують виробничо-технічна служба нафтогазовидобувного підприємства і служба розробки родовищ, а належне його використання - технічні служби підприємства.

9. Дотримання технологічних режимів роботи видобувних свердловин здійснюється з урахуванням такого.

10. Під встановленим технологічним режимом роботи свердловини слід розуміти сукупність основних параметрів її роботи, що забезпечують отримання передбачених проектом (технологічною схемою) на даний період відборів нафти, рідини і газу й дотримання умов надійності експлуатації.

Технологічний режим роботи свердловини забезпечує регулювання процесу розробки родовища (покладу) і містить такі основні показники:

пластовий, вибійний і устьовий тиски, депресія на пласт;

дебіти рідини і газу, водний, газовий та газоконденсатний фактори для видобувних свердловин;

витрати агентів впливу для нагнітальних свердловин;

типорозміри встановленого експлуатаційного обладнання і режими його роботи (конструкція ліфта, глибина підвіски і типорозмір насоса).

11. Встановлені технологічні режими свердловин мають забезпечувати задані рівні видобутку вуглеводнів, раціональне використання пластової енергії для забезпечення піднімання і внутрішньопромислового транспортування рідин і газів, попередження передчасного утворення конусів води і газу, надійну роботу підйомного обладнання, запобігання руйнуванню привибійної зони, обсадної колони і цементного каменю.

12. Технологічні режими установлюють за даними досліджень свердловин на усталених і неусталених режимах фільтрації, результатами пробної експлуатації свердловин.

13. При експлуатації свердловини методом накопичення тиску допустимий дебіт вказується як усереднений за 10 діб. У такому випадку в технологічних режимах слід вказувати: усереднені добові дебїти, максимальний добовий дебіт (або максимальний дебіт за годину) при періодичних пусках свердловин, періодичність пусків свердловини або граничні тиски, за яких слід пускати свердловину в роботу і зупиняти.

14. Технологічні режими роботи свердловин затверджує користувач надр, виходячи із затверджених проектних об'ємів видобутку, продуктивної характеристики свердловин, наявних геологічних і технологічних обмежень, режиму розробки, технічного стану.

Технологічні режими роботи свердловин встановлюються один раз на місяць для родовищ, які знаходяться в дослідно-промисловій розробці, або один раз на квартал - для родовищ, які знаходяться в промисловій розробці. У разі зміни технологічного режиму роботи протягом двох тижнів складаються додаткові та уточнені технологічні режими.

15. Дотримання встановлених режимів забезпечують майстер і начальник цеху (промислу) з видобування нафти і газу.

16. Контроль за виконанням установлених технологічних режимів роботи свердловин здійснюють користувач надрами та оператор (за наявності).

17. Для контролю за режимом роботи свердловин встановлюють контрольно-вимірну апаратуру і пристрої для відбору устьових проб продукції. Обв'язка свердловин повинна забезпечувати проведення комплексу досліджень: індивідуальний вимір дебїту нафти, газу і конденсату, виносу пластової, конденсаційної і технічної води (ехометрування, динамометрування, спуск глибинних приладів тощо).

18. Аналіз режимів роботи свердловин здійснює користувач надрами або оператор (за наявності) шляхом систематизації та узагальнення відповідних матеріалів. Результати аналізу режимів та заходи щодо їх підтримки відображаються у щорічних звітах.

19. Контроль за роботою обладнання і станом видобувних свердловин здійснюється з урахуванням такого.

20. У процесі експлуатації свердловин вони досліджуються (газогідродинамічними, геофізичними методами) та обстежуються з метою контролю за роботою обладнання і пласта, перевірки відповідності параметрів роботи свердловин встановленому технологічному режиму, контролю за технічним станом експлуатаційної колони і насосно-компресорних труб, отримання інформації, необхідної для оптимізації режимів роботи пласта та свердловинного обладнання.

21. Геофізичні дослідження нафтових і газових свердловин виконують з метою встановлення інтервалів припливу й поглинання, шляхів обводнення свердловин, технічного стану експлуатаційної колони і насосно-компресорних труб тощо.

22. Газогідродинамічні дослідження нафтових і газових свердловин виконують на усталених (побудова індикаторних кривих залежності дебіту від депресії на пласт) й неусталених режимах фільтрації (побудова кривої відновлення тиску).

Дослідження нафтових свердловин на неусталених режимах має відбуватись з реєстрацією вибійного тиску з використанням глибинного манометра.

У газових свердловинах, за умови відсутності рідини на вибої та пластової температури не більш ніж 323 К, тиск і температуру можна реєструвати на усті свердловин з подальшим перерахуванням на вибійні.

23. Під час проведення досліджень свердловин на усталених та неусталених режимах фільтрації вимірюють:

пластовий тиск і пластову температуру;

вибійний тиск і вибійну температуру;

трубний тиск і температуру;

затрубний тиск і температуру;

дебіти нафти, конденсату, газу, води;

вміст піску в продукції;

газовий фактор, конденсатний фактор;

статичний і динамічний рівні рідини у свердловині.

Дослідження на неусталених режимах фільтрації виконують такими методами:

відновлення тиску (рівня) (побудова кривих відновлення тиску);

гідропрослуховування (побудова залежності між зміною тиску у спостережній свердловині після зміни режиму і фільтраційними параметрами охоплених фільтрацією пластів після зміни режиму збуджувальної свердловини).

З метою отримання детальної інформації щодо характеристики продуктивних пластів проводять поінтервальні та спеціальні дослідження свердловин.

24. Під час обстеження свердловин і контролю за їх роботою:

перевіряється технічний стан свердловини і встановленого обладнання (герметичність цементного каменю, обсадної колони, насосно-компресорних труб, стан стовбура свердловини, наявність в ньому піску та сторонніх предметів, наявність та динаміка міжколонного тиску, робота насосів, робота встановлених на колоні насосно-компресорних труб глибинних клапанів й інших пристроїв);

перевіряється відповідність параметрів роботи встановленого обладнання видобувним можливостям свердловини і заданому технологічному режиму;

оцінюються надійність і працездатність вузлів обладнання, визначаються міжремонтний період роботи обладнання і свердловини, можливість роботи свердловини на поточному міжколонному тиску;

отримується інформація, необхідна для планування різного виду ремонтно-відновлювальних та інших робіт у свердловинах, а також для встановлення їх технологічної ефективності.

25. Види, обсяг і періодичність досліджень і вимірів з метою контролю за роботою обладнання для всіх способів експлуатації свердловин встановлюються користувачем надр або оператором (за наявності) відповідно до проектів (технологічних схем) промислової розробки родовища (покладу).

26. Дослідження, пов'язані з контролем за роботою видобувних свердловин, мають здійснюватись з дотриманням правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості та вимог з охорони надр та навколишнього природного середовища.

27. Документами, що регламентують обсяги, методи, технологію досліджень, є чинні нормативно-технічні документи, пов'язані з технологічними, гідрогазодинамічними і лабораторними дослідженнями, спостереженнями, операціями.

28. Матеріали, отримані під час контролю за роботою обладнання для забезпечення встановлених технологічних режимів роботи свердловин, систематично аналізуються і використовуються користувачем надр або оператором (за наявності).

29. Усі первинні матеріали досліджень обов'язково зберігаються протягом усього періоду розробки родовища (експлуатаційного об'єкта).

30. Ремонт свердловин поділяють на капітальний і поточний:

до капітального ремонту належать роботи, пов'язані: зі зміною об'єкта експлуатації свердловин; із кріпленням сипких колекторів; відновленням герметичності обсадної колони і ліквідацією її деформації; з бурінням другого стовбура; з інтенсифікацією припливу вуглеводнів; з обмеженням припливу пластових, закачуваних вод; з ловильними та іншими роботами з підземним обладнанням; з консервацією, розконсервацією і ліквідацією свердловин;

до поточного ремонту належать роботи, пов'язані з переведенням свердловин з одного способу експлуатації на інший, із забезпеченням заданого технологічного режиму роботи підземного експлуатаційного обладнання, зміною режимів роботи й заміною цього обладнання, очищенням стовбура свердловини й насосно-компресорних труб від піску, парафіну і солей, плановою ревізією насосно-компресорних труб.

31. Під час ремонтних робіт у свердловинах не допускається застосування робочих рідин, що знижують продуктивні характеристики привибійної зони пласта.

Обладнання відповідного устя і стовбура свердловини, густина робочих рідин повинні забезпечувати виконання вимог протифонтанної безпеки.

32. Під час підземних ремонтів, пов'язаних з повним підйомом труб, за необхідності проводять роботи з обстеження чистоти вибою і перевірки стану цементного каменю за колоною (наприклад, геофізичними методами).

Ремонт свердловин потрібно проводити із суворим дотриманням чинних правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості, вимог охорони навколишнього природного середовища, а також діючих нормативно-технічних документів з експлуатації обладнання і проведення технологічних процесів.

33. Інформацію щодо проведених ремонтних робіт, їх змісту, міжремонтного періоду роботи устаткування свердловини, техніко-економічної ефективності користувач надр зберігає протягом усього періоду розробки родовища.

34. При капітальному ремонті свердловин із застосуванням бурового обладнання необхідно керуватися вимогами чинних правил безпеки.

35. Утримання фонду свердловин і зміна їх призначення здійснюються з урахуванням такого.

36. Технічний стан свердловин і встановленого на них обладнання має забезпечувати:

експлуатацію свердловин відповідно до затверджених технологічних режимів їх роботи;

зміну і контроль технологічних режимів за результатами виміру устьових, затрубних і міжколонних тисків, дебітів рідини, газу свердловин, газових факторів, обводненості

продукції, робочого тиску і витрат газу при газліфтній експлуатації свердловин, подачі насосів при механізованій експлуатації, відборів устьових проб тощо;

промислово-гідрогазодинамічні та промислово-геофізичні дослідження свердловин з метою контролю процесів розробки, стану підземного обладнання і присвердловинних зон пластів;

вживання заходів з метою запобігання ускладненням під час експлуатації свердловин.

37. Користувач надрами є відповідальним за весь фонд свердловин родовища, у тому числі за ліквідовані та законсервовані свердловини.

У разі якщо користувач надрами не прийняв від попереднього на свій баланс ліквідовані та законсервовані свердловини та об'єкти облаштування і не використовує їх, є відповідальною за їх технічний стан установа або підприємство, на балансі якої (якого) знаходяться ці свердловини.

38. У свердловинах із значним виносом піску проводиться кріплення привибійної зони. Методи кріплення (установка фільтрів, цементування, обробка смолами, полімерами тощо) вибираються залежно від конкретних умов.

39. Переведення свердловин на інші об'єкти розробки здійснюють відповідно до діючих нормативно-технічних документів і проектів (технологічних схем) промислової розробки родовища.

40. Приєднання нових об'єктів для одночасно-роздільної експлуатації з раніше розроблюваними в цій свердловині об'єктами проводиться згідно з технологічним проектним документом.

41. Усі пробурені на території України свердловини (параметричні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні, спеціальні тощо), що виконали своє призначення та подальше використання яких є недоцільним або неможливим, ліквідують відповідно до діючих нормативно-технічних документів.

42. Консервації підлягають параметричні, пошукові, розвідувальні експлуатаційні, видобувні і нагнітальні свердловини (у тому числі свердловини для підземних сховищ газу) як на суходолі, так і на континентальному шельфі та у межах виключної морської (економічної) зони, які після випробування і освоєння дали промислові припливи нафти або газу, але після освоєння не можуть бути введені в експлуатацію протягом часу, визначеного чинними нормативними документами, а також діючі свердловини у разі необхідності призупинення їх експлуатації.

43. Порядок консервації свердловин, терміни, на які вони консервуються, вимоги щодо оформлення матеріалів на консервацію свердловин і утримання законсервованих свердловин регламентуються чинним законодавством і нормативно-правовими актами, що стосуються користування надрами.

Консервація параметричних, пошукових і розвідувальних свердловин, що дали промислові припливи нафти і газу, але містять у своїй продукції агресивні компоненти (сірководень, вуглекислий газ тощо), проводиться користувачем надрами за інформуванням центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сферах промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

44. Консервацію спеціальних свердловин, а також свердловин, пробурених для створення підземних сховищ нафти, нафтопродуктів в соляних утвореннях, у штучних порожнинах, здійснюють на основі діючих нормативно-технічних документів.

45. Під час буріння та експлуатації нафтових і газових свердловин консервації можуть підлягати свердловини на родовищах, щодо яких припинені дії дозвільних документів (спеціальних дозволів на користування надрами тощо).

Свердловину вважають законсервованою, якщо на ній виконано відповідні роботи, які передбачено планом консервації, і оформлено відповідний акт консервації свердловини, який погоджено центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

46. Роботи з консервації, утримання законсервованих свердловин і їх збереження на весь період консервації здійснює установа, на балансі якої знаходяться законсервовані свердловини.

47. Розконсервовуються свердловини, які після закінчення строку консервації придатні для використання їх для розробки родовищ нафти і газу або створення підземних сховищ газу.

48. Розконсервацію свердловин потрібно здійснювати відповідно до планів розконсерваційних робіт, які складає користувач надрами, оператор (за наявності) або установи, на балансі яких знаходяться законсервовані свердловини, і погоджувати з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

49. Свердловини, що вводять в експлуатацію після розконсервації, мають бути обладнані відповідно до вимог, які ставляться до експлуатаційних і нагнітальних свердловин.

50. Свердловини, які після розконсервації виявились непридатними для використання за прямим призначенням, ліквідовують в установленому порядку.

51. Користувач надрами зобов'язаний ліквідувати свердловину, якщо вона виконала своє призначення та її подальше використання за прямим призначенням чи для інших господарських потреб є недоцільним або неможливим з геологічних, технічних, економічних, екологічних або інших причин.

52. У разі повної або часткової ліквідації свердловини її необхідно привести у стан, який гарантує безпеку людей, майна та охорону навколишнього природного середовища.

53. У випадку ліквідації свердловини з технічних причин, коли в непорушеній частині стовбура свердловини (вище місця аварії) є продуктивні горизонти промислового значення, ліквідовується в установленому порядку тільки аварійна частина стовбура.

54. Прийняття рішення щодо ліквідації свердловин, оформлення необхідних документів на ліквідацію свердловин і проведення ліквідації та списання витрат на їх влаштування здійснює користувач надрами відповідно до чинних нормативно-технічних документів.

55. Ліквідацію свердловин слід здійснювати відповідно до плану проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт у свердловині, складеному користувачем надрами.

56. Устя і стовбур ліквідованих свердловин обладнують згідно із типовим проектом проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт, розробленим користувачем надрами.

На ліквідовані свердловини складають акт фактичного виконання ізоляційно-ліквідаційних робіт, який користувач надрами постійно зберігає разом з іншою технічною документацією про свердловину.

57. Контроль за подальшим станом ліквідованих свердловин здійснює суб'єкт господарювання (користувач надрами), на балансі якого вони числяться.

58. Свердловини, що вводяться в експлуатацію після відновлення, мають бути обладнані устьовим і внутрішньосвердловинним обладнанням згідно з вимогами цих Правил.

59. Експлуатація відновленої свердловини не повинна призводити до погіршення технологічних показників, передбачених проектом (технологічною схемою) промислової розробки родовища (покладу).

60. Ліквідовані свердловини відновлюють за індивідуальними планами робіт, що складають користувач надрами і оператор (за наявності). Проведення цих робіт узгоджується з установою, яка склала проект (технологічну схему) промислової розробки родовища (покладу), та територіальним органом центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

XV. Облік та використання нафти, газу та конденсату

1. Облік видобування нафти, газу і конденсату на нафтогазопромислах здійснюють відповідно до чинних нормативно-технічних документів.

2. Оперативний облік видобутої нафти із свердловин здійснюють на основі даних інструментального виміру дебіту свердловини індивідуальними дебітомірами або на групових вимірвальних установках за допомогою витратомірів та інших вимірних пристроїв з урахуванням відпрацьованого свердловинами часу і процентного вмісту води.

3. Оперативний облік вільного газу, конденсату, води, видобутих із свердловин, здійснюють на основі інструментальних вимірів дебітів газу, конденсату, води по кожній свердловині на групових або централізованих пунктах збору продукції.

4. Оперативний облік видобутих нафти, конденсату, вільного та попутного газу та води ведуть індивідуально для кожної свердловини.

Під час одночасно-роздільної експлуатації двох пластів однією свердловиною оперативний облік ведуть диференційовано для кожного з пластів.

5. Обсяг видобутих нафти, газу і конденсату визначають як суму видобутих нафти, газу і конденсату із працюючих свердловин на підставі даних вимірювань на вузлах обліку.

6. Обсяги газу рециркуляції під час сайклінг-процесу обліковують окремо від обсягів газу, поданих в газотранспортну мережу.

7. Облік видобутих нафти, газу, конденсату здійснюють за показниками приладів промислових вузлів обліку.

8. Облік нафти, газу, контроль за кількістю конденсату і води у кожній свердловині групового пункту повинні супроводжуватись відповідним записом у вахтовому журналі. Періодичність і тривалість вимірів встановлюють в технологічних проектних документах залежно від режиму роботи свердловин і покладів.

9. Попутний нафтовий газ, вилучений із надр і відділений від нафти, підлягає збору, обліку і раціональному використанню.

10. Оперативний облік видобутку попутного нафтового газу здійснюють на основі обліку видобутої нафти і суми вимірів газу на газових лініях усіх ступенів сепарації з урахуванням обсягу газу, який залишається в нафті після останнього ступеня сепарації. Виміри газових факторів свердловин здійснюють за графіком, складеним відповідно до комплексу промислових гідрогазодинамічних досліджень, затвердженого користувачем надрами або оператором (за наявності).

11. У разі вмісту в нафтовому (попутному) і вільному газі супутніх корисних компонентів (етану, пропану, бутану, сірководню, гелію), запаси яких затверджені в установленому порядку, їх видобування і використання обліковують за компонентами відповідно до діючих нормативно-технічних документів.

12. Супутні пластові води, видобуті з вуглеводнями, обліковують і утилізують відповідно до проектів (технологічних схем) промислової розробки.

13. Розрахунок нормативних втрат і виробничо-технологічних витрат нафти, природного газу та газового конденсату під час їх видобування, підготовки до транспортування та

транспортування і їх облік здійснюють згідно з діючими нормативно-технічними документами.

XVI. Ведення документації під час розробки родовищ нафти і газу та експлуатації свердловин

1. Документацію, яка стосується оперативного і перспективного планування й обліку роботи під час розробки родовищ нафти і газу та експлуатації свердловин, веде користувач надрами або оператор (за наявності).

2. Основними документами оперативного планування під час розробки родовищ нафти і газу є:

місячні плани видобутку підрозділами (цехами) газу, нафти і газового конденсату та виробництва продукції з них;

план-графік дослідження свердловин;

технологічний режим роботи свердловин.

3. Місячний план видобутку нафти, газу, конденсату встановлюють на основі технологічного режиму експлуатації свердловин, планів-графіків уведення свердловин в експлуатацію після буріння та освоєння, без дії та простоювання.

4. План капітального, підземного і наземного ремонту свердловин, графік руху верстатів формуються на основі даних щодо змін в роботі свердловин, норм періодичності ревізії підземного обладнання і затверджуються користувачем надрами або оператором (за наявності).

5. Плани-графіки досліджень свердловин, проведення робіт з інтенсифікації формуються відповідно до рекомендацій проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовища (покладу) і затверджуються користувачем надрами або оператором (за наявності).

6. Основними документами оперативного обліку під час розробки родовищ нафти і газу є:

добовий рапорт або технологічний журнал контролю за режимом роботи свердловин, в яких щоденно відображаються робота кожної свердловини, тривалість і причини простою свердловини, добовий видобуток нафти, газу, конденсату, води, нагнітання агентів впливу і які зберігаються протягом одного року;

вимірний журнал, в якому записуються результати вимірів дебітів рідини, газу кожної свердловини, нагнітання агентів впливу, параметри роботи свердловини: устьовий, трубний, затрубний тиски, параметри роботи наземного обладнання і який зберігається протягом трьох років;

вахтовий журнал бригад підземного і капітального ремонту, в якому детально записуються роботи, виконані бригадою за зміну (вахту);

місячний звіт про роботу свердловин, в якому наводяться показники роботи кожної свердловини і фактичний видобуток рідини, нафти, газу, конденсату, нагнітання агентів впливу, дні (години) роботи, тривалість і причини простою;

місячний звіт про дослідження свердловин, в якому наводиться фактична кількість інструментальних досліджень за видами в порівнянні з місячним планом досліджень;

для кожної свердловини ведеться книга документації (паспорт), куди заносяться щомісячні фактичні показники її роботи, записи щодо проведення підземного та капітального ремонту, а також інших робіт, передбачених геолого-технічними заходами.

7. Аналізи поверхневих і глибинних проб вуглеводнів, дослідження газоконденсатних систем та попутної пластової води проводять на замовлення користувача надрами

спеціалізовані організації, установи та оформлюють результати у вигляді звітів (текстової частини, таблиць, рисунків) встановленої форми відповідно до вимог діючих нормативно-технічних документів.

8. У вимірний журнал роботи поглинальної, спеціальної свердловини, в якому обліковується утилізація попутних пластових вод, записуються технологічні параметри роботи свердловини й обсяг закачуваної води за добу, тиск нагнітання, параметри роботи наземного обладнання.

9. На кожну свердловину, що знаходиться у фонді нафтогазовидобувного підприємства, заводять справу, у якій зібрано всі документи щодо проведення різних робіт в ній під час буріння і наступного її використання.

10. Для кожного родовища (покладу) рекомендується щорічно розробляти узагальнюючу документацію:

карти поточних і сумарних відборів флюїду з нанесенням початкового і поточного контурів нафтогазоносності;

карти приведених і дійсних ізобар;

детальні геологічні профілі з нанесеними зонами витіснення основного флюїду контурними водами чи агентом впливу;

структурні карти, карти ефективних нафтогазонасичених товщин, пористості й проникності (під час розбурювання родовища).

11. Документація, що ведеться користувачем надрами або оператором (за наявності), має відповідати діючим нормативно-технічним документам.

12. Документація, отримана під час промислової розробки родовищ нафти і газу та експлуатації свердловин, надається спеціалізованим організаціям, установам, які виконують авторський нагляд за розробкою цих родовищ.

13. Ведення первинної документації забезпечують користувач надрами та оператор (за наявності).

XVII. Виведення родовищ нафти і газу з розробки

Відповідно до Закону України «Про нафту і газ» виведення родовищ нафти і газу з промислової розробки, а також контроль за впливом ліквідованих при цьому промислових об'єктів на довкілля здійснюються в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, з додержанням вимог чинного законодавства.

XVIII. Охорона навколишнього природного середовища та надр під час влаштування, пробної експлуатації свердловин, дослідно-промислової та промислової розробки родовищ нафти і газу

1. Охорону навколишнього природного середовища під час пробної експлуатації свердловин, дослідно-промислової і промислової розробки родовищ нафти і газу повинен здійснювати користувач надрами відповідно до Кодексу України про надра, Законів України «Про нафту і газ», «Про охорону навколишнього природного середовища», а також цих Правил.

2. Процес розробки родовища (експлуатаційного об'єкта) має повністю забезпечувати безпеку життя та здоров'я працівників підприємств та населення, які проживають в зоні впливу робіт з розробки, відповідно до Законів України «Про охорону праці» та діючих нормативно-технічних документів щодо безпеки робіт в нафтогазовій галузі.

3. Охорону навколишнього природного середовища та надр необхідно здійснювати під час усіх етапів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, промислової розробки родовищ та під час виведення їх з розробки.

4. Охорона навколишнього природного середовища та надр під час пробної експлуатації свердловин, дослідно-промислової та промислової розробки родовищ нафти і газу передбачає вживання комплексу організаційних і геолого-технічних заходів, спрямованих на:

комплексне геологічне вивчення надр, будови родовищ, отримання необхідних даних для ГЕО-1 запасів вуглеводнів (нафти, газу, конденсату і наявних у них цінних компонентів), складання проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів);

запобігання втратам нафти, газу і конденсату в надрах внаслідок низької якості проводки свердловин, порушенню запроектованої технології розробки покладів нафти і газу, експлуатації свердловин, які призводять до передчасного обводнення пластів, їх дегазації, випадіння конденсату, перетоків флюїдів (нафти, газу і води) між продуктивними і сусідніми (верхніми і нижніми) горизонтами, руйнування пластів нафтогазонасичених порід, обсадних колон і цементного каменю за ними тощо;

запобігання передчасному виснаженню родовищ (покладів) під час дослідно-промислової і промислової розробок;

зведення до мінімуму випуску газу при пробній експлуатації, освоєнні свердловин та їх продувках;

недопущення шкідливого впливу розробки родовища (покладу) на населення, навколишнє природне середовище, сусідні ділянки надр, а також існуючі будівлі та споруди.

5. Охорону навколишнього природного середовища та надр під час пошуків, розвідки й розробки родовищ нафти і газу забезпечують користувач надрами, підприємства та установи, які здійснюють пошуки, розвідку, розбурювання і розробку родовищ нафти і газу.

6. Особи, які допустили порушення встановлених норм з охорони навколишнього природного середовища та надр під час геологорозвідувальних робіт та промислової розробки родовищ нафти і газу, є відповідальними згідно з чинним законодавством України.

7. Охорона надр під час буріння свердловин й розбурювання родовищ нафти і газу для дослідно-промислової та промислової розробок здійснюється з урахуванням такого.

8. Під час буріння свердловин на родовищах нафти і газу заходи з охорони надр спрямовуються на забезпечення:

запобігання відкритому фонтануванню, грифоутворенню, поглинанню промивальної рідини, обвалам стінок свердловин і міжпластових перетоків флюїдів (нафти, газу і води) під час буріння свердловин;

розкриття продуктивних горизонтів, випробування, пробної експлуатації і подальшої експлуатації свердловин;

надійної ізоляції в пробурених свердловинах усіх нафто-, газо- і водоносних пластів в усьому розкритому розрізі;

необхідної герметичності всіх обсадних колон труб, спущених у свердловину, їх якісного цементування;

запобігання погіршенню колекторських властивостей продуктивних пластів, збереження їх природного стану під час розкриття в процесі буріння, кріплення, перфорації та освоєння свердловин.

9. Пласти з ознаками нафтогазоносності, виявлені під час буріння свердловин за даними відібраного керна, каротажу і безпосередніх нафтогазопроявів і рекомендовані для

визначення продуктивності, повинні бути випробувані з метою визначення можливості отримання промислових припливів нафти і газу.

10. У разі одержання під час випробування за результатами геофізичних досліджень свердловин припливів води з нафтогазоперспективних пластів необхідно провести дослідження з уточнення джерела її надходження і за необхідності виконати ремонтно-ізоляційні роботи з повторним випробуванням цього об'єкта.

11. Розкриття продуктивних пластів у процесі буріння необхідно проводити за наявності встановленого на усті свердловини противикидного обладнання. Густина промивальної рідини для розкриття продуктивних пластів встановлюється згідно з робочим проектом на влаштування свердловини.

12. Противикидне обладнання та його обв'язку потрібно монтувати згідно з типовою схемою для кожного району бурових робіт, погодженою з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

Обв'язка превенторів має забезпечувати можливість промивання свердловини з протитиском на пласти. Перед установленням противикидне обладнання повинно бути випробувано на пробний тиск, який вказано в технічному паспорті. Превентор після встановлення його на усті свердловини опресовують разом з обсадною колоною на тиск, величина якого визначається максимальним тиском, очікуваним на усті свердловини на випадок ліквідації відкритого фонтанування.

13. На багатопластових родовищах нафти і газу розбурювання здійснюється за умов забезпечення всіх обґрунтованих заходів із запобігання шкоді іншим продуктивним горизонтам.

Під час розбурювання нижніх пластів мають бути передбачені всі обґрунтовані технічні заходи, що гарантують успішну проводку свердловини через верхні продуктивні пласти, запобігаючи нафтовим і газовим викидам, відкритому фонтануванню, а також погіршенню природної проникності верхніх пластів внаслідок дії на них промивальної рідини.

14. У свердловинах, буріння яких здійснюється на нижчезалягаючі пласти, треба вжити заходів щодо запобігання проникненню (поглинанню) промивальної рідини у верхні пласти, які розробляються. В окремих випадках експлуатацію видобувних свердловин, найближчих до тих, що буряться, потрібно зупинити до закінчення буріння або спуску проміжної обсадної колони, яка перекриває експлуатаційний об'єкт.

15. Вторинне розкриття продуктивних пластів проводиться на спеціальних промивальних рідинах, які забезпечують збереження природної проникності.

16. Для запобігання забрудненню (зниженню проникності) привибійної зони пласта внаслідок тривалої дії промивальної рідини після закінчення буріння свердловини і перфорації експлуатаційної колони треба вжити заходів з негайного освоєння свердловини.

Якщо освоєні розвідувальні та експлуатаційні свердловини не можна ввести в експлуатацію за відсутності облаштування на родовищі, їх тимчасово консервують згідно з діючими нормативно-технічними документами.

17. У параметричних, пошукових і розвідувальних свердловинах, обсаджених експлуатаційною колоною, послідовне випробування продуктивних пластів здійснюється роздільно - «знизу–вверх». Після закінчення випробування чергового пласта, крім верхнього, проводиться його ізоляція встановленням цементного моста (або за допомогою інших технічних засобів) з наступною перевіркою його місця розташування і герметичності шляхом опресування і простеження за динамічним рівнем.

Якщо під час випробування пласта припливу нафти, газу або пластової води не отримано (об'єкт дослідження «сухий»), ізолювати випробуваний інтервал не обов'язково.

18. У глибоких параметричних, пошукових і розвідувальних свердловинах за умов, коли немає гарантії отримання промислової продукції з верхніх об'єктів або встановлено, що вони незначні за запасами і можуть бути реалізовані в майбутньому як об'єкти повернення, допускається припинення подальшого випробування на об'єкті, що дав промисловий приплив вуглеводнів.

19. У свердловинах, що не проведені до проектної глибини і у яких зупинено буріння з технічних причин (внаслідок аварій або низької якості проводки), у розкритому розрізі яких встановлено наявність нафтогазоводоносних пластів, необхідно провести ізоляційні роботи з метою запобігання міжпластовим перетокам нафти, газу і води та здійснити подальшу їх ліквідацію відповідно до чинних нормативно-правових актів.

Свердловини, в яких не виявлені об'єкти для випробування, підлягають ліквідації або використовуються для повернення супутньо-пластових вод та захоронення стічних вод.

Фізичну (фактичну) ліквідацію параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин здійснюють лише після розгляду у встановленому порядку всіх матеріалів з ліквідації свердловин за планом, погодженим з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

20. У процесі буріння, випробування і пробної експлуатації параметричних, пошукових, і розвідувальних свердловин, освоєння експлуатаційних і нагнітальних свердловин необхідно виконувати комплекс геофізичних, гідрогазодинамічних й інших досліджень відповідно до проектів параметричного, пошукового і розвідувального буріння, планів пробної експлуатації, затверджених проектів ДПР, проектів (технологічних схем) промислової розробки родовищ (покладів) і робочих проектів на влаштування свердловин.

21. Проектування, розміщення і влаштування параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних газових свердловин та експлуатаційних споруд повинно здійснюватись на відстані встановленої чинним законодавством санітарно-захисної зони: з використанням дизельних двигунів - не менше 500 м, з використанням електроприводів та газових свердловин, що вводяться в експлуатацію з підключенням до газопроводу, - не менше 300 м від житлових будинків та громадських споруд населених пунктів за умов виконання усіх екологічних вимог чинного законодавства.

22. Питання одночасної (роздільної) розробки нафтової і газової частин нафтоносного пласта з газовою шапкою й газоносного пласта з нафтовою облямівкою вирішується технологічним проектним документом, затвердженим у встановленому порядку.

23. Пропозиції з удосконалення системи розробки, які вносяться під час авторського нагляду за розробкою родовища і призводять до зміни прийнятих проектних показників (кількості видобувних і нагнітальних свердловин, обсягів видобування нафти, газу, конденсату і нагнітання агентів впливу), можуть впроваджуватись на період до одного року до складання уточненого проекту промислової розробки родовища (покладу).

24. Розробку родовищ нафти і газу загалом і кожного їх окремого пласта або покладу потрібно здійснювати згідно з чинним проектом (технологічною схемою). Для запобігання втратам вуглеводнів (нафти, газу і конденсату) під час розробки родовищ у проекті (технологічній схемі) повинно бути передбачено впровадження передових технологій і техніки, які забезпечать оптимальне вилучення вуглеводнів із пластів (покладів).

25. Промислова розробка нафтових і газонафтових (нафтогазових) родовищ допускається лише за умови, якщо газ, що видобувається разом з нафтою (розчинений), використовується (реалізовується) споживачем або з метою тимчасового зберігання закачується в спеціальні підземні сховища і нафтові пласти родовищ, якщо це передбачено проектом (технологічною схемою), крім випадків, коли незначний вміст розчиненого в нафті газу не дозволяє технологічно його вилучити з технологічної або економічної точки зору.

26. Під час промислової розробки родовищ нафти і газу забезпечуються збір і використання видобутих вуглеводнів (нафти, газу і конденсату), пластових вод і супутніх корисних компонентів, які мають промислове значення, в обсягах, передбачених в затверджених проектах (технологічних схемах) промислової розробки родовища (покладу).

27. Експлуатацію видобувних і нагнітальних свердловин слід здійснювати відповідно до технологічних режимів.

Обсяги видобутку нафти, газу і конденсату, нагнітання води (газу) й депресії (репресії) на пласт повинні встановлюватись з урахуванням умов, які забезпечуватимуть раціональну розробку покладів і безаварійну експлуатацію свердловин: недопущення утворення водяних або газових конусів, прориву пластової води у пласти, руйнування пластів порід-колекторів і утворення піщаних пробок, передчасного прориву закачуваних агентів впливу до вибоїв видобувних свердловин, непередбаченого розгазування покладів і росту газових факторів, руйнування експлуатаційних колон тощо.

28. Експлуатація видобувних і нагнітальних свердловин з порушенням герметичності обсадних труб, експлуатаційної колони, відсутністю цементного каменю за колоною, пропусками фланцевих з'єднань, з іншими дефектами не допускається. У виняткових випадках експлуатація видобувних свердловин з міжколонним тиском допускається відповідно до діючих нормативно-технічних документів.

29. На родовищах (покладах) нафти і газу, що розробляються, треба проводити обов'язковий комплекс досліджень і систематичних вимірів для контролю за розробкою відповідно до затвердженого проекту (технологічної схеми) промислової розробки родовищ (покладів).

Цей комплекс повинен включати також дослідження з виявлення свердловин - джерел підземних витоків, міжпластових перетоків. Види, обсяги і періодичність досліджень і вимірів передбачаються у проекті (технологічній схемі) промислової розробки родовища (покладу).

30. Якщо під час розробки родовища у свердловині з'явилися підземні витікання або інтенсивні міжпластові перетоки нафти, газу, води, користувач надрами зобов'язаний встановити і ліквідувати причину виявленого руху флюїдів.

Якщо неможливо усунути значні підземні витікання і міжпластові перетоки флюїдів, свердловину необхідно ліквідувати з додержанням умов ізоляції нафтогазоносних горизонтів згідно з чинними нормативними документами на ліквідацію свердловин.

31. Освоєння й експлуатацію видобувних і нагнітальних свердловин слід проводити при відповідному обладнанні устя свердловини, яке має бути герметичним, запобігати можливості викиду і відкритого фонтанування нафти і газу, втратам і розливам (просочуванням) закачуваних агентів впливу.

32. У разі утворення скупчень або покладів газу техногенного характеру у верхніх пластах у процесі розробки родовища внаслідок витікання і міжпластових перетоків газу необхідно виявити джерела живлення таких скупчень і вжити заходів з локалізації й запобігання подальшого накопичення газу в них.

Для ліквідації скупчень газу техногенного характеру під час розробки необхідно здійснити дегазацію за допомогою контрольно-дренажних дегазаційних свердловин випуском газу до повного виснаження цих скупчень.

Дегазацію покладу здійснюють на основі рекомендацій спеціалізованих установ та погоджують з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

За наявності значних запасів газу техногенного характеру може бути складений окремий проект розробки таких техногенних покладів.

33. Для ліквідації міжпластових перетоків газу (нафти) у заколонному просторі в діючих видобувних свердловинах, а також для зменшення нафтогазопроявів у аварійних свердловинах можуть бути закладені розвантажувальні експлуатаційні свердловини. Основне їх завдання - тимчасове створення максимально допустимих депресій на пласт, що дегазується несправною експлуатаційною або аварійною свердловиною. Після того, як розвантажувальна свердловина виконала своє призначення, вона може бути переведена з форсованого режиму експлуатації на оптимальний або законсервована (ліквідована) за рішенням користувача надрами або оператора (за наявності).

34. За появи у процесі експлуатації в продукції нафтогазовидобувних свердловин води, крім контролю за обводненістю продукції, необхідно проводити спеціальні геофізичні, гідродинамічні дослідження з метою визначення місця припливу води в свердловину, джерела обводнення і глибини його залягання.

У свердловинах з виявленим обводненням сторонньою водою потрібно проводити ремонтно-ізоляційні роботи з обмеження (ліквідації) водоприпливу, а за необхідності - подальшу ліквідацію свердловини.

35. Під час проведення у видобувних і нагнітальних свердловинах нових заходів із підвищення продуктивності (приймальності) пластів впливом на них у присвердловинній зоні має бути забезпечено збереження експлуатаційної колони обсадних труб і цементного кільця вище і нижче продуктивного горизонту.

36. Впровадження заходів з інтенсифікації у технічно несправних свердловинах (з негерметичністю експлуатаційної колони, порушенням цементного кільця за колоною, з міжпластовими перетоками за колоною) допускається у виняткових випадках відповідно до діючих нормативно-технічних документів.

37. У свердловинах, в яких непроникний прошарок (перемичка) між нафтоносним і газоносним, нафтоносним і водоносним, газоносним і водоносним пластами невеликий, заходи з інтенсифікації припливу нафти або газу вживаються за умов створення допустимого перепаду тиску на перемичку.

38. Впровадження заходів з інтенсифікації видобування нафти або газу в свердловинах, які розміщені поблизу водонафтового, газоводяного та газонафтового контактів заборонено.

39. Якщо до обробки присвердловинної зони пласта не спостерігались руйнування пласта і винесення породи, а після обробки почалось інтенсивне винесення породи зі свердловини, необхідно обмежити відбір нафти (рідини) або газу із свердловини і вжити заходів щодо його ліквідації.

40. Практичному здійсненню методів інтенсифікації видобування нафти, газу на кожному новому родовищі мають передувати експериментальні дослідження, які проводять з метою обґрунтування (отримання) основних параметрів процесу інтенсифікації, додержання яких забезпечує збереження колони обсадних труб і цементного кільця за колоною, а також не призводить до руйнування пласта колектора у привибійній зоні.

41. Припинення експлуатації видобувної свердловини визначається межею рентабельності експлуатації свердловини.

42. У разі коли припинення експлуатації нерентабельної свердловини може призвести до погіршення екологічного стану (забруднення водоносних горизонтів мінеральних вод і загазованості території), продовження експлуатації таких свердловин повинне вирішуватись окремо за інформуванням центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду.

43. Охорона навколишнього природного середовища під час проведення пошуково-розвідувальних робіт, влаштування свердловин, облаштування і розробки родовищ нафти і

газу здійснюється відповідно до Законів України «Про охорону навколишнього природного середовища», «Про охорону атмосферного повітря», Водного кодексу України, Земельного кодексу України, Кодексу України про надра, Лісового кодексу України, законодавства про охорону і використання рослинного і тваринного світу та інших нормативно-правових актів, які стосуються охорони навколишнього природного середовища, чинних будівельних, санітарних, протипожежних норм і правил.

44. Охорона навколишнього природного середовища має передбачати комплекс організаційних і техніко-технологічних заходів, спрямованих на забезпечення безпеки населених пунктів, раціональне використання земель, вод, надр, запобігання забрудненню поверхневих і підземних вод, атмосферного повітря, збереження лісових масивів, заказників, охоронних зон.

45. Повернення супутньо-пластових вод, захоронення стічних вод у надра здійснюються відповідно до вимог чинного законодавства, згідно із діючими нормативно-технічними документами.

46. Оцінку впливу на навколишнє природне середовище господарської діяльності підприємств і організацій під час регіонального, пошукового та розвідувального етапів геологорозвідувальних робіт, розбурювання і промислової розробки родовищ нафти і газу здійснюють згідно з державними будівельними нормами України у проектах на влаштування свердловин і проектах облаштування родовищ нафти і газу.

47. Охорона навколишнього природного середовища під час буріння свердловин на родовищах нафти і газу має здійснюватися з урахуванням спеціально розроблених галузевих норм та стандартів, затверджених у встановленому законодавством порядку, що регламентують природоохоронні заходи під час влаштування свердловин на нафту і газ на всіх етапах циклу влаштування свердловини: підготовка майданчика; монтаж бурової установки; буріння свердловини; освоєння свердловини; демонтаж бурової установки.

48. Заходи з охорони навколишнього природного середовища під час буріння параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин мають бути спрямовані на запобігання забрудненню всіх складових навколишнього природного середовища (грунтів, поверхневих і підземних вод, атмосферного повітря) промивальними рідинами і хімічними реагентами, продуктами освоєння свердловин (нафтою, газом, газовим конденсатом і пластовою водою), вибуреною породою (шламом) і стічними водами, паливно-мастильними матеріалами (дизельним паливом і мастилами), продуктами згорання палива та природного газу під час випробування свердловини на приплив (спалювання газу на факелі) та іншими забруднювальними речовинами.

49. Заходи з охорони навколишнього природного середовища під час буріння мають включати:

вирівнювання та обвалування бурових майданчиків, ємностей з нафтопродуктами і хімічними реагентами;

планування бурового майданчика з відведенням поверхневого стоку в бік шламових амбарів;

застосування розбірних металевих ємностей або спеціально обладнаних земляних амбарів з обов'язковою гідроізоляцією їх стінок і днища для зберігання промивальної рідини і вибуреної породи (шламу);

багаторазове використання промивальної рідини;

нейтралізацію та захоронення відпрацьованих бурових стічних вод, промивальних рідин та бурового шламу на території бурового майданчика у шламових амбарах за умови надійної гідроізоляції амбарів та III або IV класу небезпеки відходів, що захороняються. В іншому

випадку зазначені відходи мають бути зібрані та вивезені на утилізацію або остаточне розміщення підприємствами, що мають відповідні ліцензії на цей вид діяльності;

під час розкриття водоносних горизонтів прісних вод використання бурових розчинів, які не містять хімічних реагентів I та II класу небезпеки відповідно до чинного законодавства;

збір, очищення і/або повторне використання бурових стічних вод та їх утилізацію після закінчення влаштування свердловини, де це є можливим;

знімання та роздільне складування родючого та мінерального ґрунтів у буртах на території бурового майданчика для потреб подальшої рекультивациі;

раціональне використання і обов'язкову рекультивацію землі після ліквідації свердловини;

створення мережі контрольних пунктів для спостереження за складом поверхневих і підземних вод, приземного шару атмосфери, а також, за необхідності, ґрунтів у межах санітарно-захисних зон свердловин, що створюються.

50. Під час буріння свердловин на родовищах нафти і газу, на території яких є зони санітарної охорони, заповідники, а також розташованих в акваторіях морів, слід застосовувати безамбарний спосіб циркуляції, очищення і зберігання промивальної рідини.

51. Проектна документація на влаштування свердловин обов'язково має містити окрему частину з оцінки впливу на навколишнє середовище, в якій передбачено питання охорони навколишнього природного середовища включно з рекультивацією землі (технічною і біологічною).

52. Під час буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин в акваторіях морів заходи з охорони морського середовища і атмосферного повітря мають включати спеціальні технології і обладнання для збору, очищення і утилізації промивальної рідини і вибуреної породи (шламу), бурових стічних вод і продуктів, що утворюються під час випробування і пробної експлуатації свердловин, вихлопних газів від двигунів внутрішнього згорання, сміття морських платформ.

53. Для запобігання забрудненню морського середовища під час буріння свердловин в акваторіях морів їх конструкція має передбачати перекриття всієї товщі води водоізолюючою колоною.

Вибурена порода (шлам), відпрацьована промивальна рідина, сміття морських платформ повинні вивозитись суднами на берег і захоронятись у спеціальних шламонакопичувачах та сміттєзвалищах, а бурові стічні води - закачуватись у підземні горизонти через поглинальні свердловини.

54. Для запобігання забрудненню підземних горизонтів питної води під час буріння параметричних, пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин водоносний горизонт має розкриватись на спеціальних розчинах, які не містять хімічних реагентів I та II класів небезпеки відповідно до чинних стандартів, з наступним перекриттям його кондуктором.

55. Охорона навколишнього природного середовища має здійснюватись на всіх етапах геологорозвідувальних робіт на нафту і газ включно з пробною експлуатацією свердловин, дослідно-промисловою розробкою та під час промислової розробки родовищ (покладів).

56. У проектах на облаштування родовищ нафти і газу передбачають розроблення розділу з оцінки впливу на навколишнє середовище, в якому визначені заходи з охорони навколишнього природного середовища.

Проекти влаштування свердловин та проекти облаштування родовищ нафти і газу підлягають екологічній експертизі згідно із законодавством.

57. Заходи з охорони навколишнього природного середовища під час експлуатації видобувних і нагнітальних свердловин, проведення на них підземних і капітальних ремонтів, застосування методів інтенсифікації припливів нафти і газу під час збору, промислової підготовки і транспортування їх продукції мають бути спрямовані на запобігання забрудненню землі, поверхневих і підземних вод, атмосферного повітря, рослинного і тваринного світу (флори і фауни) нафтою, газом, конденсатом, промисловими стічними і попутними пластовими водами, хімічними реагентами і поверхнево-активними речовинами, які застосовують в технологічних процесах видобутку нафти і газу, та іншими забруднювачами, а також на раціональне використання землі й прісної води.

58. Заходи з охорони навколишнього природного середовища мають включати:

застосування закритої герметичної системи збору, промислової підготовки і транспорту продукції свердловин;

повну утилізацію попутного (розчиненого) та газліфтного газів;

повну утилізацію супутньо-пластових вод нагнітанням їх в продуктивні пласти з метою підтримання пластового тиску або в підземні поглинальні горизонти;

обладнання видобувних і нагнітальних свердловин вибійними та устьовими відсікачами з метою запобігання витіканню нафти, газу, закачуваних в свердловину агентів впливу на випадок розгерметизації устьового обладнання і прориву трубопроводів, залежно від випадку;

застосування антикорозійного покриття, інгібіторів для запобігання корозії обладнання свердловин, іншого нафтопромислового обладнання і трубопроводів, бактерицидів для обробки закачуваної в продуктивні пласти води з метою пригнічення сульфатовідновлювальних бактерій;

швидку ліквідацію аварійних розливів нафти, конденсату, влаштування нафтовловлювачів на річках і зливних стоках;

заходи із запобігання потраплянню на землю, у поверхневі і підземні води питного водопостачання кислот, лугів, поверхнево-активних речовин, полімерних розчинів та інших хімічних реагентів, що використовують під час видобування нафти і газу, підвищення вилучення нафти, газу та конденсату та з іншою метою;

організацію регулярного контролю за станом свердловин і трубопроводів;

екологічний моніторинг усього процесу розробки родовищ нафти і газу.

59. Під час розробки родовищ нафти і газу в акваторії Чорного і Азовського морів потрібно запобігати забрудненню морського середовища різними забруднювачами. Під час проведення поточних і капітальних ремонтів, впровадження методів інтенсифікації видобування нафти і газу слід застосовувати замкнуту систему циркуляції промивальної рідини і спеціальне обладнання для відмивання піску від нафти, очищення супутніх пластових вод.

Тверді відходи (пісок, порода), сміття з морських платформ вивозяться суднами на берег і утилізуються у спеціально відведених місцях.

Супутньо-пластові води, які утворюються під час видобування вуглеводнів, повертаються в підземні горизонти через нагнітальні свердловини для підтримки пластового тиску або в поглинальні свердловини.

Скидання супутньо-пластових вод у морське середовище допускається лише за умов їх очищення до якості, яка відповідає вимогам чинного законодавства.

XIX. Вимоги промислової, пожежної безпеки та охорони праці

1. Користувач надр та інші суб'єкти господарської діяльності, які виконують роботи з розробки родовища, повинні дотримуватись вимог Закону України «Про охорону праці», положень щодо безпеки праці в нафтогазопромисловій галузі згідно з правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості України, в яких встановлено вимоги безпеки під час будівництва та експлуатації, капітального ремонту та досліджень нафтових, газових та інших, пов'язаних з видобуванням нафти і газу, свердловин, промислового та міжпромислового збору нафти і газу, підготовки нафти і газу до транспортування магістральними трубопроводами.

2. Забезпечення пожежної безпеки під час розробки родовищ газу і нафти має відповідати вимогам Кодексу цивільного захисту України, Правил пожежної безпеки в Україні, затверджених наказом Міністерства внутрішніх справ України від 30 грудня 2014 року № 1417, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 05 березня 2015 року за № 252/26697, Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах, затвердженої наказом Міністерства праці та соціальної політики України 05 червня 2001 року № 255, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 23 червня 2001 року за № 541/5732, а також інших чинних нормативно-правових актів з охорони праці та пожежної безпеки.

**Директор Юридичного
департаменту**

В.А. Бучко